

Evaluación técnica y económica de los resultados del proyecto de desarrollo de un campo de producción de hidrocarburos con alto corte de agua en los llanos orientales

John Javier Sánchez Moreno

Trabajo de grado para optar el título de Magister en Ingeniería de Petróleo y Gas

Director

John Alexander León

M.Sc ingeniería de petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas

Bucaramanga

2022

Agradecimientos

El autor expresa sus agradecimientos:

A Dios y a mi Virgencita María Auxiliadora por sus bendiciones y protección siempre.

A mi familia, esposa y bebe por su apoyo y motivación incondicional.

Al Ingeniero John León por su disposición como director del presente trabajo.

Contenido

	Pág.
Introducción	11
1. Objetivos	12
1.1 Objetivo General	12
1.2 Objetivos Específicos.....	12
2. Descripción de las características operacionales del campo estudio y el modelo actual de desarrollo.....	13
2.1 Características del yacimiento y los fluidos de formación.....	13
2.1.1 Propiedades de la roca yacimiento.....	18
2.1.2 Completamiento usual de los pozos del campo en estudio.....	19
2.1.3 Histórico de producción. Relación agua-petróleo.....	21
2.2 Modelo actual de desarrollo campo estudio.....	22
3. Factores que impactan la necesidad de un proyecto de desarrollo en campos de producción..	25
3.1 Principios Básicos y Definiciones	25
3.2 Evaluaciones de Recursos Basados en Proyectos.....	29
3.3 Determinación de la Comercialidad.....	32
3.3.1 Estado Económico	34
3.4 Categorización de Recursos	35
3.5 Definiciones de Categorías y Guías	36
3.6 Evaluaciones Comerciales	39

3.6.1 Evaluaciones de Recursos basadas en el Flujo de Caja	40
3.6.2 Criterios Económicos.....	41
3.6.3 Límite Económico.....	43
3.7.3 Balance de Producción.....	44
4. Campaña de perforación desarrollo	45
4.1 Tiempos y costos operacionales perforación y completamiento 2019.	48
4.1.1 Tiempos y costos operacionales perforación y completamiento 2020	52
5. Esquema de explotación de un campo	60
5.1 Pronóstico de Producción Probabilístico	61
5.2 Pozos de la Básica.....	62
5.3 Pozos desarrollo	62
5.4 Perfiles de Producción.....	64
5.5 Alternativas de perforación y completamiento	68
5.5.1 Perforación:.....	68
5.5.2 Completamiento:.....	69
5.5.3 Estado mecánico tipo pozos horizontales	70
5.5.4 Historia de los pozos realizados en el área o en el campo análogo.....	72
5.6 Alternativas de Facilidades	73
5.6.1 Disposición de Agua de Producción	74
5.6.2 Separación Insitu.....	77
5.6.3 Pozos Nuevos desde Clúster Existentes	77
5.7 Alternativas de facilidades de energía.....	78
5.7.1 Oportunidades sobre la infraestructura existente	78

6. Conclusiones 79

Referencias Bibliográficas 82

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Corte estructural esquematizado para la parte este de la cuenca de los Llanos Orientales.	14
Figura 2. Diagrama de Stiff para la abundancia de iones en el sistema acuoso.	16
Figura 3. (a) Estado mecánico pozo vertical. (b) Estado mecánico pozo horizontal.	20
Figura 4. Graficos de WOR y Comportamiento de Producción.	22
Figura 5. Modelo actual de desarrollo campo estudio	23
Figura 6. Módulos B1, B2, B3 y B4	24
Figura 7. Marco de clasificación de recursos.....	26
Figura 8. Fuentes de Información para la Evaluación de Recursos.	29
Figura 9. Costos y Tiempos promedio de perforación y completamiento módulo B2.....	46
Figura 10. Costos y Tiempos promedio de perforación y completamiento módulo B3.....	47
Figura 11. Costos y Tiempos promedio de perforación y completamiento módulo B4.....	48
Figura 12. Costos y Tiempos promedio de perforación y completamiento módulo B4.....	50
Figura 13. Comportamiento de producción del módulo B4 para el año 2019, del campo estudio	50
Figura 14. Comportamiento de la curva de agua	51
Figura 15. Tiempos promedio de perforación y completamiento módulo B4 (Días).....	52
Figura 16. Costos promedio de perforación y completamiento módulo B4 (MUSD).....	53
Figura 17. Tiempos promedio de perforación y completamiento módulo E1 (días).	55
Figura 18. Costos promedio de perforación y completamiento módulo E1	56
Figura 19. Comportamiento de producción del módulo B4 para el año 2020, del campo estudio	57

Figura 20. Cumplimiento del perfil de agua para el módulo B4 del campo estudio	58
Figura 21. Comportamiento de producción del módulo E1 para el año 2020, del campo estudio	59
Figura 22. Comportamiento de agua.....	60
Figura 23. Construcción Perfiles Probabilístico	63
Figura 24. Perfil de Producción del Aceite, Campo estudio, sin restricción de facilidades.....	64
Figura 25. Perfil de Producción del Agua, Campo estudio, sin restricción de facilidades.....	65
Figura 26. Perfil de Producción del Aceite Incremental/Reservas, Campo estudio, sin restricción de facilidades	65
Figura 27. Perfil de Producción del Agua Incremental/Reservas, Campo estudio, sin restricción de facilidades	66
Figura 28. ¿Que debe responder la mejor propuesta del mejor esquema de explotación?	67
Figura 29. Estado mecánico de los pozos	70
Figura 30. Historia de los pozos realizados en el área o en el campo análogo	72
Figura 31. Costos de módulos campo estudio Desarrollo	72

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Propiedades generales del yacimiento.	15
Tabla 2. Propiedades físico-químicas del agua de formación.....	15
Tabla 3. Propiedades del aceite de formación.....	17
Tabla 4. Resumen del análisis SARA del crudo de formación.	17
Tabla 5. Resumen de la información obtenida a partir de las curvas permeabilidades relativas de campos análogos.	19
Tabla 6. Balance de Producción.....	44
Tabla 7. Consolidado de pozos perforados Campo estudio 2018.....	46
Tabla 8. Consolidado de pozos perforados Campo Estudio 2019.	48
Tabla 9. Consolidado de pozos finalizados Campo estudio 2020.....	52
Tabla 10. Parámetros Probabilísticos - Simulación Pozos de la Básica.....	62
Tabla 11. Parámetros Probabilísticos - Simulación Pozos desarrollo	63
Tabla 12. Oportunidades sobre la infraestructura existente	79

Resumen

Título: Evaluación técnica y económica de los resultados del proyecto de desarrollo de un campo de producción de hidrocarburos con alto corte de agua en los llanos orientales*

Autor: John Javer Sanchez Moreno**

Palabras Claves: Disposición, perforación de desarrollo, vertimiento

Descripción

El Campo estudio, se encuentra localizado en el sureste de la Cuenca de los Llanos Orientales, es uno de los que cuenta con mayores reservas de crudo pesado en Colombia (13° API). El yacimiento lo constituyen las areniscas de la parte inferior de la Formación Carbonera depositadas en un ambiente predominantemente fluvial de edad Eoceno tardío-Oligoceno temprano. Teniendo en cuenta que la producción de gas en el campo es insignificante, las facilidades se concentran principalmente en la separación de agua y crudo. El agua removida del crudo es enviada a un sistema de tratamiento que la adecua para su disposición conforme a la norma ambiental, ya sea para vertimiento o reinyección (disposición), con un importante desarrollo para aumento de facilidades existentes o implementar otro tipo de estrategia, dadas las circunstancias apropiadas para obtener una menor inversión y menores costos de operación.

Mediante el estudio de la información que se tiene del campo como datos estadísticos e históricos, geológicos y petrofísicos entre otros; se desarrolla la perforación de desarrollo y se establece técnicamente la mejor opción mediante la elaboración de un programa típico de perforación junto con un análisis económico para poder observar la viabilidad del proyecto y el tiempo en que se recuperará la inversión inicial.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas
Director John Alexander León M.Sc ingeniería de petróleos

Abstract

Title: Technical and economic evaluation of the results of the development project of a hydrocarbon production field with a high water cut in the eastern plains *

Author: Sanchez Moreno, John Javer**

Key Words: Disposal, infill drilling, shedding

Description

The study field, located in the southeast of the Llanos Orientales Basin, is one of those with the largest reserves of heavy crude oil in Colombia (13° API). The deposit is made up of sandstones from the lower part of the Carbonera Formation deposited in a predominantly fluvial environment of late Eocene-early Oligocene age. Considering that the gas production in the field is insignificant, the facilities are mainly focused on the separation of oil and water. The water removed from the crude oil is sent to a treatment system that adapts it for disposición in accordance with environmental regulations, either for dumping or reinjection disposición, with significant development to increase existing facilities or implement another type of strategy. Given the appropriate circumstances to obtain a lower investment and lower operating costs.

Through the study of the information available in the field such as statistical and historical, geological and petrophysical data, among others; Infill drilling is developed and the best option is technically established by preparing a typical drilling program together with an economic analysis to be able to observe the viability of the project and the time in which the initial investment will be recovered.

* Project of grade

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas
Director John Alexander León M.Sc ingeniería de petróleo

Introducción

En la industria de los hidrocarburos es indispensable contar con estrategias innovadoras que apalanquen las buenas prácticas del mercado para mejorar, administrar el comportamiento del yacimiento y optimizar de manera adecuada la producción del campo.

De esta manera las nuevas tecnologías de los sistemas de levantamiento ayudan a potenciar las condiciones adversas que se puedan presentar en campos con altos cortes de agua – relación agua petróleo (WOR), transporte, tratamiento y disposición del agua. Para ello el activo debe contar con estos mecanismos transformadores de energía para reducir costos, aumentar rentabilidad - factor de recobro y disminuir la tasa de declinación del yacimiento, en pro de controlar eficientemente los recursos.

Por lo tanto, es importante tomar las mejores decisiones para identificar los factores asociados a desarrollar los proyectos en un activo de manera segura, eficiente y rentable, conociendo de primera mano la estrategia que pueda aplicar a la ejecución de los proyectos que generen valor a la compañía, optimizando prácticas seguras, bajo los criterios de Excelencia Operacional, para asegurar el logro de los objetivos establecidos para los activos. Apalancado en herramientas digitales, ciencia de datos, innovación de procesos y tecnología de negocio.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Realizar una evaluación técnico – económica de los resultados del proyecto de desarrollo de un campo de producción de hidrocarburos con altos cortes de agua en los Llanos orientales.

1.2 Objetivos Específicos

Describir las características operacionales del campo estudio y el modelo actual de desarrollo.

Identificar los factores que impactan la necesidad de un proyecto de desarrollo de producción en campos con alto corte de agua

Evaluar el impacto técnico de la ejecución de campañas de perforación sobre la producción del campo estudio.

Evaluar los resultados económicos en términos de producción, de la campaña de perforación del campo estudio.

Determinar el mejor esquema de explotación para continuar desarrollando eficientemente el campo o campos análogos, con el fin de prolongar la vida productiva de estos activos.

2. Descripción de las características operacionales del campo estudio y el modelo actual de desarrollo.

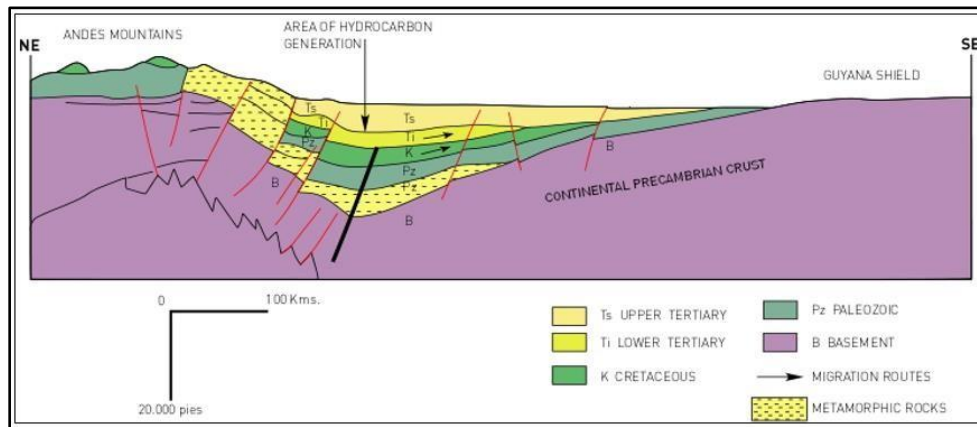
La clave en la planeación de cualquier trabajo a pozo que permita controlar de forma eficiente el agua excesiva que produce el mismo, está en conocer la historia del campo y tener información acertada de las propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento. Por lo que en este capítulo se describen las características operacionales del campo estudio y el modelo actual de desarrollo.

2.1 Características del yacimiento y los fluidos de formación

El campo en estudio se encuentra ubicado en el sector más oriental del "foreland" de la cuenca de los Llanos Orientales, además se sitúa al sureste de la ciudad de Villavicencio en el Departamento del Meta. Se encuentra aproximadamente a 200km del frente de cabalgamiento de la Cordillera Oriental, en una zona donde el basamento Precámbrico se someriza gradualmente hacia el Oriente, a medida que el relleno sedimentario Meso y Cenozoico lo traslapa y se adelgaza. Debido a que el Escudo Guayanés no se encuentra muy profundo, la estructura del área se encuentra fuertemente controlada por el basamento, en una zona relativamente "tranquila", afectada por esfuerzos distensivos manifestados en la presencia de falla normales antitéticas ("Up to the Basin"), las cuales generan estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos.

Figura 1.

Corte estructural esquematizado para la parte este de la cuenca de los Llanos Orientales.



Nota. Tomado de: Compañía Operadora.

La secuencia estratigráfica en la cuenca está constituida por rocas que van desde el Precámbrico, pasando por el Paleozoico Inferior, Cretácico y Terciario (Formaciones Carbonera, León, Guayabo y Necesidad) separadas por discordancias regionales (ver Figura 1); la zona productora está representada por los miembros informales C-7 y por la unidad productora correspondientes a la Formación Carbonera. Su ambiente de sedimentación ha sido interpretado como un ambiente fluvial que sugiere depósitos fluviales trenzados, con canales de baja sinuosidad. El cubrimiento sísmico 3D en el bloque muestra que la estructura está definida por un monoclinal ligeramente plegado que buza hacia el suroeste con una inclinación que no sobrepasa los 5°. La estructura se encuentra controlada principalmente por la morfología de un valle cavado con orientación preferencial noreste-suroeste que controla el sistema de fallas existente, afectando las secuencias estratigráficas inferiores de las unidades Intra Carbonera. La Tabla 1 muestra las características generales del yacimiento.

Tabla 1.*Propiedades generales del yacimiento.*

Profundidad – TVD (ft)	3280
Temperatura (°F)	160
Presión Inicial (psi)	1187
Mecanismo de producción	Empuje - acuífero activo de fondo

Nota. Tomado de: Compañía Operadora.

Cualquier operación a pozo que implique la implementación de fluidos, tiene asociado un tema de compatibilidades con los fluidos de la formación, es por ello que la caracterización del agua y el aceite presentes en la formación es clave para el diseño de los fluidos de la operación. Con el fin de mantener este equilibrio fluido-fluido, se presentan las propiedades físico-químicas del agua en la Tabla 2. Allí se muestra que se tiene un agua salobre y alcalina, no reactiva según el balance iónico.

Tabla 2.*Propiedades físico-químicas del agua de formación.*

Salinidad (mg/l)	3296
pH	9,04
Conductividad (microSiemens/cm)	5780
Resistividad @77 °F (Ohm-m)	1,73
Gravedad específica @ 60 / 60 F	0,1990
Total aniones (Meq)	69
Total cationes (Meq)	69
Balance iónico	0,002
Total sólidos disueltos - TDS (mg/l)	4918

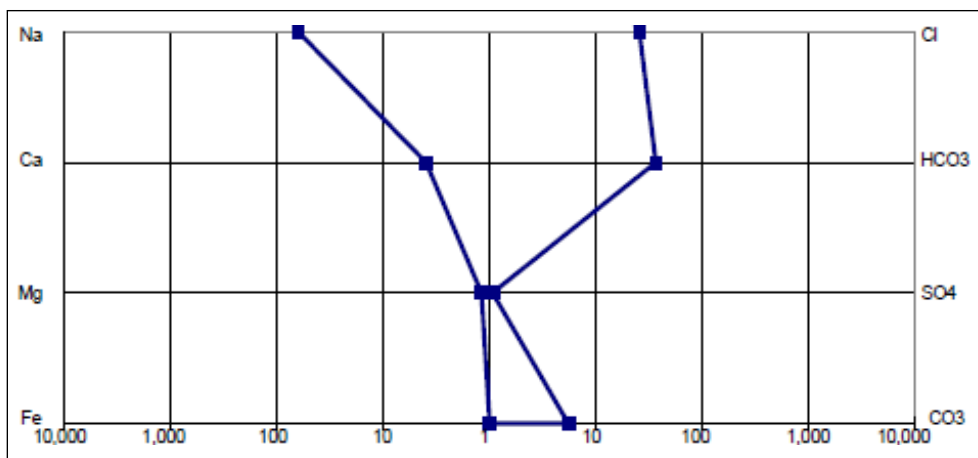
Nota. Tomado de: Compañía Operadora.

El diagrama de Stiff presentado en la Figura 2 arroja que el agua de formación tiene un bajo contenido de calcio, hierro y sulfato, siendo más propenso a ser incompatible con los fluidos de invasión. Adicionalmente, la define como agua bicarbonatada sódica, donde predomina el catión sódico y el anión de bicarbonato indicando un origen hipothermal profundo. Este análisis es importante porque permite predecir tendencias de la distribución iónica en el yacimiento y de esta manera, diseñar y controlar el fluido que se manejará durante la operación, pues con el diagrama se puede establecer reemplazamiento iónico.

El contacto de agua en los pozos del Campo ha sido identificado a diferentes profundidades mediante los registros eléctricos. Esta variación de profundidad se podría interpretar como un contacto agua-petróleo inclinado asociado con el mecanismo hidrodinámico típico en la Cuenca de Los Llanos Orientales.

Figura 2.

Diagrama de Stiff para la abundancia de iones en el sistema acuoso.



Nota. Tomado de: Compañía Operadora.

La caracterización del crudo de formación de forma general se presenta en la Tabla 3. Además se realiza un análisis SARA para establecer el equilibrio de los asfaltenos en relación a los saturados, aromáticos y resinas también presentes en el crudo. Este análisis determinó para el petróleo un índice coloidal mayor a 0.9 que lo hace inestable ante la presencia de asfaltenos (ver Tabla 4).

Tabla 3.

Propiedades del aceite de formación.

Gravedad Específica (°API)	11
Viscosidad @ 132° F (cp)	594
Factor Volumétrico (RB/STB)	1.035
Presión de Burbuja (PSI)	119
Número Acido (mg KOH/g)	0.7

Nota. Tomado de: Compañía Operadora.

Tabla 4.

Resumen del análisis SARA del crudo de formación.

Asfaltenos	Saturados	Aromáticos	Resinas
12.83 %	35.72 %	42.46 %	8.99 %
Asfaltenos + Saturados		Aromáticos + Resinas	
48.55 %		51.45 %	
Asfaltenos / resinas	Índice de inestabilidad coloidal – cll		Composición
1.43	0.94		Inestable

Nota. Tomado de: Compañía Operadora.

La estabilidad del crudo se debe a que los coloides están dominados por fuerzas electrostáticas que generan repulsión entre las partículas. En caso contrario, los factores

desestabilizantes serían las fuerzas de atracción que dan lugar a la unión, como el movimiento Browniano, las fuerzas de Van der Waals y también en menor grado las fuerzas de gravedad.

2.1.1 Propiedades de la roca yacimiento

Un diseño adecuado de un método de control de agua óptimo para el campo en estudio requiere conocer las propiedades petrofísicas básicas de la roca, para con ello delimitar las variables claves del proceso.

El análisis de difracción de rayos X para la zona interés, identifica areniscas cuarzosas, con bajo contenido de feldespato potásico, plagioclasas, y pirita. Mientras la geología del lugar apoyada de la sísmica, registros de pozo y evaluación microscópica, permite caracterizar también las propiedades petrofísicas de la formación. Estos estudios arrojan que las rocas de la Unidad Arenas Basales tienen un rango de porosidad que varía de 25% y 33%, permeabilidades de 5 a 10 darcys y espesor neto petrolífero entre 3 ft y 55 ft. El espesor total de dicha unidad en el campo varía entre 120 y 200 pies.

Definida la permeabilidad relativa como *“la fracción de área transversal unitaria a una presión P , que ocupa una fase de fluido en un instante de tiempo t , para el cual existen unas condiciones de distribución de fluidos específicas constantes”*, que en otras palabras, es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido a una saturación dada con respecto a la permeabilidad absoluta base. Esta propiedad se interpreta a partir de curvas de permeabilidad relativa, que dan una idea de la tendencia humectante de la roca yacimiento bajo estudio, y de esta forma, de la movilidad de cada uno de sus fluidos.

En el campo en estudio, no se han realizado estudios que permitan tener valores de permeabilidad relativa, efectiva y absoluta, por esta razón se presentan valores de campos análogos cuyas condiciones a nivel yacimiento son semejantes. Esto, con el fin de dilucidar el comportamiento que pudiesen tener los fluidos al interior del reservorio, además de tener valores que sustenten la desfavorable relación de movilidades. Para el modelamiento de las propiedades de roca, se integran los valores de las curvas de permeabilidad relativa dispuestas por la compañía operadora del campo, para un sistema agua-petróleo mojado preferencialmente por agua. Un resumen de la información obtenida a partir de estas curvas se presenta en la Tabla 5.

Tabla 5.

Resumen de la información obtenida a partir de las curvas permeabilidades relativas de campos análogos.

Kaire (mD)	Ø (%)	Swirr (%)	Ko@Sw irr	Sor (%)	Krw@Sor	Relación de Movilidad
9284	32.9	26.2	6086	36.2	0.146	254
1853	31.2	32.5	1209	33.5	0.075	130

Nota. Tomado de: Compañía Operadora.

2.1.2 Completamiento usual de los pozos del campo en estudio

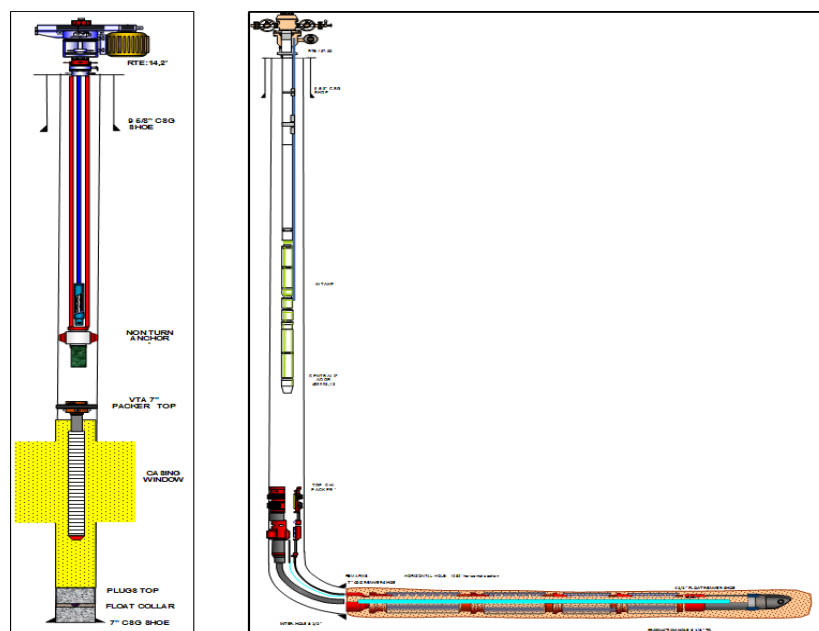
En general, según la trayectoria, los pozos son clasificados en verticales y direccionales. Los primeros son aquellos pozos cuya desviación vertical mantiene un ángulo inferior a 10°, ya que en realidad, no es posible que un pozo sea totalmente vertical en el correcto sentido de la expresión; por tal razón, al perforar este tipo de pozos se lleva el control de la desviación de la verticalidad del hoyo, sin tomar en cuenta en qué dirección se efectúa, es decir, sólo se realiza la

medida del ángulo existente entre el hoyo y la vertical. Por otra parte, los pozos direccionales son aquellos cuya trayectoria ha sido desviada para alcanzar un objetivo determinado, generalmente la ubicación en el fondo del pozo, suele encontrarse en un área inaccesible desde superficie. En este tipo de pozos, la desviación vertical y horizontal, se controlan dentro de los límites pre-establecidos. Los pozos direccionales se clasifican dependiendo de la forma que toma el ángulo de inclinación. Pueden ser horizontales, desviados o tangenciales, inclinados, tipo S y tipo J (18,42).

En el campo de estudio los completamientos típicos de pozos verticales y desviados contemplan 2 etapas: casing de 9 5/8" y casing de 7", éste último se ensancha para abrir ventana en el intervalo de interés, o se cañonea de acuerdo con las propiedades del yacimiento y la cercanía del CAP, el intervalo de interés en ocasiones se empaca con grava 20/40 y se instala una malla para control de arena con apertura de ranuras de 0,012 pulgadas.

Figura 3.

(a) Estado mecánico pozo vertical. (b) Estado mecánico pozo horizontal.



Nota. Tomado de: Compañía Operadora.

Por otra parte, los pozos horizontales contemplan 3 etapas: Casing de 9 5/8", casing de 7" y sección horizontal en hueco abierto de 6 1/8" con liner ranurado de 4 1/2" (ver Figura 3). El desarrollo de la producción en Campo se ha llevado a cabo principalmente por el método de levantamiento artificial de Bombeo Electro Sumergible en pozos horizontales (ESP). Los pozos de desarrollo verticales se completan con el método de Bombas de Cavidad Progresiva (PCP).

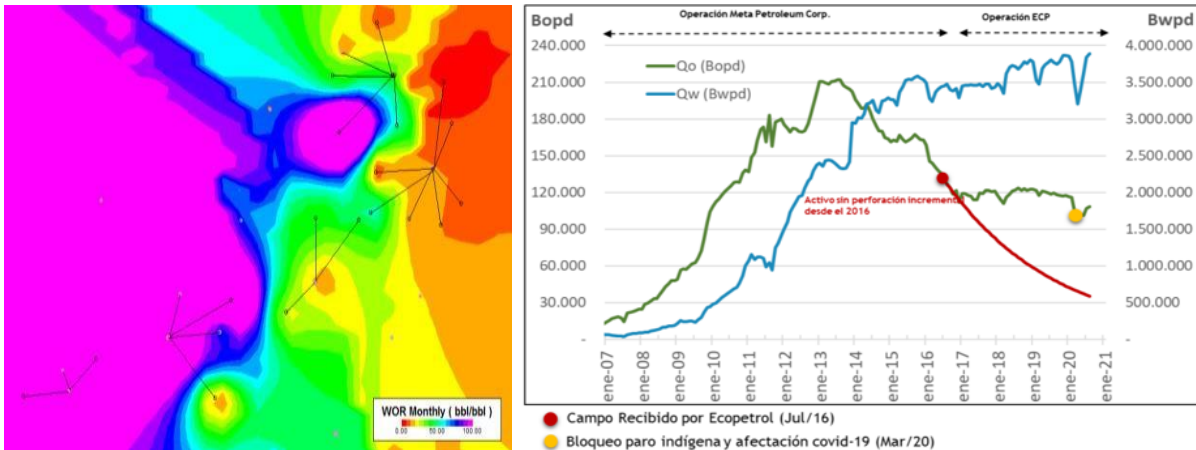
2.1.3 Histórico de producción. Relación agua-petróleo

En el Campo estudio, la relación del agua producida con el petróleo producido es de 23.4 con un BSW de 96.9%. Se observa que la RAP está concentrada en la zona central. Como se conoce, la actividad del acuífero de fondo como mecanismo de empuje, evidencia que en la medida que se extraiga el petróleo, el agua desplazará el mismo y por ende se comenzará a elevar los valores de RAP por pozo. La Figura 4 muestra el comportamiento de RAP y la historia de producción del campo estudio.

Figura 4.

Graficos de WOR y Comportamiento de Producción.

RAP Campo Estudio



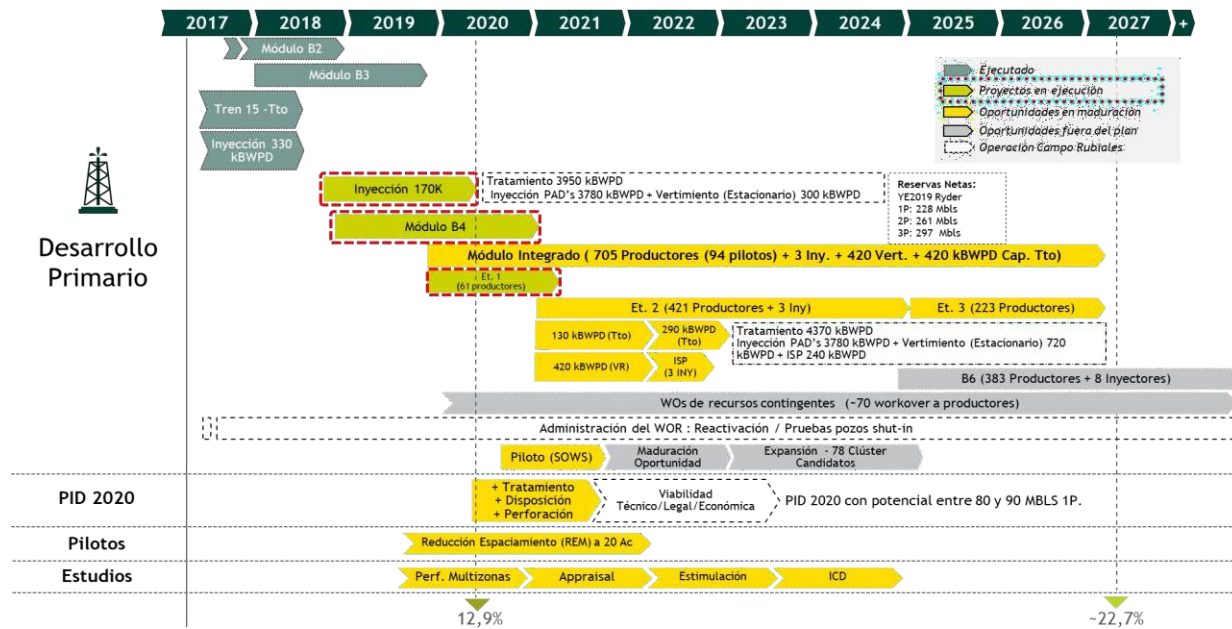
Nota. Tomado de: Compañía Operadora.

2.2 Modelo actual de desarrollo campo estudio

El modelo implementado se enfoca en el Desarrollo de nuevas reservas a partir de los módulos de perforación y también en el mantenimiento de la curva básica a partir de reactivaciones de pozos inactivos para lograr la mejor administración del WOR (relación agua – aceite).

Figura 5.

Modelo actual de desarrollo campo estudio



Nota. Tomado de: Compañía Operadora.

De esta manera con el fin de reactivar la campaña de perforación para maximizar el valor del activo, se da inicio al plan de desarrollo del activo basado en la perforación Desarrollo orientado a aumentar el factor de recobro del 10% al 15%.

Las principales recomendaciones y su estado de implementación en las campañas de perforación Desarrollo son las siguientes:

Continuidad de la campaña de perforación para evitar el cierre temprano del campo, la cual se ha mantenido desde el 2016 hasta la fecha.

Perfiles técnicos de los pozos ajustados por áreas y por pozo de forma individual.

Configurar las etapas de desarrollo con un esquema combinado entre zonas claves y zonas de expansión como lo refleja en plan de desarrollo 2018.

El módulo B1 fue aprobado en abril de 2016 y tuvo como alcance la perforación de 72 pozos.

El módulo B2 fue aprobado en el mes de diciembre 2016 y tuvo como alcance la perforación de 99 pozos y la construcción de 4 ramales mecánicos y 7 ramales eléctricos.

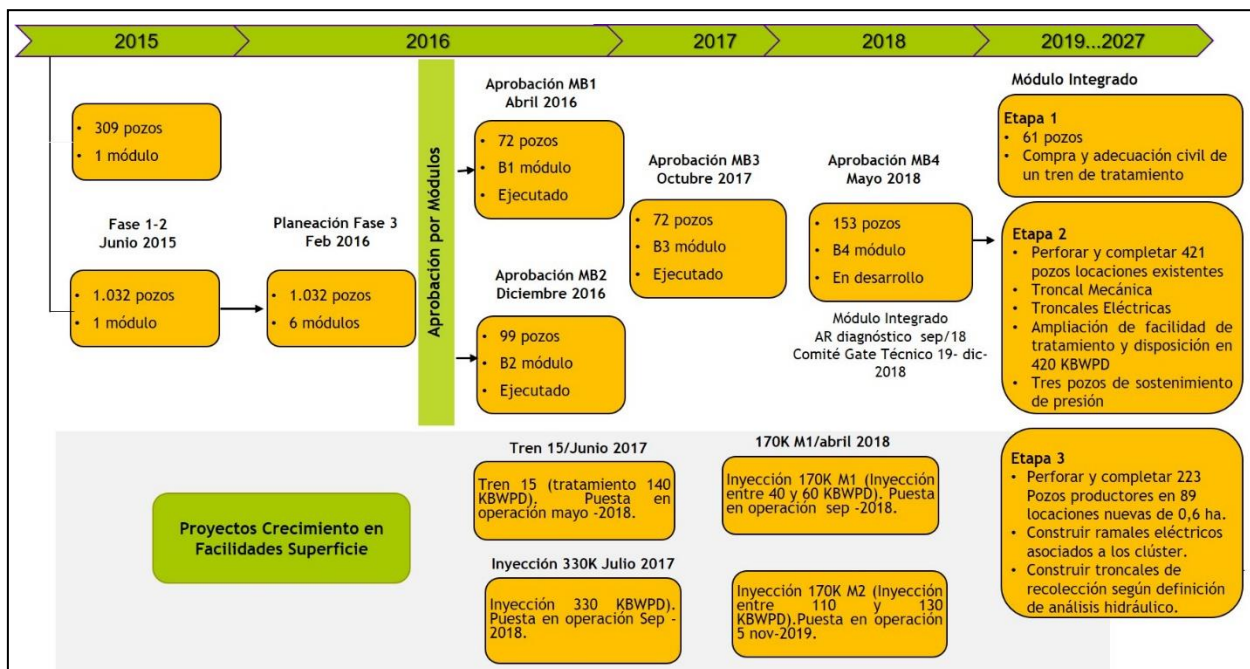
El módulo B3 fue aprobado en octubre de 2017 y tuvo como alcance la perforación de 72 pozos y la construcción de 5 ramales eléctricos.

El módulo B4 fue aprobado en mayo de 2018 y tiene como alcance la perforación de 153 pozos entre el 2018 y el 2021, la construcción de 12 ramales eléctricos, 3 ramales mecánicos y el loop de la troncal 10. Se inició perforación en octubre de 2018 y finalizó en enero 18 de 2021

A la fecha se han realizado los módulos B1, B2, B3 y B4 con sus respectivas facilidades de superficie, obras civiles de plataformas, conexión eléctrica y mecánica para operación.

Figura 6.

Módulos B1, B2, B3 y B4



Lo mencionado anteriormente ha permitido optimizar la administración de la producción básica e incremental, con el objetivo de reducir los riesgos de abandono temprano de pozos inactivos y la reclasificación de reservas probadas desarrolladas a no probadas.

3. Factores que impactan la necesidad de un proyecto de desarrollo en campos de producción

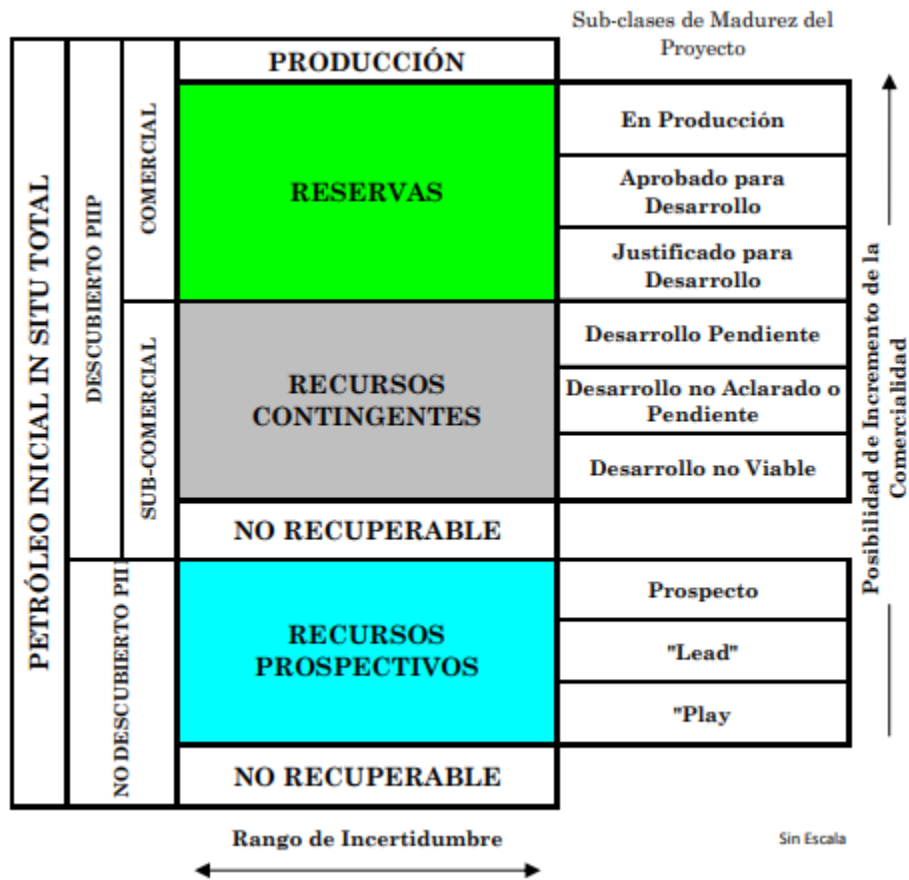
3.1 Principios Básicos y Definiciones

El estimativo de las cantidades de recursos petroleros involucra la interpretación de volúmenes y valores con un grado de incertidumbre inherente. Estas cantidades están asociadas a proyectos de desarrollo en varias etapas de diseño e implementación. El uso de un sistema de clasificación consistente mejora las comparaciones entre proyectos, grupos de proyectos y el total de portafolios de la compañía según los pronósticos de perfiles de producción y recobro. Un sistema de este tipo debe considerar tanto los factores técnicos como comerciales que tienen un impacto en la factibilidad económica del proyecto, su vida productiva, y sus flujos de caja relacionados.

La Figura 8 es una representación gráfica del sistema de clasificación de recursos de SPE/WPC/AAPG/SPEE. El sistema define las principales clases de recursos recuperables: Producción, Reservas, Recursos Contingentes, Recursos Prospectivos, así como también el petróleo No recuperable.

Figura 7.

Marco de clasificación de recursos.



El “Rango de Incertidumbre” refleja un rango de cantidades estimadas potencialmente recuperables de una acumulación por un proyecto, mientras que el eje vertical representa la “Posibilidad de Comercialidad”, es decir la posibilidad de que el proyecto sea desarrollado y alcance el status de producción comercial. Las siguientes definiciones se aplican a las principales subdivisiones dentro de la clasificación de recursos:

“En este caso para el trabajo de aplicación compete, la comercialidad para progresar las reservas desarrolladas en producción”.

Petróleo total inicialmente in-situ es la cantidad de petróleo que inicialmente se estima que existe en acumulaciones que se producen naturalmente. Esto incluye la cantidad de petróleo que se estima, en una fecha dada, está contenida en acumulaciones conocidas, anteriores a la producción, más aquellas cantidades que se estiman en acumulaciones aún por descubrir (equivalente al “total de recursos”).

Petróleo descubierto inicialmente in-situ es la cantidad de petróleo que se estima, en una fecha dada, están contenidas en acumulaciones conocidas, antes de la producción.

Producción es la cantidad acumulada de petróleo que se ha recuperado hasta una fecha determinada. Aunque todos los recursos recuperables se estiman y la producción se mide según los términos de las especificaciones de la venta del producto, las cantidades de producción bruta (ventas más no ventas) también se miden y son necesarias para apoyar los análisis de ingeniería basados en el espacio vacío del yacimiento.

Se pueden aplicar múltiples proyectos de desarrollo a cada acumulación conocida y cada proyecto recuperará una porción estimada de las cantidades inicialmente in-situ. Los proyectos se subdividirán en Comerciales y Sub-Comerciales, con las cantidades recuperables estimadas clasificadas como Reservas y Recursos Contingentes respectivamente, como se definen a continuación.

Reservas son aquellas cantidades de petróleo que se anticipan sean comercialmente recuperables implementando proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada, bajo condiciones definidas. Las Reservas además deben cumplir con cuatro criterios a saber: deben haber sido descubiertas, deben ser recuperables, comerciales y deben

permanecer (a partir de la fecha de evaluación) con base en el(los) proyecto(s) de desarrollo implementados. Las reservas, además, se catalogan de acuerdo con el nivel de certeza asociado a los estimativos y se pueden sub-clasificar con base en la madurez del proyecto y/o caracterizarlas de acuerdo a su estado de desarrollo y producción.

Recursos Contingentes: son las cantidades de petróleo que se estima que, a partir de una cierta fecha, serán potencialmente recuperables en acumulaciones conocidas, pero el(los) proyecto(s) aplicado(s) aún no se considera(n) lo suficientemente maduro(s) para el desarrollo comercial debido a una o más contingencias. Los Recursos Contingentes pueden incluir por ejemplo, proyectos para los cuales en la actualidad no existen mercados viables, o donde la recuperación comercial depende de una tecnología que hasta ahora se está desarrollando, o donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para evaluar claramente la comercialidad. Los recursos Contingentes también se catalogan de acuerdo con el nivel de certeza asociado a los estimativos y pueden ser sub-clasificados según la madurez del proyecto y/o pueden ser catalogados por su estado económico.

El Recobro Último Estimado (EUR) no es una categoría de recursos, sino un término que se puede aplicar a cualquier acumulación ó grupo de acumulaciones (descubierta o no descubierta) para definir las cantidades de petróleo estimadas, en una fecha dada, que serán potencialmente recuperables bajo condiciones técnicas y comerciales definidas, más las cantidades ya producidas (total de recursos recuperables).

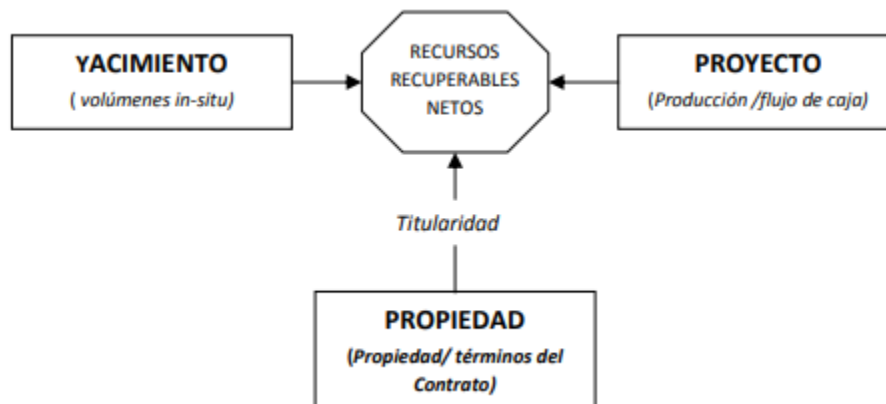
3.2 Evaluaciones de Recursos Basados en Proyectos

El proceso de evaluación de recursos consiste en identificar un proyecto o proyectos de recuperación asociados a una(s) acumulación(es) de petróleo, estimando las cantidades de petróleo Inicialmente-in-Situ, estimando la porción de aquellas cantidades in-Situ que pueden recuperarse por cada proyecto y clasificando el/los proyectos basados en el estado de madurez o posibilidad de comercialidad.

Este concepto de un sistema de clasificación basado en un proyecto se puede clarificar más examinando las fuentes de datos primarios que contribuyen a una evaluación de los recursos netos recuperables (ver Figura 9) que puede describirse como sigue:

Figura 8.

Fuentes de Información para la Evaluación de Recursos.



Yacimiento (acumulación): Entre los atributos claves se incluyen los tipos y cantidades de Petróleo Inicialmente In-Situ y las propiedades de fluido y roca que afectan el recobro del petróleo.

Proyecto: Cada proyecto aplicado al desarrollo de un yacimiento específico genera un programa de producción y de flujo de caja único. La integración de tiempo de estos programas llevados al límite técnico, económico o contractual del proyecto define los recursos recuperables estimados y las proyecciones del futuro flujo de caja neto asociado a cada proyecto. La relación de EUR a las Cantidades Totales Inicialmente In-Situ define la eficiencia del Recobro Último para los proyectos de desarrollo. Un proyecto se puede definir a varios niveles y etapas de madurez. Puede incluir uno o varios pozos, producción asociada e instalaciones de procesamiento. Un proyecto puede desarrollar varios yacimientos, o muchos proyectos pueden ser aplicados a un solo yacimiento.

Propiedad (permiso ó área en licencia): Cada propiedad puede tener derechos y obligaciones contractuales asociados únicos, incluyendo los términos fiscales. Dicha información permite definir la participación de cada uno de los participantes en las cantidades producidas (titularidad) y la participación en las inversiones, gastos e ingresos para cada proyecto de recobro y el yacimiento al cual se debe aplicar. Una propiedad puede cubrir muchos yacimientos, o un yacimiento puede abarcar varias propiedades diferentes. Una propiedad puede contener tanto acumulaciones descubiertas como no descubiertas.

En el contexto de esta relación de datos, “proyecto” es el elemento primario considerado en esta clasificación de recursos, y recursos netos recuperables son las cantidades incrementales que se derivan de cada proyecto. El proyecto representa el enlace entre la acumulación de petróleo y la decisión de hacer un proyecto. Por ejemplo, un proyecto constituye el desarrollo de un solo yacimiento o campo, ó el desarrollo incremental de un campo en producción, ó el desarrollo integral de varios campos e instalaciones asociadas a una propiedad común. En general, un proyecto individual representará el nivel al cual se toma la decisión ya sea ó no que se vaya a

proceder (por ej., gastar más dinero) y deberá existir un rango asociado de cantidades recuperables estimadas para tal proyecto. Una acumulación o acumulación potencial de petróleo puede estar sometida a varios proyectos diferentes y separados que se encuentran en diferentes etapas de exploración o desarrollo. Por lo tanto, una acumulación puede tener cantidades recuperables en varias clases de recursos simultáneamente.

Con el fin de asignar recursos recuperables de cualquier clase, es necesario definir un plan de desarrollo constituido por uno o más proyectos. Aún para Recursos Prospectivos, los estimativos de cantidades recuperables, deben ser indicados en términos de venta de productos derivados del programa de desarrollo, asumiendo un descubrimiento exitoso y un desarrollo comercial. Dadas las grandes incertidumbres involucradas en esta etapa inicial, el programa de desarrollo no tendrá el detalle esperado en etapas de madurez posteriores. En la mayoría de los casos, la eficiencia de recobro puede basarse en proyectos análogos. Las cantidades in-Situ para los cuales no puede definirse un proyecto factible utilizando los pronósticos actuales o con mejorías razonables en tecnología, son clasificados como No-Recuperables.

No todos los planes de desarrollo técnicamente factibles serán comerciales. La viabilidad comercial de un proyecto de desarrollo depende de un pronóstico de las condiciones que existirán durante el período de tiempo cubierto por las actividades del proyecto. Las “Condiciones” incluyen factores tecnológicos, económicos, legales, ambientales, sociales y gubernamentales. Mientras que los factores económicos se pueden resumir como pronóstico de costos y precios del producto, las influencias subyacentes incluyen, pero no están limitadas a, condiciones del mercado, transporte, infraestructura del proceso, términos fiscales e impuestos.

Las cantidades de recursos que están siendo estimadas son aquellos volúmenes producibles de un proyecto, medido según las especificaciones de entrega en el punto de venta o transferencia

de custodia. La producción acumulada, de la fecha de evaluación en adelante, hasta el cese de la producción, es la cantidad recuperable remanente. La suma de los flujos de caja anuales netos asociados a la producción, da los ingresos futuros netos estimados. Cuando el flujo de caja se descuenta de acuerdo con una tasa de descuento definida en un período de tiempo definido, la suma de los flujos de caja descontados se conoce como Valor Presente Neto (VPN) del proyecto.

Los datos de apoyo, los procesos analíticos y los supuestos utilizados en una evaluación deben ser documentados con suficiente detalle para permitir a un evaluador independiente, o auditor entender claramente la base para la estimación y categorización de las cantidades recuperables y su clasificación.

3.3 Determinación de la Comercialidad

Los volúmenes de descubrimientos recuperables (Recursos Contingentes) puede considerarse comercialmente producibles y por lo tanto Reservas, si la entidad que reclama la comercialidad ha demostrado la firme intención de proceder con el desarrollo y dicha intención se basa en todos los siguientes criterios:

- Evidencia que apoye un cronograma de desarrollo razonable.
- Una valorización razonable de la economía futura de dichos proyectos de desarrollo que cumplan con las inversiones definidas y los criterios de operación.
- Una expectativa razonable de que habrá un mercado para todo, o que por lo menos las ventas esperadas de cantidad de producción sean requeridas para justificar el desarrollo.
- Evidencia de que las instalaciones de producción y transporte necesarias están disponibles o estarán disponibles;

- Evidencia de que los requerimientos legales, contractuales, ambientales y otros asuntos económicos y sociales permitirán la implementación real del proyecto de recuperación que está siendo evaluado.

Para ser incluido en la clasificación Reservas, un proyecto debe estar lo suficientemente definido para establecer su viabilidad comercial. Debe haber una expectativa razonable de que todas las aprobaciones requeridas internas y externas se lograrán, y evidencia e intención firme de proceder con el desarrollo dentro de un marco de tiempo razonable. Un marco de tiempo razonable para iniciar el desarrollo depende de las circunstancias específicas y varía según el alcance del proyecto. Aunque un parámetro de referencia recomendado son 5 años, un marco de tiempo más amplio se podría aplicar, por ejemplo, cuando el desarrollo de proyectos económicos se difiere a opción del productor, por motivos entre otros, relacionados con el mercado, o para cumplir con los objetivos contractuales o estratégicos. En todo caso, la justificación para que sean clasificados como Reservas debe estar claramente documentada.

Para ser incluido en la clasificación de Reservas, debe haber alto grado de confianza en la productividad comercial del yacimiento, respaldada por pruebas reales de formación o producción. En ciertos casos se puede designar como Reservas con base en los registros de pozo y/o el análisis de núcleos que indican que el yacimiento en cuestión contiene hidrocarburos y es análogo a otros yacimientos localizados en la misma área que están produciendo, o han demostrado en las pruebas de formación, que están en capacidad de producir.

3.3.1 Estado Económico

Los proyectos también se pueden caracterizar por su Status Económico. Todos los proyectos clasificados como Reservas deben ser económicos según las condiciones definidas. Basados en suposiciones relacionadas sobre futuras condiciones y su impacto en la viabilidad económica última, los proyectos actualmente clasificados como Recursos Contingentes se pueden dividir ampliamente en dos grupos:

- Recursos Contingentes Marginales son aquellas cantidades asociadas con proyectos técnicamente factibles que sean actualmente económicos o se proyecten como económicos bajo mejoras razonablemente predecibles de condiciones comerciales, pero que no están comprometidos para ser desarrollados debido a una o más contingencias.
- Recursos Contingentes Sub-Marginales son aquellas cantidades asociadas a los descubrimientos para los cuales los análisis indican son proyectos de desarrollo técnicamente factibles que no serían económicos, y/o otras contingencias no podrían ser satisfechas bajo las actuales, o las mejoras razonablemente previstas de las condiciones comerciales. Sin embargo, estos proyectos se deben retener en el inventario de los recursos descubiertos esperando cambios imprevistos en las condiciones comerciales.

Cuando las evaluaciones están incompletas, de tal manera que es prematuro definir claramente la posibilidad última de comercialidad, es aceptable anotar que el estado económico del proyecto es “indeterminado”. Adicionalmente los modificadores del status económico se pueden utilizar para caracterizar más las cantidades recuperables; por ejemplo, Las que no se venden (combustible de concesión, quemas, y pérdidas) se pueden identificar y documentar por separado además de las cantidades de venta tanto para la producción como para el estimativo de

los Recursos Recuperables. Estos volúmenes in -Situ descubiertos para los cuales no se puede definir un proyecto de desarrollo factible utilizando una mejora razonable en los pronósticos tecnológicos se clasifican como No-Recuperables.

El Status Económico se puede identificar independientemente, o también aplicar en combinación con la sub-clasificación de Madurez del Proyecto para describir el mismo y sus recursos asociados de manera más completa.

3.4 Categorización de Recursos

La clasificación de los Recursos, define el rango de incertidumbre al estimar las cantidades recuperables ó potencialmente recuperables de petróleo asociado con el proyecto. Estos estimativos incluyen los componentes de incertidumbre técnica tanto como comercial, de la siguiente manera:

- La totalidad de petróleo remanente dentro de la acumulación (Recursos in-Situ)
- La porción del petróleo in-situ que puede ser recobrada aplicando un proyecto o varios proyectos de desarrollo definidos.
- Las variaciones en las condiciones comerciales que puedan tener impacto en las cantidades recuperadas y vendidas (por Ej. disponibilidad de mercados, cambios contractuales).

Cuando las incertidumbres comerciales son tales que exista un riesgo significativo de que el proyecto completo (como fue definido inicialmente) no avance, se aconseja crear un proyecto separado clasificado como Recursos Contingentes con una posibilidad de comercialidad apropiada.

Se debe suministrar un estimativo bajo, mejor y alto de manera que:

- Debe haber por lo menos un 90% de probabilidad (P90) que la cantidad realmente recobrada sea igual o exceda el estimativo bajo.
- Debe haber por lo menos un 50% de probabilidad (P50) que la cantidad realmente recobrada sea igual o exceda al mejor estimativo.
- Debe haber por lo menos un 10% probabilidad (P10) que la cantidad realmente recobrada sea igual o exceda al estimativo alto.

Cuando se utiliza el método del escenario determinístico, generalmente debe haber también estimativos bajos, mejores y altos, donde tales estimativos estén basados en valorizaciones cualitativas de incertidumbre relativa, utilizando guías de interpretación consistentes. Bajo el enfoque de incremento determinístico (basados en el riesgo) las cantidades en cada nivel de incertidumbre se estiman en forma discreta y separada.

Estos mismos enfoques para describir la incertidumbre se pueden aplicar a las Reservas, Recursos Contingentes, y Recursos Prospectivos. Mientras pueda haber un riesgo significativo de que las acumulaciones sub-comerciales y no descubiertas no logren la producción comercial, resulta útil considerar el rango de volúmenes potencialmente recuperables independientemente del riesgo, o consideración a la clase de recursos los volúmenes serán asignados.

3.5 Definiciones de Categorías y Guías

Los evaluadores deben valorar las cantidades recuperables y categorizar los resultados por incertidumbre, utilizando el enfoque incremental determinístico (basado en el riesgo), el enfoque del escenario determinístico (acumulado) o métodos probabilísticos.

La utilización de una terminología consistente genera claridad en el informe de los resultados de la evaluación. Para Reservas, en general los términos estimados acumulados bajo/mejor/alto se indican como 1P/2P/3P, respectivamente. Las cantidades incrementales asociadas son llamadas reservas Probadas, Probables y Posibles y son un subgrupo, y deben ser vistas dentro del contexto, del sistema completo de clasificación de recursos. Mientras el criterio de categorización se propone específicamente para las reservas, en la mayoría de los casos puede también aplicarse a Recursos Contingentes y Recursos Prospectivos, siempre y cuando cumplan con los criterios de descubrimiento y/o desarrollo.

Para Recursos Contingentes, los términos generales estimados acumulados bajo/mejor/alto se indican como 1C/2C/3C respectivamente. Para los Recursos Prospectivos, los términos generales estimados acumulados bajo/mejor/alto se siguen aplicando. No hay términos específicos definidos para cantidades incrementales dentro de los Recursos Contingentes y Prospectivos.

Sin nueva información técnica, no debe haber cambio en la distribución de volúmenes técnicamente recuperables y los límites de su categorización cuando las condiciones son lo suficientemente satisfactorias para reclasificar un proyecto de Recursos Contingentes a Reservas. Todas las evaluaciones requieren la utilización de un juego consistente de condiciones de pronóstico, incluyendo los costos y precios futuros supuestos, tanto para la clasificación de proyectos como para la categorización de cantidades estimadas recuperadas por cada proyecto.

Es importante presentar las definiciones de categorías y suministran las guías diseñadas para promover la consistencia en la valoración de los recursos. A continuación, se resumen las definiciones para cada categoría de Reservas en términos tanto del enfoque del incremento determinístico como de escenario y también suministra el criterio de probabilidad si se aplican métodos probabilísticos.

- Reservas Probadas son las cantidades de petróleo que, por el análisis de los datos de geociencia e ingeniería puede estimarse con certeza razonables que van a ser comercialmente recuperables, a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación, y regulaciones gubernamentales definidas. Si se utilizan métodos determinísticos, el término “certeza razonable” expresa un alto grado de confianza de que las cantidades serán recobradas. Si se utilizan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 90% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas igualarán o superarán el estimativo.

- Reservas Probables son las Reservas adicionales en las que los análisis de datos de geociencia e ingeniería indican que es menos probable que sean recuperadas que las reservas Probadas, pero aparentemente tienen mayor certeza de ser recuperadas que las Reservas Posibles. Es igualmente probable que las cantidades reales que están por recuperar sean mayores o menores que la suma de las reservas Probadas y las reservas Probables (2P) estimadas. En este contexto, cuando se usan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 50% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas serán iguales o excederán el estimativo 2P.

- Reservas Posibles son aquellas reservas adicionales en las que el análisis de datos de geociencia e ingeniería sugieren que es menos probable que sean recuperadas que las reservas Probables. Las cantidades últimas totales recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de exceder la suma de las reservas Probadas más las Probables, más las Posibles (3P), lo cual equivale al escenario estimado alto. En este contexto, cuando los métodos probabilísticos se utilizan, debe haber por lo menos un 10% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas serán iguales o excederán el estimativo.

Con base en datos adicionales e interpretaciones actualizadas que indican el incremento del grado de certeza, las porciones de reservas Posibles y Probables pueden ser re- categorizadas como Reservas Probables y Probadas.

La incertidumbre en los estimativos de recursos se informa mejor reportando un rango de resultados potenciales. Sin embargo, si se requiere reportar un solo resultado representativo, el “mejor estimativo” se considera la valorización más realista de las cantidades recuperables. Generalmente se considera que cuando se utiliza el escenario determinístico o los métodos de valorización probabilística, está representada la suma de los estimativos Probados y Probables (2P). Se debe tener en cuenta que bajo el enfoque incremental determinístico (basado en el riesgo) se hacen estimativos discretos para cada categoría, y no deben ser agregados sin tomar en cuenta debidamente el riesgo asociado.

3.6 Evaluaciones Comerciales

Las decisiones de inversión se basan en el punto de vista de la entidad sobre las condiciones comerciales futuras que puedan tener impacto en la factibilidad de desarrollo (compromiso para desarrollar) y la programación de la producción/flujo de caja de los proyectos de petróleo y gas. Las condiciones comerciales incluyen, pero no están limitados a, suposiciones de condiciones financieras (costos, precios, términos fiscales, impuestos), factores de mercados, condiciones legales, ambientales, sociales y gubernamentales. El valor del proyecto puede ser evaluado de varias maneras (por Ej. Costos históricos, valores comparativos del mercado); las guías incluidas en este documento se aplican solo a las evaluaciones basadas en el análisis del flujo de caja. Más

aún, factores modificadores tales como riesgos contractuales o políticos que puedan tener influencia adicional en las decisiones de inversión, no son considerados.

3.6.1 Evaluaciones de Recursos basadas en el Flujo de Caja

Las evaluaciones de recursos se basan en los estimativos de producción futura y en los programas de flujo de caja asociado para cada proyecto de desarrollo. La suma de los flujos de caja netos anuales asociados lleva a los ingresos netos futuros estimados. Cuando los flujos de caja se descuentan de acuerdo con una tasa de descuento definida y período de tiempo, la sumatoria de los flujos de caja descontados se conoce como Valor Presente Neto (VPN) del proyecto. El cálculo debe reflejar:

- Las cantidades esperadas de producción proyectadas sobre períodos de tiempo identificados.
- Los costos estimados asociados al proyecto a desarrollar, recobrar y producir las cantidades de producción en su Punto de Fiscalización, incluyendo los costos ambientales, de abandono y los costos de reclamación cargados al proyecto, con base en el punto de vista del evaluador de los costos esperados que se apliquen en períodos futuros.
- Los ingresos estimados de las cantidades de producción se basan en el punto de vista del evaluador sobre los precios esperados que se apliquen a los productos respectivos en períodos de tiempo futuros, incluyendo la parte de los costos e ingresos acreditados a la entidad.
- Producción futura proyectada e impuestos a los ingresos relacionados y regalías esperadas que deben ser pagadas por la entidad.

- La vida del proyecto está limitada al período de titularidad o a la expectativa razonable del mismo.
- La aplicación de una tasa de descuento adecuada que refleje razonablemente el costo promedio ponderado del capital o la tasa mínima aceptable de retorno utilizada por la entidad en el momento de la evaluación.

Mientras que cada organización puede definir el criterio de inversión específico, un proyecto generalmente se considera “económico” si el caso de “estimación del mejor escenario” tiene un valor presente neto positivo según la tasa de descuento estándar de la organización, o si por lo menos tiene un flujo de caja no descontado positivo.

3.6.2 Criterios Económicos.

Los evaluadores deben identificar claramente las suposiciones de las condiciones comerciales utilizadas en la evaluación y deben documentar las bases de estas suposiciones.

La evaluación económica previa a la decisión de inversión está basada en el pronóstico razonable de la entidad sobre las condiciones futuras, incluyendo costos y precios, los cuales existirán durante la vida del proyecto (caso pronosticado). Dichos pronósticos se basan en cambios proyectados en las condiciones actuales; La SPE define las condiciones actuales como el promedio de las condiciones que existieron durante los últimos 12 meses.

Los escenarios económicos alternativos se consideran en el proceso de decisiones y, en algunos casos para suplementar los requisitos del informe. Los evaluadores pueden examinar un caso en el cual las condiciones actuales se mantienen constantes (sin inflación ni deflación) a través de la vida del proyecto (caso constante). Las evaluaciones se pueden modificar para incluir

criterios impuestos por las agencias reguladoras con relación a revelaciones externas. Por ejemplo, este criterio puede incluir un requisito específico que, si el recobro se limitara a los estimativos técnicos de Reservas Probadas, el caso constante podría aún generar un flujo de caja positivo. Los requisitos externos de informes también pueden especificar guías alternas sobre las condiciones actuales (por ejemplo, costos y precios al terminar el año).

Pueden existir circunstancias en las cuales el proyecto cumpla con los criterios para ser clasificado como Reservas, utilizando el caso pronosticado, pero no cumplan con los criterios internacionales de Reservas Probadas. En estas circunstancias específicas, la entidad puede registrar estimativos 2P y 3P sin registrar por separado Probadas. A medida que se incurre en costos y se procede con el desarrollo, el estimativo bajo puede eventualmente cumplir con los requerimientos externos, y se puede asignar como reservas Probadas.

Mientras que las guías de la SPE no requieren que la financiación del proyecto sea confirmada antes de clasificar el proyecto como Reservas, este puede ser otro requisito externo. En muchos casos, los préstamos están condicionados al mismo criterio anterior, es decir, que el proyecto pueda ser económico basado solo en Reservas Probadas. Generalmente, si no hay una expectativa razonable de que se puedan negociar préstamos u otras formas de financiación (por Ej. sub-contratación a terceros) se puedan conseguir en forma tal que el desarrollo pueda iniciarse dentro de un marco de tiempo razonable, entonces el proyecto debe clasificarse como Recursos Contingentes. Si hay razones suficientes para esperar la financiación, pero ésta no ha sido aún confirmada, el proyecto se puede clasificar como Reservas, pero no se pueden reportar como Reservas Probadas como se indicó anteriormente.

3.6.3 Límite Económico

El límite económico, es el punto en el tiempo que establece la vida económica del proyecto y se define como la tasa de producción más allá de la cual los flujos netos de caja operativos de un proyecto, que puede ser un pozo individual, un permiso, o un campo completo, sea negativo. Los costos operativos se deben basar en el mismo tipo de proyecciones que se usa para prever el precio. Los costos operativos deben incluir únicamente aquellos costos que son incrementales al proyecto para el cual el límite económico se está calculando (por ejemplo, solamente aquellos costos en efectivo que realmente serán eliminados si la producción del proyecto cesa y que debieron ser considerados en el cálculo del límite económico). Los costos operativos deben incluir los sobre costos fijos específicos de la propiedad si estos son realmente costos incrementales atribuibles al proyecto y a cualquier impuesto a la producción ó patrimonio, pero para fines del cálculo del límite económico, deben excluir la depreciación, abandono y reclamación y el impuesto a la renta, al igual que cualquier sobre costo por encima de los requeridos para operar el contrato en cuestión. Los costos operativos se pueden reducir y por ende extender la vida útil del proyecto, a través de varios enfoques de reducción de costos y aumento de los ingresos, tales como compartir las instalaciones de producción, contratos comunes de mantenimiento o mercadeo no asociado con hidrocarburos

Los flujos netos de caja negativos de proyectos provisionales pueden acomodarse a períodos de bajos precios del producto o a problemas operacionales mayores, siempre y cuando los pronósticos a largo plazo todavía indiquen condiciones económicas positivas.

3.7.3 Balance de Producción

Los estimativos de reservas deben ajustarse según los retiros de producción. Este puede ser un proceso contable complejo cuando la distribución de la producción entre diferentes participantes en el proyecto no está alineada con la titularidad de las reservas. Se puede presentar un exceso o defecto en los registros de producción de petróleo debido a la necesidad de los participantes de extraer su producción en tamaños definidos o volúmenes de carga para cumplir los programas de embarque disponible según lo acordado entre las partes. De la misma manera, puede presentarse un desequilibrio en las entregas de gas como resultado de que los participantes tengan diferentes acuerdos operativos ó de comercialización que impidan que los volúmenes de gas vendidos sean iguales a la participación en la propiedad durante un período de tiempo. Basados en que la producción sea igual a la contabilidad interna, las producciones anuales deben generalmente ser iguales a los retiros realmente hechos por los participantes y no a la titularidad de la producción del año. Sin embargo, la producción real y la titularidad deben reconciliarse en valorizaciones de Reservas. Los desequilibrios resultantes deben ser monitoreados a través del tiempo y eventualmente solucionados antes de abandonar el proyecto.

Tabla 6.

Balance de Producción

Categoría	Definición	Factores de un proyecto
Reservas Probadas	Reservas Probadas son las aquellas cantidades de petróleo que, por el análisis de los datos de geociencia e ingeniería, puede estimarse con una	Las decisiones de inversión se basan en el punto de vista de la entidad sobre las condiciones comerciales futuras que puedan tener impacto en la factibilidad de desarrollo (compromiso para desarrollar) y la programación de la producción/flujo de caja de los proyectos de

Categoría	Definición	Factores de un proyecto
	<p>certeza razonable como comercialmente recuperables de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas, métodos Operativos y reglamentaciones gubernamentales definidas, a partir de una fecha dada.</p>	<p>petróleo y gas, de esta manera se tienen en cuenta los factores técnicos.</p> <p>Las condiciones comerciales incluyen, pero no están limitados a, suposiciones de condiciones como factores financieros (costos, precios, términos fiscales, impuestos), factores de entorno y normativos, como condiciones legales, ambientales, sociales y gubernamentales.</p> <p>El valor del proyecto puede ser evaluado de varias maneras (por Ej. Costos históricos, valores comparativos del mercado); También se pueden identificar factores modificadores tales como riesgos contractuales o políticos que puedan tener influencia adicional en las decisiones de inversión.</p>

4. Campaña de perforación desarrollo

Se relaciona en la siguiente tabla del campo estudio, el resumen de indicadores en la operación de Perforación (ODR) y Completamiento (OCM), se presentan a continuación:

Tabla 7.

Consolidado de pozos perforados Campo estudio 2018.

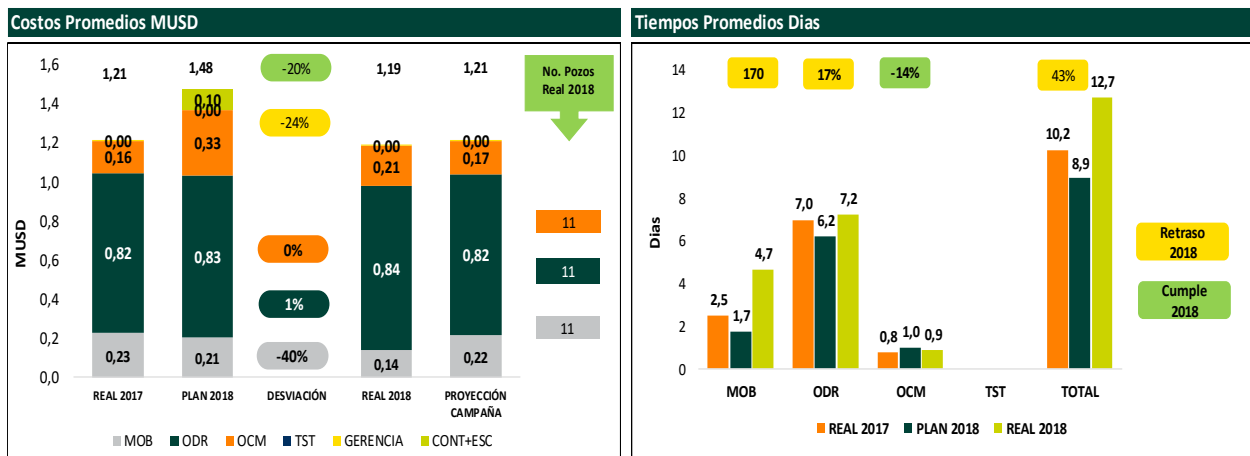
Tipo de pozo	Modulo	Pozos programados	Perforados
Desarrollo	CE B2	11	11
Desarrollo	CE B3	72	72
Desarrollo	CE B4	28	21
total, pozos desarrollo		111	104

Finalizaron 104 pozos de 111 planeados para un cumplimiento del 94%

Para el Módulo B2 en el 2018 finalizo con 11 pozos (1 Huevo Piloto). El costo promedio total es de 1,19 MUSD/Pozo, tiempo de ejecución promedio de 8.1 días para Perforación y Completamiento (ODR+OCM) y con una profundidad promedio real de 5250 ft.

Figura 9.

Costos y Tiempos promedio de perforación y completamiento módulo B2.

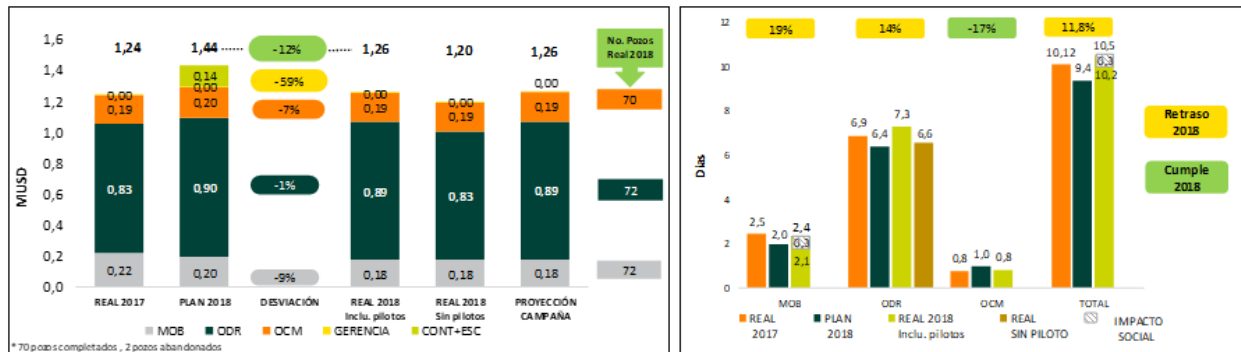


Para el Módulo B3 en el 2018 finalizo con 72 pozos (2 Abandonados, 10 huecos piloto - ST). La campaña presenta un costo total de los pozos finalizados de MUSD 87,7 de un plan de

MUSD 92,1 generando una optimización de costos del 5% (71 pozos Perforación y Completamiento (ODR+OCM) – incluye ajustes de TRM).

Figura 10.

Costos y Tiempos promedio de perforación y completamiento módulo B3.



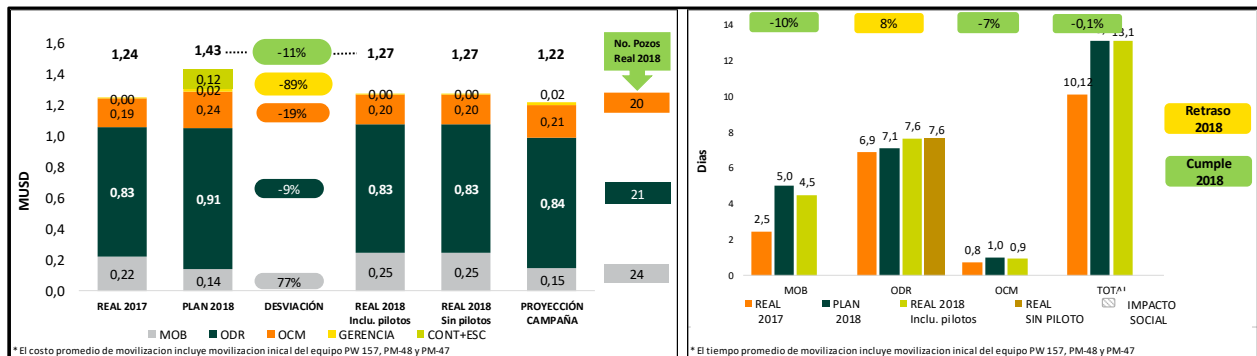
Nota. Tomado de: Compañía operadora

Para el Módulo B4 en el 2018 finalizó con 21 pozos, el tiempo de ejecución promedio para ODR es de 7,8 días. El costo operacional promedio de ODR es de MUSD 0,83 generando una desviación positiva de 9% respecto al promedio AFE. Al 31 de diciembre de 2018, se realizó 3 Sidetracks geológicos impactando en 1,8 días en promedio y costos operacionales de MUSD 0,17.

El tiempo de ejecución promedio para OCM es de 0,9 día. El costo promedio por pozo es de MUSD 0,19 generando una desviación positiva del 18%. Tiempo de ejecución promedio de 8.7 días para Perforación y Completamiento.

Figura 11.

Costos y Tiempos promedio de perforación y completamiento módulo B4.



Nota. Tomado de: Compañía operadora

Durante la Campaña de Desarrollo del campo estudio Desarrollo (Módulo B4) en el año 2019 se perforaron 106 pozos; se realizaron 21 pilotos estratigráficos, los cuales se realizaron el abandono respectivo. A continuación, se describe por módulo las actividades de perforación y completamiento.

4.1 Tiempos y costos operacionales perforación y completamiento 2019.

El resumen de indicadores en la operación de Perforación y Completamiento, se presentan a continuación:

Tabla 8.

Consolidado de pozos perforados Campo Estudio 2019.

Tipo de pozo	Modulo	Pozos programados	Perforados y completados
Desarrollo	Campo Estudio B4	107	106

Tipo de pozo	Modulo	Pozos programados	Perforados y completados
Total, pozos desarrollo		107	106

Para B4 Finalizaron 106 pozos (incluyendo 21 pilotos) de 107 planeados para un cumplimiento del 99%. El pozo pendiente se perforó en el mes de enero del 2020.

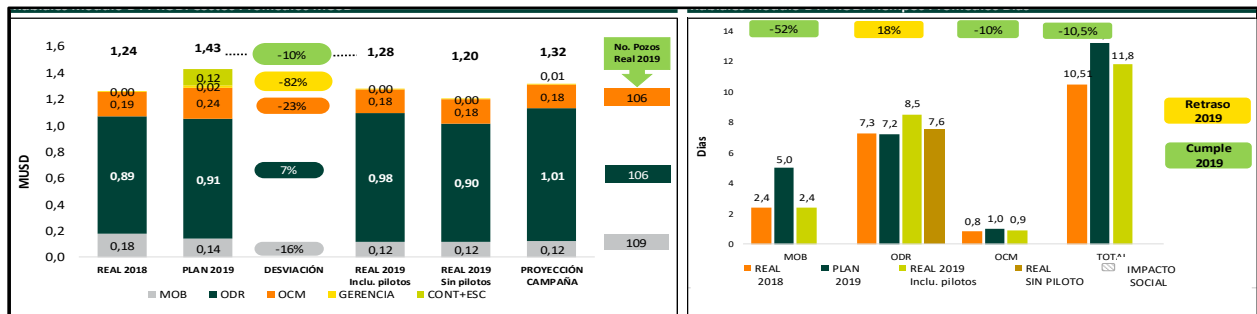
El tiempo de ejecución promedio para perforación (Original Drilling- ODR) es de 7,2 días sin pilotos y 8.5 con pilotos. El costo operacional promedio de ODR es de MUSD 0,90. Se ha presentado optimizaciones los trabajos direccionales, óptima velocidad de penetración (Rate of Penetration –ROP), optimización en costos de compras, eliminación de viaje de acondicionamiento, uso de broca PDC en fase 12 ¼”, buenas prácticas operativas para mejorar el performance direccional y mitigación del riesgo de cementaciones deficientes mediante implementación de cabeza rotativa.

El tiempo de ejecución promedio para completamiento (Original Completion - OCM) es de 0,9 día. El costo promedio por pozo es de MUSD 0,18 generando ahorros del 22%. Se ha presentado optimizaciones en pruebas de integridad de tubería, reducción de tiempos, optimización por re-uso de existencia de cable de potencia de las bombas electrosumergibles - BES y tubería, uso de contrato nacional de instalación de BES – pago por pie de cable de potencia instalado, viajes limpios y reducción de costos por compras por volumen para las BES.

La figura 12 compara los costos y el tiempo promedio de la campaña 2019 con respecto a la del 2018. Tanto los tiempos como el costo son similares si no se tienen en cuenta los pilotos.

Figura 12.

Costos y Tiempos promedio de perforación y completamiento módulo B4.

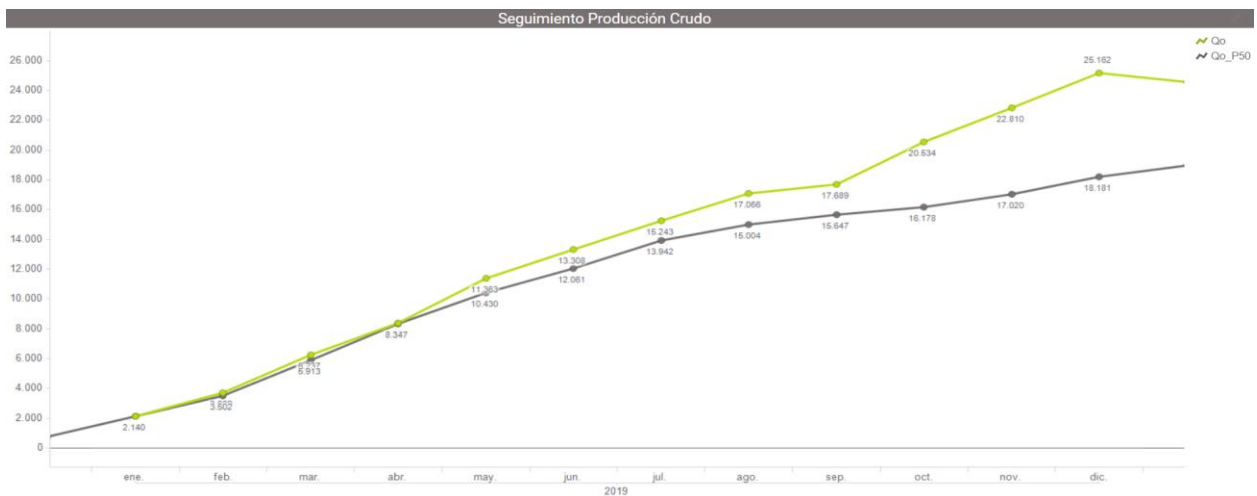


Nota. Tomado de: Compañía operadora

Se observa en la siguiente grafica el comportamiento de producción del módulo B4 para el año 2019, del campo estudio:

Figura 13.

Comportamiento de producción del módulo B4 para el año 2019, del campo estudio



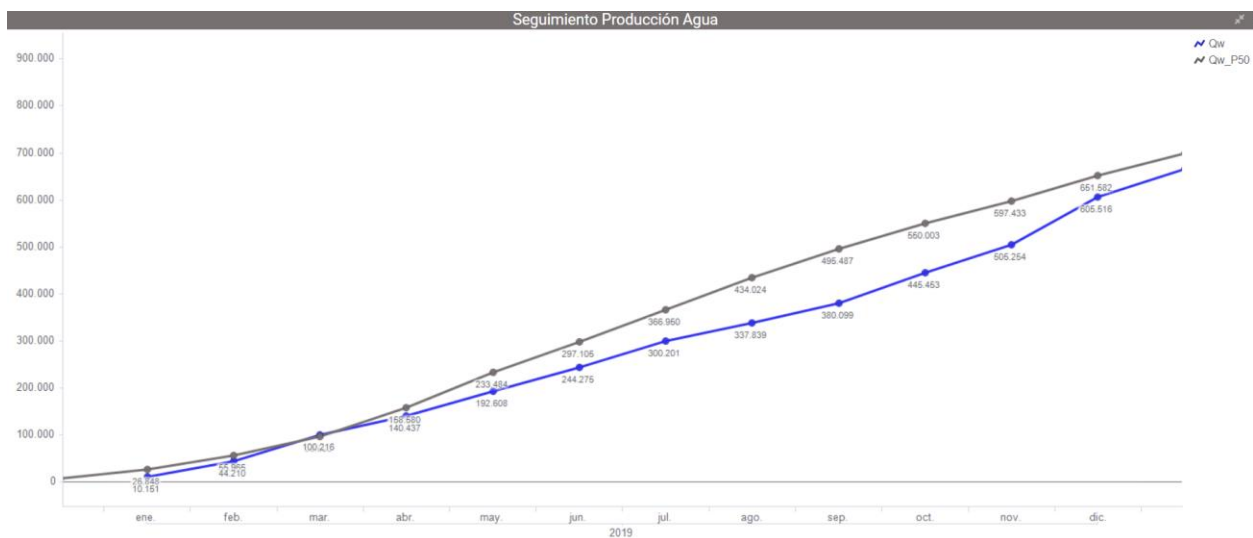
Nota. Tomado de: Spotfire Compañía operadora

Se evidencia que el volumen real de producción es superior al perfil P50 con el que se realizó el proyecto, para un cumplimiento del 138%.

Se observa el comportamiento de la curva de agua, con un resultado satisfactorio por debajo del perfil P50 como se evidencia en la siguiente gráfica:

Figura 14.

Comportamiento de la curva de agua



Nota. Tomado de: Spotfire. Compañía operadora

Durante la Campaña de Desarrollo del campo estudio Desarrollo -Módulo B4 en el año 2020 se perforaron 24 pozos y el proyecto modulo integrado ETAPA 1 se perforaron 43 pozos para un total de 67 pozos; se realizaron 9 pilotos estratigráficos a los cuales se realizaron el abandono respectivo. A continuación, se describe por proyecto las actividades de perforación y completamiento.

4.1.1 Tiempos y costos operacionales perforación y completamiento 2020

El resumen de indicadores en la operación de Perforación y Completamiento, se presentan a continuación:

Tabla 9.

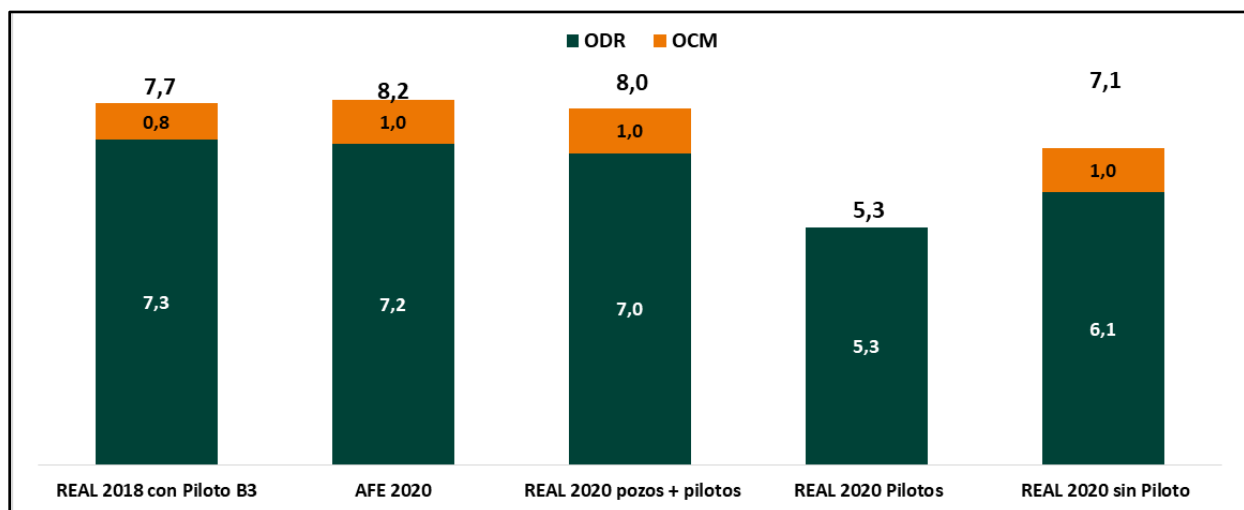
Consolidado de pozos finalizados Campo estudio 2020

Tipo de pozo	Modulo	Pozos Programados OCM	Perforados y completados
Desarrollo	CE B4	24	24
Desarrollo	CE Etapa 1	43	43
TOTAL POZOS DESARROLLO		67	67

Módulo B4: Finalizaron 24 pozos (incluyendo 4 Pozos pilotos) de 24 pozos planeados para un cumplimiento del 100%.

Figura 15.

Tiempos promedio de perforación y completamiento módulo B4 (Días)



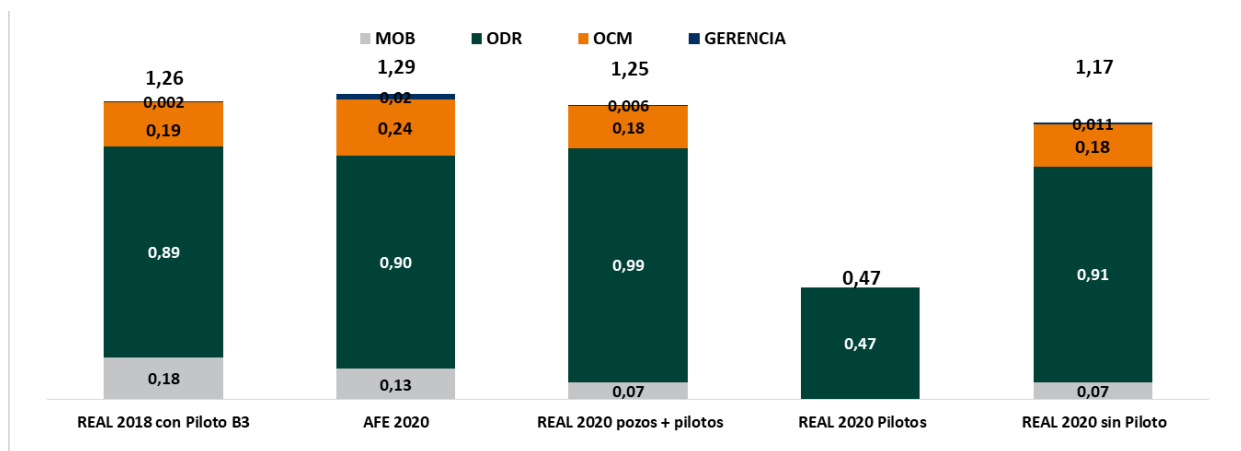
El tiempo de ejecución promedio para perforación (Original Drilling- ODR) es de 6,1 días sin pilotos, el promedio de un piloto es de 5,3 días y 7,0 días total pozo con pilotos, de un plan AFE de selección de 7,2 días cumpliendo con la meta planeada.

El pozo XY - 1631H presentó el menor tiempo de ejecución en el evento de ODR con 4,83 días. Se presentó buen desempeño operacional del equipo de perforación, buenas ROP y buen trabajo direccional, generando solo 6 h de NPT en las actividades. El pozo con el mayor tiempo de ODR fue XY - 1633H ST con 8,21 días. Esto debido a realización de ST geológico por baja prospectividad de las arenas de la formación objetivo.

El tiempo de ejecución promedio para completamiento (Original Completion - OCM) es de 1,0 día de un plan de 1,0 día. Cumpliendo con la meta planeada. Se presentó buen desempeño operacional durante la bajada de las BES minimizando tiempos muertos de operación.

Figura 16.

Costos promedio de perforación y completamiento módulo B4 (MUSD)



Nota. Tomado de: Campo estudio, compañía operadora

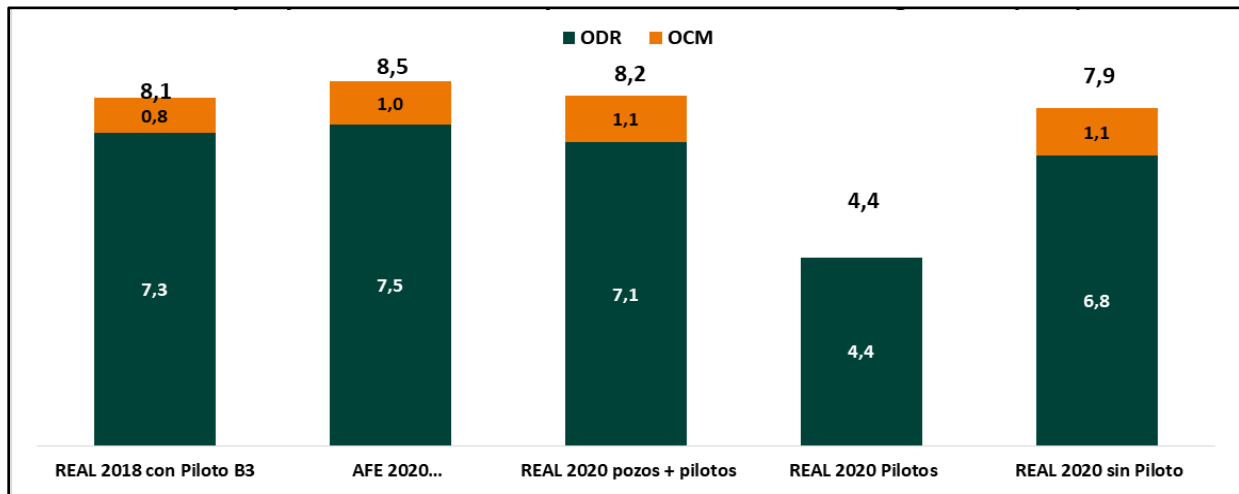
El costo operacional promedio de ODR es de MUSD 0,91 sin pozos piloto y de MUSD 0,99 incluyendo pozos piloto. Se presenta una desviación negativa del 10% respecto al plan, esto debido a la realización de 3 Side Track geológicos no planeados, por baja prospectividad de las arenas de la formación objetivo. No obstante, se ha presentado buen trabajo direccional, buenas ROP y se han aplicado estrategias de optimización de costos como eliminación de viaje de acondicionamiento y uso de broca PDC en fase 12 ¼". Adicionalmente se han aplicado buenas prácticas operativas para mejorar el performance direccional, se ha mitigado el riesgo de cementaciones deficientes mediante implementación de cabeza rotativa.

El costo promedio por pozo es de MUSD 0,18 de un plan de MUSD 0,24 generando una optimización del 25% en costos. Se ha presentado optimizaciones en pruebas de integridad de tubería, reducción de tiempos muertos, optimización por uso de existencia de cable eléctrico recuperado de las BES y tubería, uso de contrato nacional de instalación de BES – pago por pies de cable instalado, viajes limpios, reducción de costos por compras por volumen para las BES.

Módulo E1: Finalizaron 43 pozos (incluyendo 3 Pozos pilotos) de 43 pozos planeados para un cumplimiento del 100%.

Figura 17.

Tiempos promedio de perforación y completamiento módulo EI (días).



Nota. Tomado de: Campo estudio, compañía operadora

El tiempo de ejecución promedio para perforación (Original Drilling- ODR) es de 6,8 días sin pilotos, el promedio de un piloto es de 4,4 días y 7,1 días total pozo con pilotos, de un plan AFE de selección de 7,5 días cumpliendo con la meta planeada.

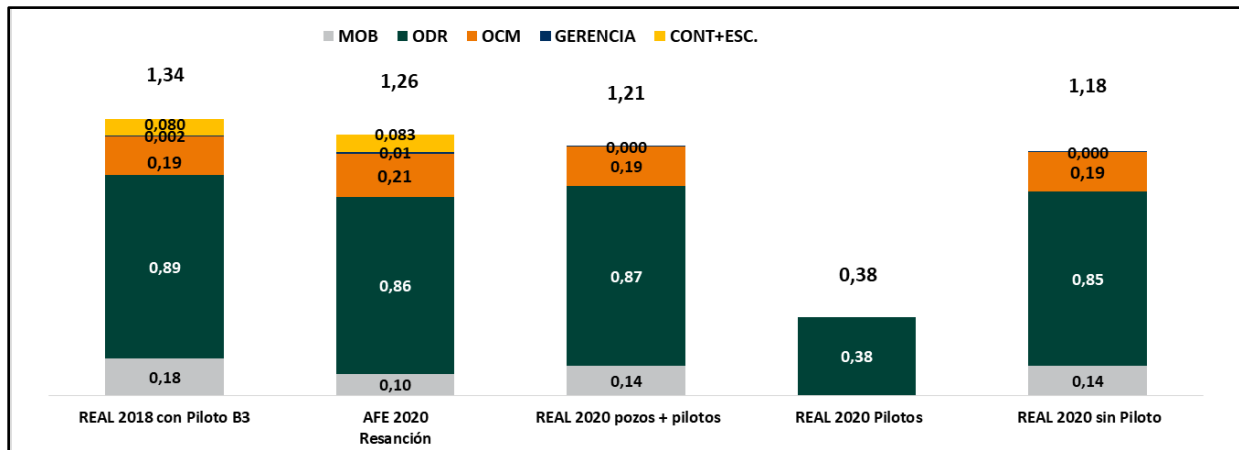
El pozo XY - 1703H presentó el menor tiempo de ejecución en el evento de ODR con 4,42 días. Se presentó buen desempeño operacional del equipo de perforación, buen trabajo de cementación y lodos, generando solo 2,75 h de NPT en las actividades. El pozo con el mayor tiempo de ODR fue XY - 1638H ST con 11,08 días. Esto debido a realización de ST geológico por baja prospectividad de las arenas de la formación objetivo y por 23 h de NPT por tormenta nivel III.

El tiempo de ejecución promedio para completamiento (Original Completion - OCM) es de 1,1 día de un plan de 1,0 día, generando una desviación negativa del 9%. Esto debido a

problemas operaciones durante viajes de acondicionamiento (presiones, falla herramientas) y durante bajada de BES.

Figura 18.

Costos promedio de perforación y completamiento módulo E1



Nota. Tomado de: Campo estudio, compañía operadora

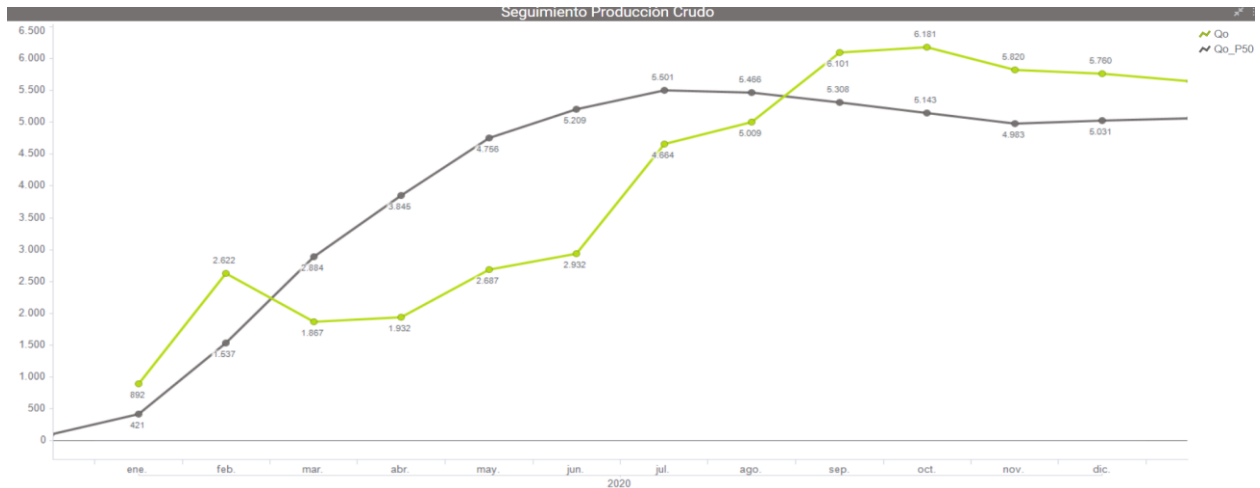
El costo operacional promedio de ODR es de MUSD 0,85 sin pozos piloto y de MUSD 0,87 incluyendo pozos piloto. Se presenta una desviación negativa del 1% respecto al plan, esto debido a la realización de 5 Side Track geológicos no planeados, por baja prospectividad de las arenas de la formación objetivo. No obstante, se ha implementado estrategias de optimización de tiempos y costos como eliminación viaje acondicionamiento, implementación broca 12 1/4" PDC, optimización tiempo fragüe casing 7".

El costo promedio por pozo es de MUSD 0,19 de un plan de MUSD 0,21 generando una optimización del 9% en costos. Se han implementado estrategias de optimización como instalación de motores PMM, optimización cable eléctrico BES, implementación de la tubería con conexión flush max en las campañas de desarrollo.

Se observa en la siguiente grafica el comportamiento de producción del módulo B4 para el año 2020, del campo estudio:

Figura 19.

Comportamiento de producción del módulo B4 para el año 2020, del campo estudio



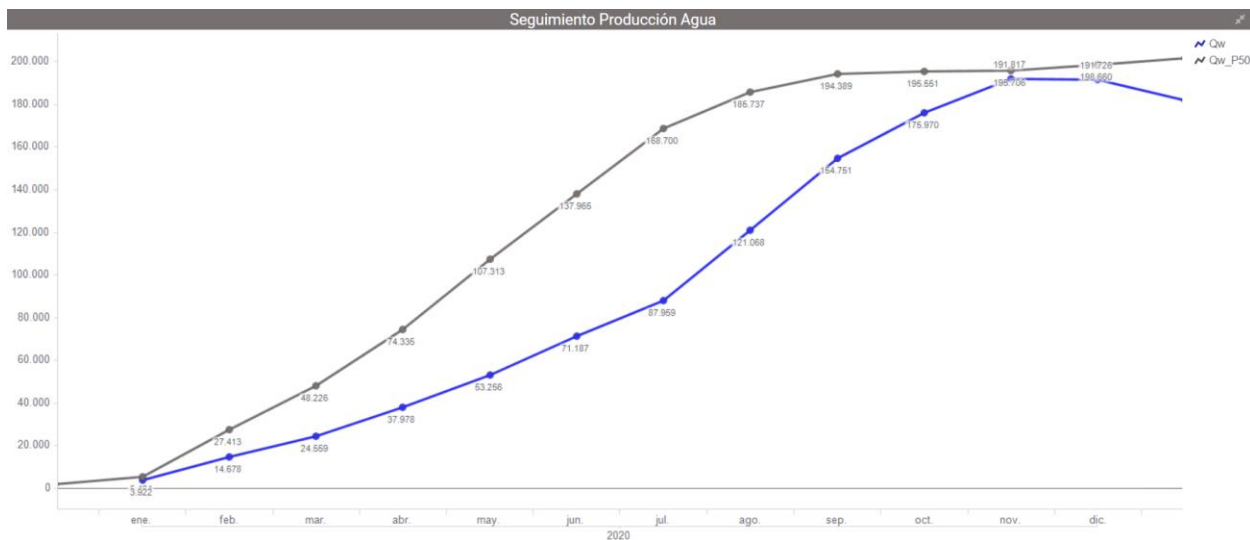
Nota. Tomado de: Spotfire. Campo estudio.

Se evidencia que el volumen real de producción es superior al perfil P50 con el que se realizó el proyecto, para un cumplimiento del 114% para el mes de diciembre, se ve afectaciones en el segundo trimestre del año, ya que empieza a hacer efecto la pandemia del COVID 19, retrasando la entrada de pozos.

También se evidencia el no cumplimiento del perfil de agua, como se observa en la siguiente imagen para el módulo B4 del campo estudio.

Figura 20.

Cumplimiento del perfil de agua para el módulo B4 del campo estudio

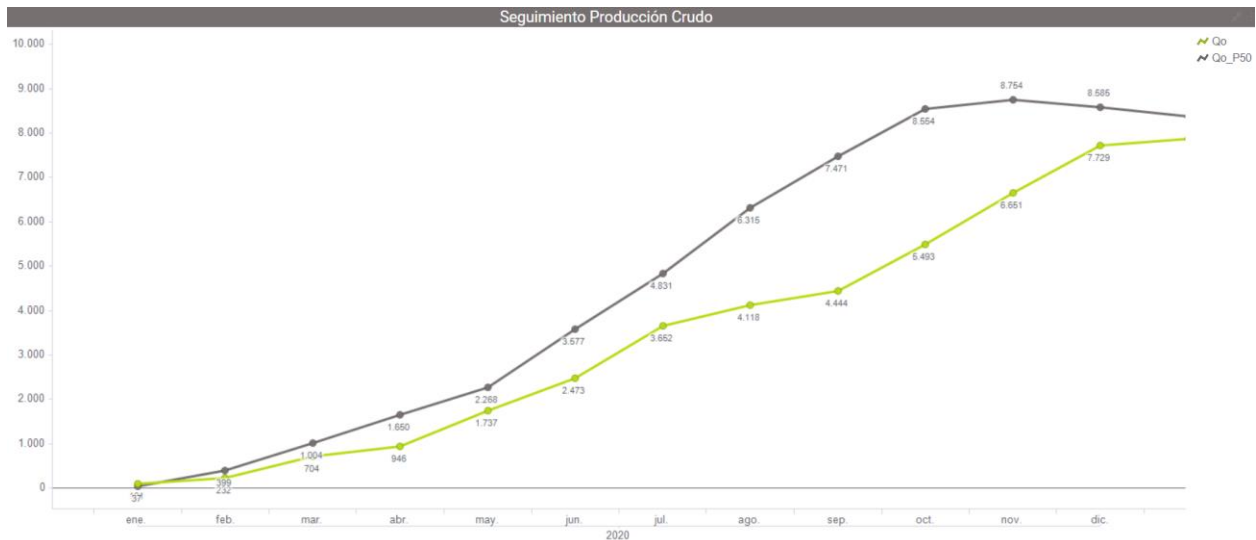


Nota. Tomado de: Spotfire, campo estudio.

Se observa en la siguiente grafica el comportamiento de producción del módulo E1 para el año 2020, del campo estudio:

Figura 21.

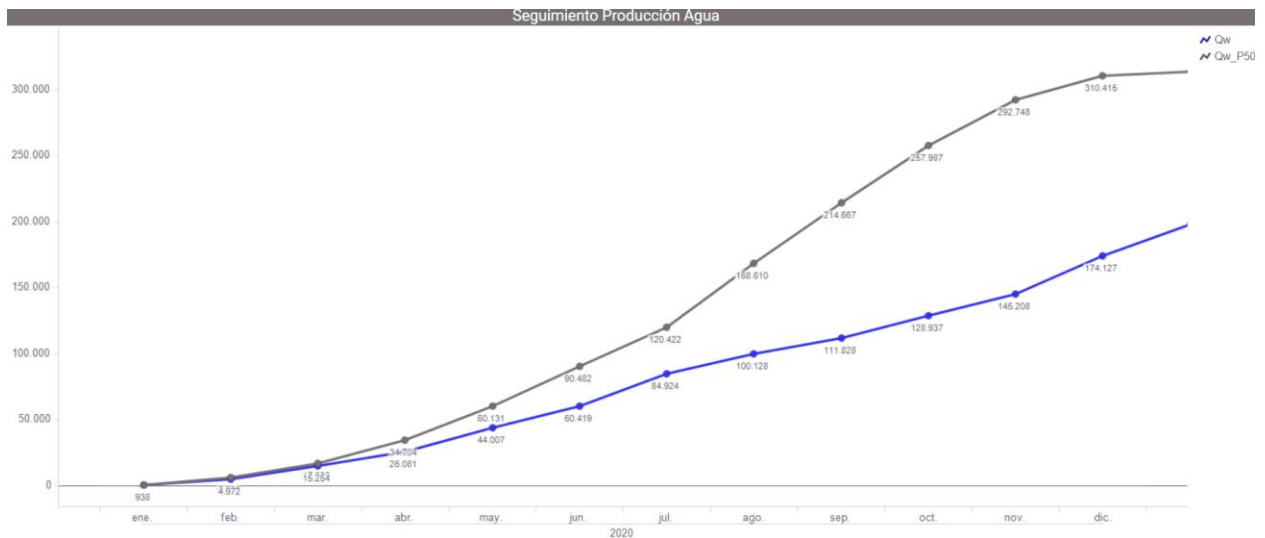
Comportamiento de producción del módulo E1 para el año 2020, del campo estudio



Nota. Tomado de: Spotfire, campo estudio.

Se evidencia que el volumen real de producción es inferior al perfil P50 con el que se realizó el proyecto, para un cumplimiento del 90% para el mes de diciembre. Básicamente se ve afectado por el riesgo biológico presentado en la pandemia COVID 19, que paró actividades en campo perjudicando la entrada de pozos en los tiempos establecidos.

Con respecto al comportamiento de agua, también se vio afectado siendo inferior al perfil P50.

Figura 22.*Comportamiento de agua*

Nota. Tomado de: Spotfire. Campo estudio.

5. Esquema de explotación de un campo

Para determinar el mejor esquema de explotación de un campo, se debe contar con una metodología clave para construir los perfiles de los fluidos de producción esperados como son:

- **Pozos de la Básica:** Para la estimación de los pronósticos de producción de pozos productores activos e inactivos se usa el método analítico de análisis de curvas de declinación.
- **Pozos Desarrollo:** Para la realización de los pronósticos de producción de los pozos a perforar se divide el pronóstico en dos partes. La primera parte representa una rampa de producción y la segunda parte un período donde se estabiliza el comportamiento de la producción del pozo.

- **Rampa de Producción:** se revisa el desempeño de los pozos de las diversas campañas de perforación en el tiempo y cercanos a la zona de interés que se está evaluando, con el fin de definir los parámetros de producción de la rampa. Los parámetros de esta primera parte del pronóstico son la tasa de líquido inicial, el corte de agua inicial, los números de meses hasta la tasa de líquido óptima de producción y el corte de agua al final de la rampa de producción. La rampa de producción usualmente dura entre 4 a 6 meses.

- **Comportamiento Estabilizado:** Para esta parte se usa el método analítico de análisis de curvas de declinación teniendo en cuenta el desempeño de los pozos de las campañas de perforación de los módulos más recientes.

Luego de calcular los perfiles de producción de los pozos básica y los desarrollos se verifica la consistencia volumétrica de los pronósticos de producción a través mapas de factor de recobro para cada área geográfica, clúster, en el campo.

5.1 Pronóstico de Producción Probabilístico

Para construir el pronóstico de producción probabilístico del campo estudio se asigna factores de incertidumbre a variables características de la simulación de un perfil de producción. Los parámetros inciertos cumplen características diferentes para los pozos de la básica y los pozos nuevos a perforar.

5.2 Pozos de la Básica

Para la simulación de los pozos de la básica, se identifican dos variables fundamentales que cumplen con un rango probabilístico de operación, siendo estos los descritos en la Tabla 11.

Tabla 10.

Parámetros Probabilísticos - Simulación Pozos de la Básica

Parámetro	Rangos		
Caudal de líquido	Min		Max
Declinación	Min	Most Likely	Max

Una vez se identifican para cada pozo de la básica los rangos establecidos, son asociados a una distribución probabilística que, de acuerdo con el comportamiento histórico de la variable a ser emulada, representa el posible comportamiento en el pronóstico a realizar. Para el caso de la Básica, la distribución probabilística seleccionada será una **distribución uniforme** para el caso del caudal de líquido, y una **distribución triangular inversa**.

5.3 Pozos desarrollo

Para la simulación de los nuevos pozos incrementales, se identifican las variables descritas en la Tabla 12.

Tabla 11.

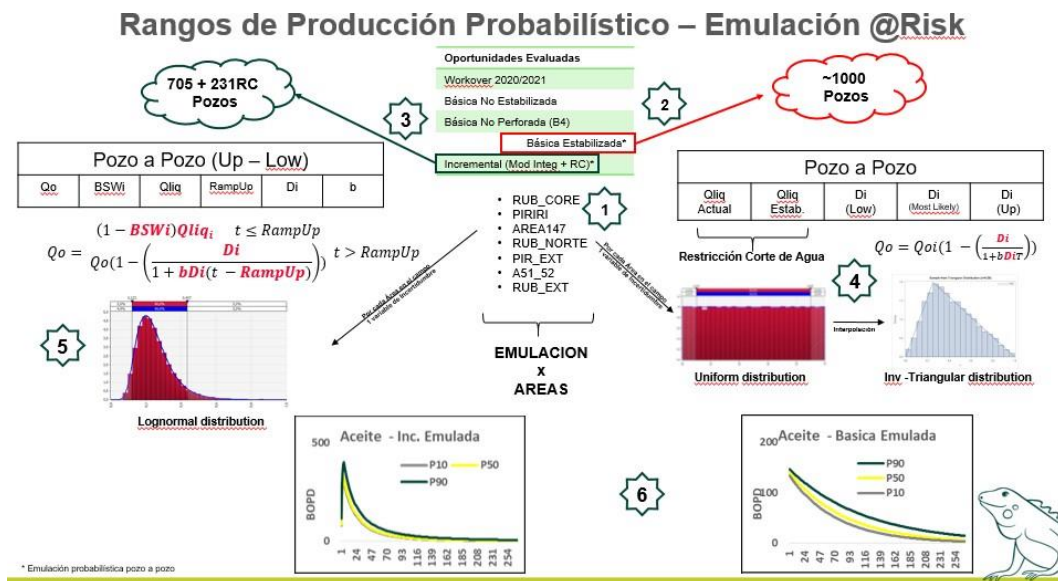
Parámetros Probabilísticos - Simulación Pozos desarrollo

Parámetro	Rangos	
Tiempo de Rampa de Producción	Min	Max
Corte de Agua Inicial	Min	Max
Numero de Meses en rampa	Min	Max
Tasa optima de líquido	Min	Max
Declinación	Min	Max

Una vez se identifican los rangos para cada variable de los pozos visualizados, son asociados a una distribución probabilística que, de acuerdo con el comportamiento histórico del área de producción, representa el posible comportamiento en el pronóstico a realizar. Para el caso de los pozos desarrollo, la distribución probabilística seleccionada será una **distribución Log Normal** (Ver figura 23).

Figura 23.

Construcción Perfiles Probabilístico



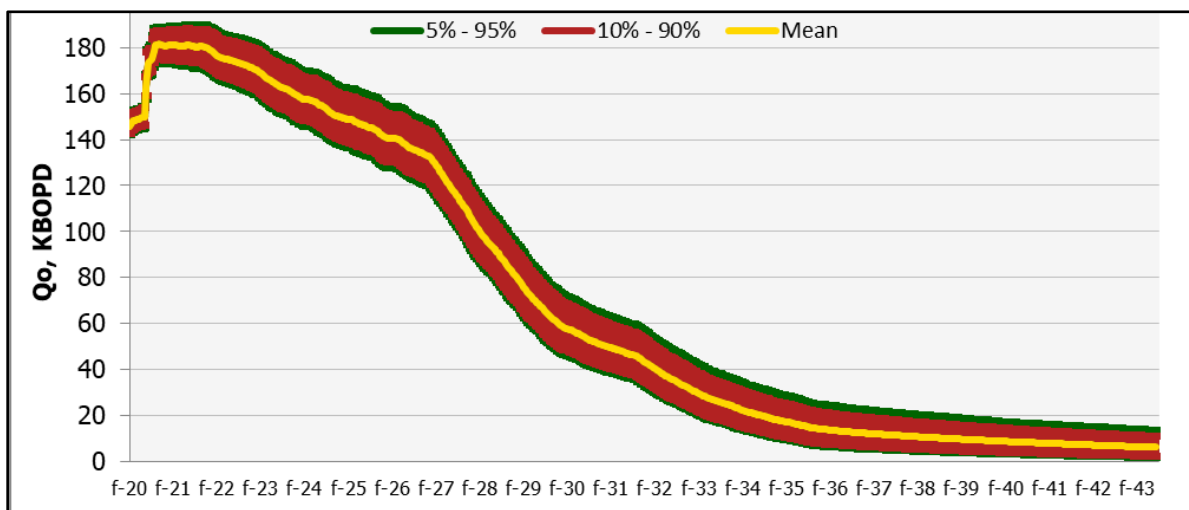
Nota. Tomado de: Campo estudio, compañía operadora

5.4 Perfiles de Producción.

En las figuras que se describen a continuación se presentan las curvas de los perfiles de los fluidos esperados del escenario técnico seleccionado.

Figura 24.

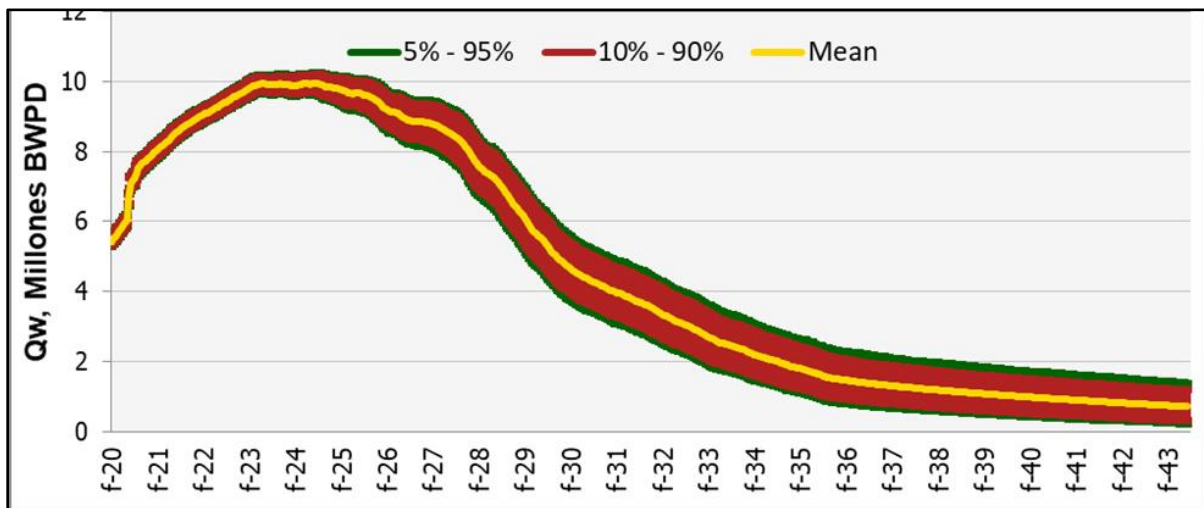
Perfil de Producción del Aceite, Campo estudio, sin restricción de facilidades



Nota. Tomado de: Campo estudio, compañía operadora

Figura 25.

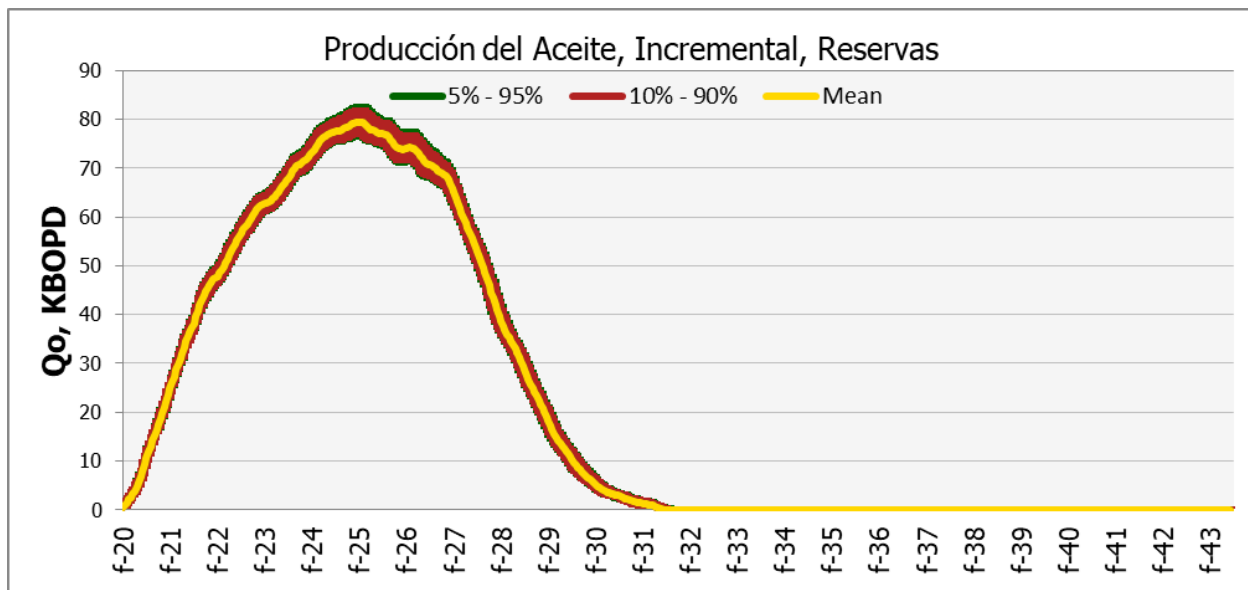
Perfil de Producción del Agua, Campo estudio, sin restricción de facilidades



Nota. Tomado de: Campo estudio, compañía operadora

Figura 26.

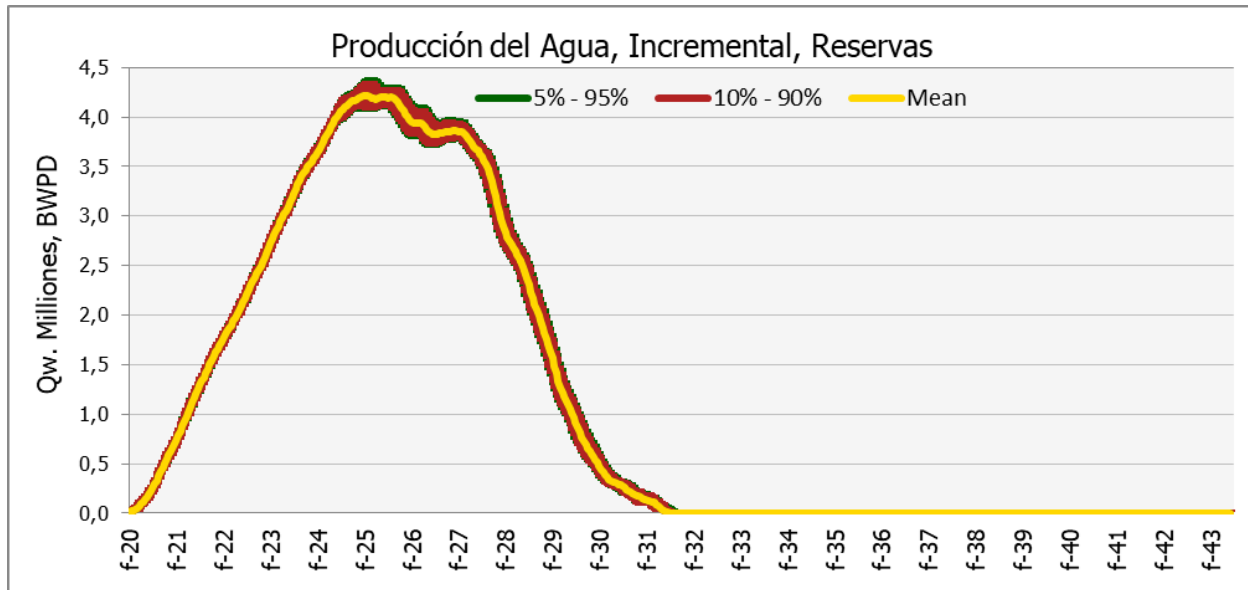
Perfil de Producción del Aceite Incremental/Reservas, Campo estudio, sin restricción de facilidades



Nota. Tomado de: Campo estudio, compañía operadora

Figura 27.

Perfil de Producción del Agua Incremental/Reservas, Campo estudio, sin restricción de facilidades



Nota. Tomado de: Campo estudio, compañía operadora

Todo escenario de desarrollo considerado fue construido con la finalidad de abordar de manera integral un concepto que permita:

1. Disminuir la Inactividad de los pozos
2. Consolidar un crecimiento rentable en recursos y reservas.
3. Gestionar el Riesgo ante una nueva modificación de la licencia ambiental del campo
4. Gestionar el riesgo ante un evento sísmico
5. Continuar con la tendencia de involucrar la generación de energías limpias y robustecer el concepto de economía circular
6. Gestionar el riesgo para evitar el *stranded oil*.

El presente trabajo pretende responder las siguientes preguntas:

Figura 28.

¿Que debe responder la mejor propuesta del mejor esquema de explotación?



1 ¿Existe un concepto de desarrollo sostenible y rentable a precios bajos de mercado que permita aumentar el factor de recobro del campo?

2 ¿Existe un concepto de desarrollo que permita aumentar el número de pozos activos en el campo?



3 ¿Qué debe incluir la próxima Modificación de la Licencia Ambiental?

4 ¿Cómo mitigar el riesgo de sismicidad en la zona?



5 ¿El concepto de desarrollo del activo esta enfocado a la reducción de emisiones de CO₂ y la migración a una economía circular?

6 ¿Existe un concepto de desarrollo que permita acelerar la extracción de aceite y así evitar el *stranded Oil*?



Para dar respuesta al mejor esquema de explotación, se debe construir un modelo de análisis que se utilice como base para realizar la corrida de escenarios, este modelo se basa fundamentalmente en un volumen técnico objetivo a desarrollar para cada actividad. De otra parte, permite hacer sensibilidades a las fechas de entrada de las facilidades contempladas, al ritmo de perforación y conversiones de pozos, la apertura y cierre de los pozos, el potencial por pozo considerado para cada una de las áreas del Campo estudio, entre otros. Este ejercicio genera perfiles probabilísticos de producción, permitiendo recorrer distintas alternativas de desarrollo, con el fin de maximizar la función objetivo buscando la mejor rentabilidad del proyecto al límite económico.

Una característica importante del modelo es que refleja el caso base del plan de inversión, incluyendo el riesgo y la incertidumbre propios del mismo, las inversiones de las actividades a desarrollar, los volúmenes asociados y parámetros financieros, sentando las bases para obtener un número significativo de sensibilidades para los escenarios alternativos que permitan tomar las

mejores decisiones, descartando a medida que avanza, aquellos que destruyen valor y concentrándose en los que impactan positivamente esta función objetivo, de esta manera se debe continuar con las siguientes premisas:

5.5 Alternativas de perforación y completamiento

5.5.1 Perforación:

El esquema de perforación para el desarrollo del campo es el mismo usado en los módulos anteriores, pozos horizontales. Esto partiendo de la premisa que, históricamente se ha definido que perforar pozos horizontales es la mejor alternativa para el desarrollo del campo, sin embargo, para áreas complejas se propone perforar pozos con piloto para definir los desarrollos.

El pozo es perforado en tres fases:

- 12 ¼" @ 250 ft-700 ft (dependiendo la profundidad del acuífero en el campo).
- 8 ½" @ 3600 ft (profundidad promedio)
- 6 1/8" @ 4200 ft - 4800 ft (profundidad promedio) Los revestimientos para cada fase

respectivamente son:

- Revestimiento 9 5/8" 36# k55 BTC
- Revestimiento 7" 23# K55/N80 Geoconn
- Liner Ranurado 4 ½" 11.6# N80 BTC

5.5.2 Completamiento:

Una vez terminada la perforación de la sección navegada de 6-1/8", se procederá a bajar un liner ranurado de 4-1/2" con un empaque colgador de 7" x 4-1/2". Una vez en posición el liner, se realiza el desplazamiento del fluido de perforación con fluido de completamiento, dejando el pozo en condiciones para la corrida del sistema de levantamiento.

Profundidades:

- Profundidad tubing: 3000 pies. 4-1/2" N80; 11,6 #/FT, Flush Joint.
- Profundidad Promedio BES: 3000 pies
- Máxima inclinación @ profundidad de asentamiento: 70°

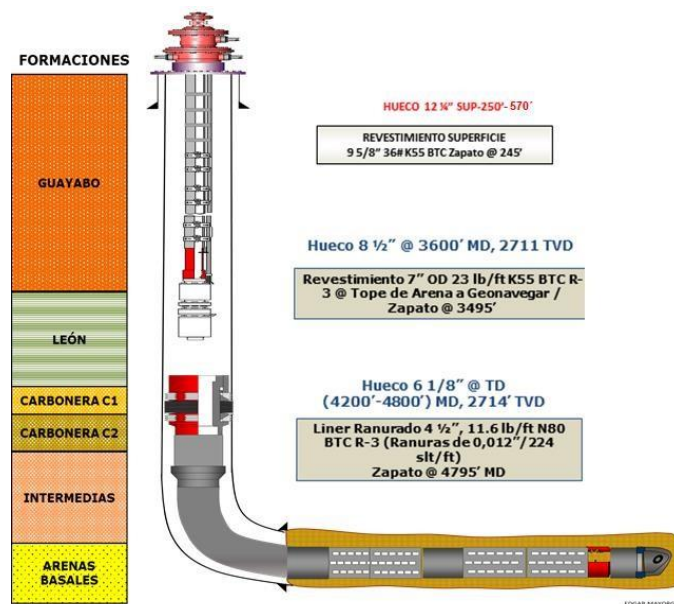
Temperatura y presión:

- Temperatura ambiente: 72 °F
- Temperatura de fondo: 136 °F
- Presión en cabeza: 200 psi

5.5.3 Estado mecánico tipo pozos horizontales

Figura 29.

Estado mecánico de los pozos



Nota. Tomado de: Campo estudio, compañía operadora

Los pozos se completarán con Bombeo Electro sumergible (BES), dado que este sistema maneja altos caudales, tiene un óptimo desempeño en el manejo de crudos pesados, y no presentan mayor restricción hasta 60° de inclinación con un máximo DLS de 8°/100 pies. Adicional a lo anterior en el campo estudio, este tipo de sistema de levantamiento artificial presenta un alto rendimiento y *run life*.

Parámetros de diseño:

- Caudal: 6000 – 10800 BFPD
- PIP: 300 – 500 psi
- PWF: 400-585 psi

- P intake: 2800 psi
- IP: 12 – 36

El completamiento de *Gravel Pack*, es uno de los sistemas más usados en formaciones inconsolidadas, el control de arena es vital para la producción de los pozos que presentan migración de finos e inestabilidad donde la presencia de la arena puede presentar un obstáculo mayor para la producción del pozo, la industria del petróleo ha gastado millones de dólares cada año para prevenir y reparar problemas de control de arena incluyendo tasas reducidas de producción, puenteo de arena, erosión de equipos y disposición y remoción de arena.

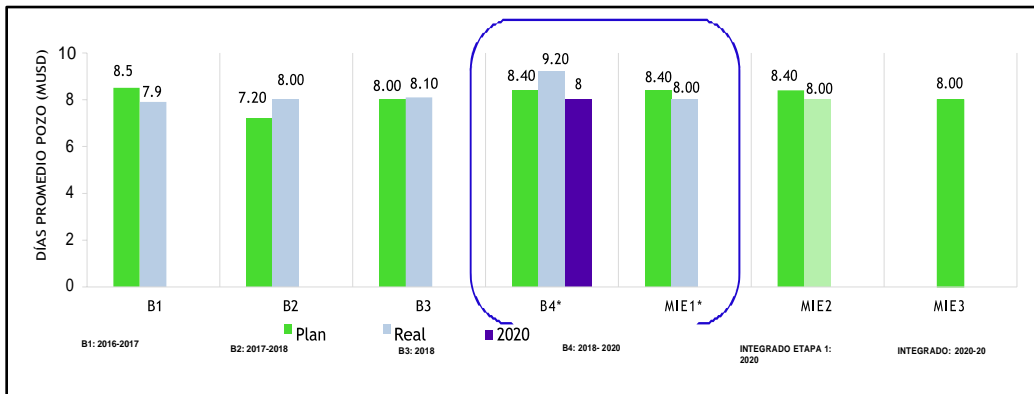
Realizando un análisis del yacimiento y las condiciones del pozo, se determinó que realizar un *Gravel pack* en hueco ensanchado es la mejor alternativa para el área dado que nos da varias ventajas en cuanto al manejo del daño por cuanto este es mitigado debido al ensanchamiento y a la colocación del material propante el cual tiene alta permeabilidad.

De la evaluación realizada en base a la granulometría del área, se determinó la grava 20/40, y malla 250 micrones, para las operaciones de control de arena.

5.5.4 Historia de los pozos realizados en el área o en el campo análogo

Figura 30.

Historia de los pozos realizados en el área o en el campo análogo

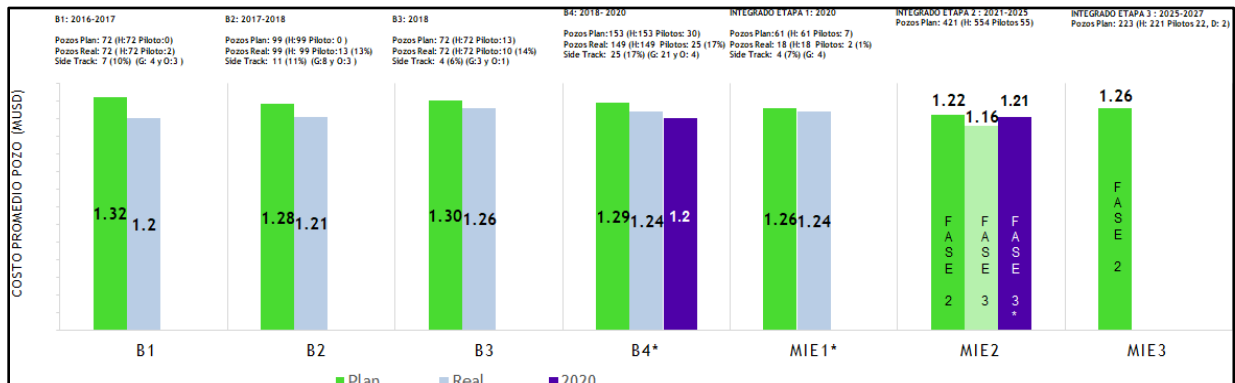


Nota. Tomado de: Campo estudio, compañía operadora

En la Figura 24 se observa el desempeño del campo estudio a través de los módulos desarrollados.

Figura 31.

Costos de módulos campo estudio Desarrollo



Nota. Tomado de: Campo estudio, compañía operadora

5.6 Alternativas de Facilidades

La metodología usada para el desarrollo de la visualización de las facilidades de superficie es la siguiente, para determinar opciones de crecimiento en tratamiento.

- Se analizan las capacidades existentes en función de los proyectos base para el proyecto.
- De los proyectos base se consideran los flujos y los equipos de los proyectos respectivamente.

- Se contemplan los equipos existentes en cada CPF (facilidad) y sus capacidades de tratamiento, aumentando su disposición.

- Uso de capacidad excedente de las facilidades existentes con respecto a los volúmenes adicionales según la proyección volumétrica.

- Se determinan las capacidades requeridas de manejo de los fluidos en los siguientes equipos:

- Estáticos.

- Rotativos.

- Planteamiento de equipos adicionales para: tratamiento, suministro eléctrico y generación de energía a partir del crudo de producción.

- Consideraciones para planteamiento de alternativas, tales como ubicación de instalaciones cercanas, disponibilidad de espacio para instalación de equipos nuevos, minimización de distancias, facilidad de acceso, estado de vías, mínima inversión.

- Para el caso de locaciones, para la perforación de pozos nuevos, se cuenta con la proyección desde yacimientos desde cual clúster se pueden implantar los mismos.

- Se considera adecuar las locaciones existentes en superficie en la medida de lo posible.

En caso contrario, se proyecta ampliar las existentes o locaciones nuevas en los casos que el crecimiento no sea viable.

- Balance de capacidad eléctrica disponible y consumo eléctrico adicional. Diseño de infraestructura nueva adicional que se requiera.

5.6.1 Disposición de Agua de Producción

Campo estudio cuenta hoy día con tres opciones para disponer el agua de producción luego de todo el tratamiento requerido para tal fin, sin embargo, en uso tiene sólo dos. Una es la disposición del agua en pozo inyector disposición y la otra es el vertimiento a cuerpos de agua; ambas opciones se encuentran aprobadas en el instrumento ambiental del campo y se ciñen a los lineamientos aprobados por la ANLA.

Si bien el proyecto requiere facilidades de tratamiento para los fluidos incrementales, la viabilidad de que este se pueda ejecutar se basa en la capacidad que se tenga para disponer el agua de producción. De acuerdo con lo anterior, se han propuesto las siguientes opciones para llevar a cabo la disposición partiendo de las dos alternativas de distribución de flujo:

- Inyección de sostenimiento de presión (ISP).

La perforación de pozos nuevos para sostenimiento de presión corresponde a la principal medida para mitigar la caída de presión del Yacimiento, el cual perforar los pozos en clústeres de pozos productores aprovechará la infraestructura existente y minimizará el impacto ambiental, así como redistribuirá la inyección en otras áreas del campo que están presentando pérdida de la presión del Yacimiento.

La distribución del agua de inyección será mediante el uso de las líneas de transferencia de agua dispuestas en el campo estudio, y se construirán algunas líneas nuevas requeridas para llevar el agua desde las líneas de transferencia existentes hasta el clúster donde se ubicará el pozo inyector. En algunos casos donde no se cuenta con las líneas de transferencia de agua, se construirá la línea nueva desde el CPF más cercano.

Como se mencionó anteriormente, para la aprobación de la modificación de la licencia ambiental otorgada por el ANLA en la resolución 1717 del 2019 se realizaron estudios de impacto ambiental, en los cuales se atendieron los lineamientos del ministerio del interior y se excluyeron las zonas con presencia de comunidades indígenas.

- Vertimiento al Suelo (VS), contar con viabilidad ambiental.

De esta forma es importante evaluar los efectos o impactos de vertimiento de agua residual industrial tratada sobre el suelo y en aguas subterráneas, flora, fauna y productividad de suelos para el campo estudio para viabilizar como alternativa de disposición de aguas de producción.

Por lo tanto, se debe determinar la caracterización fisicoquímica, biológica y microbiológica del suelo y agua subterránea a través del análisis de hidrogeología, suelo, aguas, biodiversidad y Ecotoxicidad, con el fin de identificar posibles afectaciones por vertimiento al suelo del agua de producción del campo estudio.

Que alcance debe tener:

- Determinar zonas representativas de suelo (en ejecución por Viabilidad Ambiental)
- Diseño del sistema de disposición – riego.
- Montaje del laboratorio y piloto de riego en espacios controlados
- Análisis de toxicidad en agua y suelo.

- Líneas base del suelo: Caracterización fisicoquímica y biológica del suelo, Laboratorios acreditados por el IDEAM y línea base de agua subterránea: Determinación dirección de flujo (monitoreo agua subterránea en pozos, aljibes existentes o piezómetros), caracterización fisicoquímica y microbiológica.

- Sistema de Distribución de los Vertimientos: Diseño, manual de operación y mantenimiento sistema de disposición, incluyendo el mecanismo de descarga y sus elementos estructurantes

- Área de Disposición del Vertimiento: Identificación área para la disposición en plano topográfico, indicando: dimensión, usos de los suelos en áreas colindantes y uso actual y potencial del suelo donde se realizará el vertimiento del agua

- Plan de Monitoreo: Estructurar Plan de Monitoreo para la caracterización del efluente, del suelo y del agua subterránea, acorde a caracterización fisicoquímica del vertimiento. Monitoreo de la variación del nivel freático.

- Plan de cierre y abandono del área de disposición del vertimiento: Plan que deberá definir el uso que se le dará al área que se utilizó como disposición del vertimiento. Debe garantizar que las condiciones físicas, químicas y biológicas del suelo permiten el uso potencial.

De esta manera se deberá implementar un piloto con las siguientes fases:

- I. Determinar **Zona de Riego** y tipo de cobertura
- II. Diseño del **Sistema de disposición** y de monitoreo
- III. Montaje del **laboratorio y Piloto de riego**
- IV. Ejecución del piloto y Pruebas, **Toxicidad de suelo y agua**
- V. **Entregables:** Análisis de resultados y Comprobación de modelo

5.6.2 Separación Insitu

Como alternativa adicional se contempla la puesta en marcha de equipos para separación en Sitio a lo largo del polígono licenciado para implementar la inyección para el sostenimiento de presión del yacimiento, donde se estima poder alinear los pozos de cada clúster al equipo instalado y separar de manera exitosa el 60% del agua extraída en el clúster, para poder ser inyectada inmediatamente a una tasa entre 20 y 30 kBWPD.

Para la ubicación de estos equipos en el campo, se contemplaron las siguientes consideraciones:

- Clúster ubicado dentro del polígono licenciado para la actividad de sostenimiento de presión.
- El pozo vertical del clúster seleccionado debe estar abandonado u operativo, pero con bajo pronóstico de recuperación de aceite (pozos con < 100 kBOPD de EUR remanente)
- El Clúster debe tener como mínimo 5 pozos productores activos (con la finalidad de asegurar fluidos suficientes para alinear al equipo de separación).
- El clúster debe estar conectado a una troncal de recolección con alarmas de sobrepresión existente en el campo.

5.6.3 Pozos Nuevos desde Clúster Existentes

Para la implantación de pozos nuevos se proyecta planteándose las siguientes alternativas desde el punto de vista de ubicación en superficie:

- Perforación desde locación existente sin ampliación de estas.

- Perforación desde locación existente con ampliación de esta (permitida por zonificación ambiental).

La selección de cada alternativa depende de la disponibilidad de área en clúster, así como también de la posibilidad de ampliación y del mapa de zonificación ambiental.

5.7 Alternativas de facilidades de energía

Estos escenarios de demanda de energía se encuentran en función de la producción y manejo de fluidos del campo estudio, en ellos, se considera la inclusión de equipos de separación insitu en clúster seleccionados, el crecimiento de la inyección de sostenimiento de presión, la posibilidad de intervención en el tratamiento realizado en el CPF y el vertimiento al suelo adicional que sea permitido.

Los diferentes escenarios evaluados, determinarán la necesidad de energía requerida para su operación, de manera dinámica se estimarán los picos de demandada máxima que será el input para determinar si se requiere una fuente adicional en el campo.

5.7.1 Oportunidades sobre la infraestructura existente

Es posible realizar una ampliación o expansión en los sistemas de suministro energía eléctrica existentes con los que cuenta el campo, para acoger la nueva demanda de energía, para ello se requerirá de nuevos proyectos como granjas y techos solares, etc.

De acuerdo con lo revisado en el capítulo se realiza el siguiente resumen:

Tabla 12.

Oportunidades sobre la infraestructura existente

Alternativa	Definición	Estrategia
Esquema de explotación	Pozos de la básica	Administración del WOR, reactivación de pozos inactivos.
Esquema de explotación	Perforación de desarrollo	Perforar pozos horizontales es la mejor alternativa para el desarrollo del campo, sin embargo, para áreas complejas se propone perforar pozos con piloto para definir los desarrollos.
Esquema de explotación	Disposición de Agua de Producción	El campo estudio, cuenta actualmente con dos alternativas de disposición, una es la disposición del agua en pozo inyector disposición y la otra es el vertimiento a cuerpos de agua, de esta forma se han propuesto las siguientes opciones para llevar a cabo la disposición partiendo de las dos alternativas de distribución de flujo: - Inyección de sostenimiento de presión - Vertimiento al suelo
Esquema de explotación	Incremento en capacidades	Estrategia con equipos existentes y aumento de facilidades de tratamiento.

6. Conclusiones

- Las características operacionales más importantes del campo estudio son: cuenta con mayores reservas de crudo pesado en Colombia (13° API), la producción de gas en el campo es insignificante, las facilidades se concentran principalmente en la separación de agua y crudo. El agua removida del crudo es enviada a un sistema de tratamiento que la adecua para su disposición conforme a la norma ambiental, ya sea para vertimiento o reinyección (disposición).

- El módulo integrado y sus etapas son un proyecto único en sí mismo, debido a que cada etapa invierte en facilidades de tratamiento de fluidos, troncales mecánicas y ramales eléctricos para todo el desarrollo del módulo y no solo para sí misma.
- El modelo actual de desarrollo se enfoca en la consecución de nuevas reservas a partir de los módulos de perforación, mantenimiento de la curva básica con la administración del WOR (relación agua – aceite) e incremento de capacidad de tratamiento.
- La campaña de perforación desarrollo del año 2019 cumplió con las expectativas presentadas con un cumplimiento de producción de 138% por encima de lo planeado con optimización de costos en un 22%, siendo la campaña muy atractiva y de excelentes resultados.
- Acorde a la evaluación financiera realizada, el costo promedio por pozo es de MUSD 0,19 de un plan de MUSD 0,21 generando una optimización del 9% en costos. De acuerdo con las campañas de perforación ejecutadas del módulo integrado, todas evidencias un ahorro de significativo con respecto a lo planeado aproximadamente entre el 5% y 10%.
- Los factores que afectan el desarrollo de un proyecto tiene en cuenta los factores técnicos como principal medida, adicionalmente factores financieros (costos, precios, impuestos), factores de entorno y normativos, como condiciones legales, ambientales, sociales y políticas. Los resultados económicos y técnicos permitirán ajustar las premisas que desarrollarán de manera eficiente un campo de producción.
- La pérdida de presión en el Yacimiento es un factor crítico de producción del campo estudio, sobre el cual se deben tomar medidas para mitigar su caída, ya que trae asociado menor producción de los pozos, pérdida de reservas y se aumentan los requerimientos de energía para extracción, factores que destruyen el valor financiero del activo.

- Los niveles de agotamiento en el yacimiento son diferentes y dependen de la explotación en cada una de las unidades productoras del campo, siendo las de mayor agotamiento las unidades más explotadas, pero también dependen del área de explotación. Por estas razones, cada área del yacimiento debe tratarse de forma diferente según el modelo sedimentológico.
- El piloto de inyección para el sostenimiento de la presión busca mitigar la caída en la presión de poro del yacimiento e impacta positivamente la condición de esfuerzos efectivos presentes en el yacimiento al mitigar su alteración de estos, y por tanto se obtiene una condición geomecánica más estable.
- El mejor esquema de operación identificado está compuesto por una perforación desarrollo correspondiente al 80% de actividad en campo, actividad incremental asociada a recuperación de producción 10% y administración adecuada del comportamiento del yacimiento (corte agua – aceite) 10%. Adicionalmente contar con la estrategia de disposición que pueda apalancar el desarrollo esperado del activo.

Referencias Bibliográficas

- ANH, (16 de septiembre 2008) *Acuerdo 11*, Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- ANH. (s.f.) *Estadísticas de Producción de Petróleo en Colombia* [Internet]. [cited 2017 May 14]. Available from: [http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y Participaciones / Sistema - Integrado - de -Operaciones / Paginas / Estadísticas – de -Produccion. aspx](http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadísticas-de-Produccion.aspx)
- Castiblanco Borbón, L. F. (2017) *Control de agua en yacimientos crudo pesado con acuífero activo y con contacto agua petróleo: Alternativas tecnológicas para los campos en los Llano Orientales*.
- FJAE Bailey B, Crabtree M, Tyrie J, Jon E, Kuchuk F, Romano C, et al. (2000) *Control del agua. Oilf Rev Schlumberger.*; (Verano): 32–53. R, et al. 2008. Petroleum related rock mechanics. Second edition. Hungary: Elsevier. 2008.
- Henao Gil, L (2017). *Inyección de agua por flujo cruzado natural y asistido: una estrategia de recuperación mejorada inmediata en un campo de crudo extra pesado*.
- León J. M. (2016). *Evaluación de proyectos de desarrollo de campos petroleros utilizando opciones reales*.
- Rodriguez R. F. (2020). *Propuesta Metodológica en Gestión de Proyectos en Intervenciones de Pozos Petroleros en Parex Resources*
- Ruiz Giron, L. A. (2015). *Propuesta De Mejoramiento Para Las Facilidades De Tratamiento Del Agua De Producción Y Disposición Por Sistema De Inyección Para El Campo Cabiona* (Doctoral dissertation, Universidad Industrial de Santander, Escuela De Ingeniería de Petróleos).
- Sandoval Tamayo, J. C. (2013). *Metodología para la identificación de pozos con oportunidades de incremento de producción en campos maduros*.