

**EVALUACIÓN FINANCIERA Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA  
TECNOLOGÍA DE SEPARACIÓN Y REINYECCIÓN DE AGUA EN FONDO DE  
POZO APLICADO A UN CAMPO DE ECOPETROL**

**ELIANA CATHERINE GÓMEZ PINTO  
DIEGO LEONARDO FERREIRA ORTIZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2012**

**EVALUACIÓN FINANCIERA Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA  
TECNOLOGÍA DE SEPARACIÓN Y REINYECCIÓN DE AGUA EN FONDO DE  
POZO APLICADO A UN CAMPO DE ECOPETROL**

**ELIANA CATHERINE GÓMEZ PINTO  
DIEGO LEONARDO FERREIRA ORTIZ**

**Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos**

**Director**

**SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO  
M. Sc. Ingeniería de Petróleos**

**Co-director**

**RAÚL LEONARDO TRIANA ALONSO  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2012**

## DEDICATORIA

*Dedico profundamente todo mi trabajo a mi mami Olga Patricia Ferreira Ortiz, razón de ser cada día mejor ya que con su gran amor, esfuerzo y sacrificio me impulsa cada día más hacia mis sueños.*

*A mi Abuela, mi Abuelo y mi tía Nubia por ser la razón mi lucha y ser mi apoyo en todo momento.*

*A mis hermanos Oscar y María por apoyarme en tantos momentos difíciles que hemos tenido que afrontar.*

*A mi tío Oscar que sin su apoyo no podría haber alcanzado todas las metas propuestas, por enseñarme día a día a ser mejor y por siempre creer en mí.*

*A mi tío Carlos, mi tía Fabiola y mis primos Pocho, Camilo y Lorena por todo el apoyo y la confianza que depositaron en mí, brindándome toda esa alegría y calor de hogar.*

*A mi "Tuti" Eliana Catherine Gómez Pinto a quien jamás encontraré la forma de agradecer el Cariño, Comprensión, Apoyo y Amor brindado en los momentos buenos y malos de mi vida, hago de este triunfo compartido, la razón de ser de cada uno de esos Momentos Inolvidables que pase a tu lado. Te amo Bebe.*

*A mis amigos y todas aquellas personas que en algún momento de mi vida han aportado su granito de arena en mi formación personal y profesional.*

*"Eres un ser increíble, diste lo mejor de ti y por esto te admiro" Goku.*

*Diego Leonardo Ferreira Ortiz*

## DEDICATORIA

*A ti Señor porque hiciste realidad este sueño, gracias por guiarme durante este tiempo en la universidad, porque sin tu amor y apoyo no hubiera podido salir adelante en los momentos difíciles y de prueba, gracias por ser mi fortaleza.*

*Al ser más maravilloso de todo el mundo mi madre Luz Marina Pinto Lozada y a mi padre Gregorio Gómez Laguna, gracias por guiar mi vida con amor y disciplina, es así como he logrado culminar mi formación profesional que es para mí la mejor prueba de cariño y agradecimiento. Gracias por ayudarme cada día a cruzar con firmeza el camino de la superación, porque con su apoyo y esfuerzo he logrado uno de mis más grandes anhelos.*

*A mi hermano Jorge Eliccer Gómez Pinto, gracias por tu apoyo y cariño. Te quiero Mucho bebe.*

*A mi "Tuti" Diego Leonardo Ferreira Ortiz, gracias por el cariño, la comprensión y el apoyo brindado en los momentos difíciles y hermosos de mi vida. Gracias por compartir cada segundo de tu vida conmigo, por tu Paciencia y tu Amor. Soy inmensamente afortunada de haberte conocido y me hace infinitamente feliz saber que cuento con una persona tan Maravillosa y Especial como tú. Te Amo Bebe.*

*A mis amigos del colegio, Katherin, Lala Maria, Lawrita, Angie, Jenny Camila, Alicia, Sergio, Andrés y David gracias por el apoyo incondicional y por mantener esta hermosa amistad a lo largo de los años.*

*A quienes conocí en mi formación profesional y con quienes compartí momentos especiales y hasta ahora, seguimos siendo amigos: Hernán Fula, Huguito Medina, Mile Acosta, Paolita Barrero, Marce Garzón, Fredy López, Fredy Reyes, Sajito Rich, Fabi Pinto y Mique Fuentes, gracias por su paciencia, apoyo y comprensión.*

*A todas aquellas personas que me ayudaron a que este gran esfuerzo se voluiera una hermosa realidad.*

*"El agradecimiento es la memoria del corazón." Lao-tse*

*Eliana Catherine Gómez Pinto*

## AGRADECIMIENTOS

*Queremos agradecer de manera Especial y Sincera:*

*Al Ing. Samuel Fernando Muñoz Navarro por aceptarnos para realizar esta tesis bajo su dirección, su apoyo y confianza en nuestro trabajo y su capacidad para guiar nuestras ideas ha sido un aporte invaluable, no solamente en el desarrollo de este proyecto, sino también en nuestra formación profesional.*

*Al Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), a cada uno de los ingenieros que de una u otra forma nos colaboraron en la realización de nuestro proyecto, en especial al Ing. Raúl Leonardo Triana Alonso por todo el tiempo dedicado, su orientación ha sido la clave del buen trabajo que hemos realizado, el cual no se ha habría podido concebir sin su siempre oportuna participación facilitando los medios necesarios para llevar a cabo todas las actividades propuestas durante el desarrollo de este proyecto.*

*A la Universidad Industrial de Santander, la cual a través de su Escuela de Ingeniería de Petróleos y sus docentes contribuyó de manera significativa con nuestra Formación Académica.*

*Al Ing. Oscar Vanegas, por su amable colaboración, consejos y recomendaciones que nos permitieron desarrollar nuestro proyecto.*

*A todos nuestros amigos y a todas aquellas personas que con su colaboración y apoyo, hicieron posible la realización de este proyecto.*

*Muchas Gracias.*

*“Valora a quien te dedica su tiempo, te está dando algo que nunca recuperará”*

*Anónimo*

## CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>20</b>
<b>1. SEPARACIÓN Y REINYECCIÓN DE AGUA EN FONDO DE POZO (DOWS)</b> 21	
1.1 ESTADO ACTUAL DE LA TECNOLOGÍA .....	23
1.2 HIDROCICLONES DE FONDO .....	25
1.3 CONFIGURACIÓN Y CONSIDERACIONES DE DISEÑO .....	26
1.5 INSTALACIONES REPORTADAS .....	28
1.5.1 Pozos con aumento en la producción de petróleo .....	29
1.5.2 Pozos sin variación en la producción de petróleo .....	30
1.5.3 Pozos con disminución en la producción de petróleo .....	31
1.6 PROBLEMAS ASOCIADOS A LAS INSTALACIONES ESP-DOWS .....	33
1.7 POTENCIALES BENEFICIOS .....	34
1.7.1 Beneficios económicos .....	35
1.7.2 Beneficio en el yacimiento .....	36
1.7.3 Beneficios ambientales .....	37
1.8 CRITERIOS DE EVALUACIÓN TÉCNICA .....	38
1.8.1 Corte de agua .....	38
1.8.2 Gravedad API .....	39
1.8.3 Estado y tamaño del casing .....	40
1.8.4 Capacidad de manejo .....	41
1.8.5 Profundidad y temperatura .....	42
1.8.6 Zona de inyección .....	42
1.8.7 Litología de las zonas .....	43
1.8.8 Producción de arena .....	44
1.8.9 Compatibilidad de los fluidos .....	44
1.8.10 Viscosidad .....	44
1.8.11 Miscibilidad y emulsiones .....	44
1.8.12 Contenido de gas .....	45
1.9 PARÁMETROS DE SELECCIÓN .....	46
1.10 REACONDICIONAMIENTO E INSTALACIÓN DEL SISTEMA .....	47
<b>2. EVALUACIÓN TÉCNICA APLICADA EN EL CAMPO CASTILLA</b> .....	<b>48</b>
2.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS DEL CAMPO .....	48
2.3 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO .....	49
2.4 PROBLEMA ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO .....	52
2.5 EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA TECNOLOGÍA .....	54
2.5.1 Corte de Agua .....	55
2.5.2 Gravedad API / Diferencia de densidades .....	55
2.5.3 Viscosidad y Temperatura .....	56
2.5.4 Gas libre .....	56
2.5.5 Zona de inyección .....	56
2.5.6 Compatibilidad de fluidos .....	57

2.5.7 Litología de las zonas y producción de arena .....	57
2.5.8 Tamaño y estado del casing.....	58
2.6 SELECCIÓN DE POTENCIALES POZOS CANDIDATOS .....	58
2.7 SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS .....	60
2.8 CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS CANDIDATOS PARA EL PILOTO .....	62
2.8.1 Herramienta e instalación del sistema.....	62
2.8.2 Estados mecánicos .....	64
2.8.3 Historia de producción.....	70
<b>3. EVALUACIÓN FINANCIERA .....</b>	<b>73</b>
3.1 MODELO DE PREDICCIÓN.....	73
3.2 INGRESOS ASOCIADOS AL PROYECTO .....	75
3.2.1 Ahorros asociados a la producción .....	75
3.2.2 Ahorros en la construcción de STAP (CAPEX) .....	76
3.3 COSTOS ASOCIADOS AL PROYECTO .....	76
3.3.1 Reacondicionamiento del pozo y prueba de inyectividad .....	77
3.3.2 Instalación del sistema DOWS .....	77
3.3.3 Operación y Mantenimiento.....	78
3.3.4 Costos de Laboratorio (Compatibilidad y calidad del Agua) .....	78
3.3.5 Costos asociados a la producción.....	78
3.3.6 Regalías e Impuestos.....	79
3.5 PRECIO DEL PETRÓLEO .....	79
3.6 FLUJOS DE EFECTIVO .....	81
3.7 MÉTODOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO .....	85
3.7.1 Valor Presente Neto (VPN) .....	85
3.7.2 Tasa Interna de Retorno (TIR) .....	86
3.7.3 Tiempo de recuperación (PAYBACK TIME) .....	87
3.7.4 Relación Costo-Beneficio .....	88
<b>4. ANÁLISIS DE RIESGO E INCERTIDUMBRE APLICADO A LA EVALUACIÓN FINANCIERA.....</b>	<b>89</b>
4.1 CARACTERIZACIÓN DEL RIESGO.....	91
4.1.1 Identificación de riesgos .....	91
4.1.2 Clasificación de los riesgos .....	92
4.2 ANÁLISIS DE RIESGOS .....	95
4.2.1 Análisis cualitativo .....	95
4.2.2 Análisis semicuantitativo .....	96
4.2.3 Matriz de riesgos .....	98
4.3 MODELAMIENTO DE VARIABLES CRÍTICAS .....	99
4.3.1 Diagrama causa-efecto .....	100
4.3.2 Diagrama de influencia.....	101
4.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD .....	101
4.4.1 Análisis tipo tornado .....	102
4.4.2 Análisis tipo araña .....	105
4.6 SIMULACIÓN MONTECARLO .....	107

4.5.1 Histogramas de frecuencia y análisis de escenarios.....	109
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>113</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>114</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>115</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>117</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Resultados del primer prueba piloto de DOWS .....	22
Figura 2 Sistema ESP-DOWS actualmente comercializado .....	24
Figura 3 Hidrociclón .....	25
Figura 4 Configuraciones Pushthrough y Pullthrough .....	27
Figura 5 Inyección Downhole Y Uphole .....	27
Figura 6 Comportamiento promedio con aumento en la producción de petróleo...30	
Figura 7 Comportamiento promedio sin cambios en la producción de petróleo ....31	
Figura 8 Comportamiento promedio con reducción en la producción de petróleo .33	
Figura 9 Comportamiento teórico DOWS .....	36
Figura 10 Localización geográfica campo Castilla .....	49
Figura 11 Definición actual de los campos Castilla, Castilla Este y Castilla Norte. 50	
Figura 12 Pronósticos de producción para el campo Castilla .....	53
Figura 13 Ubicación de los pozos del campo Castilla Vs Producción de agua .....	61
Figura 14 Esquema general promedio de la instalación DOWS .....	63
Figura 15 Estado mecánico y sistema DOWS del pozo Castilla 14 .....	65
Figura 16 Estado mecánico y sistema DOWS del pozo Castilla 24 .....	66
Figura 17 Estado mecánico y sistema DOWS del pozo Castilla 45 .....	67
Figura 18 Estado mecánico y sistema DOWS del pozo Castilla 49 .....	68
Figura 19 Estado mecánico y sistema DOWS del pozo Castilla 60 .....	69
Figura 20 Historia de producción del pozo Castilla 14 (Ca14) .....	70
Figura 21 Historia de producción del pozo Castilla 24 (Ca24) .....	70
Figura 22 Historia de producción del pozo Castilla 45 (Ca45) .....	71
Figura 23 Historia de producción del pozo Castilla 49 (Ca49) .....	71
Figura 24 Historia de producción del pozo Castilla 60 (Ca60) .....	71
Figura 25 Historia de producción acumulada de los pozos seleccionados .....	72
Figura 26 Producción Acumulada y pronóstico DOWS.....	72
Figura 27 Determinación de la tasa de declinación exponencial .....	74
Figura 28 Modelo de predicción de la tecnología DOWS .....	75

Figura 29 Precio del petróleo 2009-2012.....	80
Figura 30 Flujo de efectivo total de los pozos del piloto DOWS .....	83
Figura 31 Flujos de efectivo para el piloto DOWS .....	83
Figura 32 Flujos de efectivo con DOWS y sin DOWS.....	84
Figura 33 Volumen de agua mínima para generar beneficios económicos .....	85
Figura 34 TIR para el piloto a partir de VPN vs interés.....	87
Figura 35 PAYBACK TIME para el piloto.....	88
Figura 36 Proceso del análisis de riesgo e incertidumbre.....	90
Figura 37 Diagrama causa-efecto del sistema DOWS.....	100
Figura 38 Diagrama de influencia para fallas del sistema.....	101
Figura 39 Análisis tipo tornado para el VPN del piloto.....	103
Figura 40 Análisis tipo tornado para el VPN de los pozos con DOWS .....	104
Figura 41 Análisis tipo Araña para el VPN del piloto.....	105
Figura 42 Análisis tipo Araña para el VPN de los pozos con DOWS .....	106
Figura 43 Distribución de probabilidades de las variables aleatorias.....	108
Figura 44 Histograma de frecuencia para la variación del VPN del piloto .....	110
Figura 45 Histograma de frecuencia para los beneficios ambientales del piloto..	110
Figura 46 VPN de los pozos seleccionados con DOWS y sin DOWS .....	111

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1 ESP-DOWS con aumento de la producción de petróleo.....	29
Tabla 2 DOWS donde no varió la producción de petróleo .....	30
Tabla 3 DOWS tipo hidrociclón donde disminuyó la producción de petróleo.....	32
Tabla 4 Cortes de agua según varios autores .....	39
Tabla 5 Gravedad API según varios autores .....	40
Tabla 6 Capacidad sistema ESP-DOWS según varios autores.....	41
Tabla 7 Litología y problemas con arena en instalaciones reportadas .....	43
Tabla 8 Nivel de riesgo según litología de la formación.....	43
Tabla 9 Contenido de petróleo en el agua separada según varios autores.....	45
Tabla 10 Contenido de gas según varios autores.....	46
Tabla 11 Parámetros adecuados para la selección del pozo candidato .....	46
Tabla 12 Unidades productoras del campo Castilla.....	51
Tabla 13 Características de las unidades productoras del campo Castilla .....	52
Tabla 14 Capacidad de tratamiento estaciones campo Castilla .....	54
Tabla 15 Pozos candidatos activos.....	59
Tabla 16 Pozos candidatos inactivos.....	60
Tabla 17 Costos Asociados a la producción del campo Castilla .....	78
Tabla 18 Precio de venta de un barril de petróleo .....	81
Tabla 19 Flujo de caja para el piloto .....	82
Tabla 20 VPN del piloto .....	86
Tabla 21 RCB del piloto .....	88
Tabla 22 Riesgos de entorno.....	92
Tabla 23 Riesgos financieros.....	93
Tabla 24 Riesgos de atrasos en la ejecución .....	94
Tabla 25 Riesgos operacionales.....	95
Tabla 26 Probabilidad e impacto de los riesgos de entorno .....	97
Tabla 27 Probabilidad e impacto de los riesgos financieros .....	97
Tabla 28 Probabilidad e impacto de los riesgos de atrasos en la ejecución .....	98

Tabla 29 Probabilidad y impacto de los riesgos operacionales .....	98
Tabla 30 Matriz de riesgos.....	99
Tabla 31 Variables definidas con nivel de incertidumbre .....	102
Tabla 32 Resultados de la simulación Montecarlo para el piloto DOWS .....	109
Tabla 33 Resultados de la simulación para beneficios ambientales del piloto.....	111
Tabla 34 Resultados de la simulación para los pozos con DOWS y sin DOWS..	112

## LISTA DE ANEXOS

Anexo A Instalaciones ESP-DOWS reportadas .....	117
Anexo B Producción Acumulada Normalizada de Agua del Campo Castilla .....	120
Anexo C Condiciones en fondo de pozo, índice de productividad y gráficas IPR de los pozos seleccionados para el piloto y los pozos opcionales.....	121
Anexo D Registros del Campo Castilla .....	123
Anexo E Ejemplo Sistema ESP-DOWS y sus características.....	125
Anexo F Estado mecánico y sistema DOWS de los pozos opcionales.....	126
Anexo G Historia de producción de los pozos opcionales .....	129
Anexo H Estado mecánico del pozo Castilla Disposal 1 .....	130
Anexo I Características de la zona de inyección de los pozos seleccionados y opcionales para el piloto. ....	131
Anexo J Estado mecánico de los pozos candidatos para el piloto.....	132
Anexo K Datos de producción para el piloto-Declinación Exponencial 1%.....	140
Anexo L Flujo de caja para los pozos seleccionados para el piloto .....	141
Anexo M Resultados del Análisis de Sensibilidad.....	146
Anexo N Simulación Montecarlo para cada pozo del piloto.....	147
Anexo O Uso de Crystal Ball para el desarrollo de la Simulación Montecarlo .....	152

## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACIÓN FINANCIERA Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA TECNOLOGÍA DE SEPARACIÓN Y REINYECCIÓN DE AGUA EN FONDO DE POZO APLICADO A UN CAMPO DE ECOPETROL \*

**AUTORES:** ELIANA CATHERINE GÓMEZ PINTO  
DIEGO LEONARDO FERREIRA ORTIZ\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Riesgo e incertidumbre, análisis de riesgo, evaluación financiera, separación y reinyección de agua en fondo de pozo, DOWS, análisis de sensibilidad, simulación Montecarlo, Crystal Ball.

El presente proyecto obedece a la necesidad de realizar una valoración de la tecnología de separación y reinyección de agua en fondo de pozo, a partir de casos reportados en la industria a nivel mundial y a características propias de la herramienta relacionadas con la implementación, problemas, fracasos y éxitos, para realizar una adecuada evaluación y cuantificar los potenciales beneficios y posibles riesgos que se pueden presentar al implementar la tecnología a un campo de ECOPETROL, con el fin de disminuir y mitigar los efectos generados por la alta cantidad de agua en superficie asociada con la producción de crudo y obtener los mayores beneficios durante el desarrollo y vida útil del proyecto.

Asimismo es fundamental, realizar la factibilidad técnica para el correcto funcionamiento de la tecnología, ya que la implementación requiere de una minuciosa y detallada selección de los pozos candidatos para el desarrollo del piloto y así, garantizar en gran parte el éxito del proyecto. El conocimiento técnico de las condiciones del pozo, las propiedades de los fluidos y las características del yacimiento, serán factores fundamentales para determinar la eficiencia de la herramienta durante su funcionamiento.

Los aspectos económicos juegan un papel indispensable en el desarrollo del proyecto, para ello se llevará a cabo una evaluación financiera junto con un análisis de riesgo e incertidumbre para identificar las áreas de alto riesgo y posteriormente, realizar un análisis de sensibilidad de las variables que puedan generar mayor impacto a la economía del proyecto y aplicar la simulación Montecarlo, con el fin de generar un comportamiento más realista y determinar un rango dentro del cual puede fluctuar el impacto bajo diferentes escenarios, lo que ayudará a una mejor toma de decisiones bajo incertidumbre y consecuentemente a una asignación eficiente de los recursos.

---

\* Trabajo de Grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico–Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.  
Director: M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

## ABSTRACT

**TITLE:** FINANCIAL EVALUATION AND SENSITIVITY ANALYSIS OF THE TECHNOLOGY OF SEPARATION AND REINJECTION OF WATER IN DOWNHOLE APPLIED TO AN ECOPETROL FIELD\*

**AUTHORS:** ELIANA CATHERINE GÓMEZ PINTO  
DIEGO LEONARDO FERREIRA ORTIZ\*\*

**KEYWORDS:** Risk and uncertainty, risk analysis, financial evaluation, separation and reinjection of water in downhole, DOWS, sensitivity analysis, Montecarlo Simulation, Crystal Ball.

This Project responds to the need for a titration of the technology of separation and reinjection of water in downhole starting from reported cases in the worldwide industry and own characteristics of the tool related with the implementation, problems, failures, and successes for make an appropriate evaluation and quantify the potentials benefits and possible risks that may arise from deploying a technology in a ECOPETROL field, in order to reduce and mitigate the effects generated by the high amount of water in surface associated with oil production and maximize the benefits for development and lifetime of the project

It's also essential to realize the technical feasibility for the correct functioning of the technology, because the implementation requires a detailed selection of candidate wells for the development of the pilot and of this form ensure largely the success of the project. Technical knowledge of well conditions, the fluid properties and reservoir characteristics, will be crucial to determine the efficiency of the tool during operation.

The economic aspects play an indispensable role in the development of the project and for this we will carry out a financial evaluation and an risk and uncertainty analysis to identify high risk areas and then make a sensitivity analysis of the variables that can generate greater impact on project economics and apply Montecarlo Simulation, to generate a more realistic behavior and determine a range within which the impact can fluctuate under different scenarios, which will help to better decision-making under uncertainty and consequently to an efficient allocation of resources.

---

\* Graduate Project.

\*\* Physiochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School.  
Director: M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

## INTRODUCCIÓN

El exceso de agua producida en los campos de petróleo, representa un problema y un costo significativo para las compañías productoras; sin embargo, contribuye a la producción primaria e interviene en la producción secundaria. Aunque se disponga de las mejores técnicas de manejo de campo, tarde o temprano la producción de agua puede aumentar al punto de sobrecargar los sistemas de tratamiento en superficie, afectando la eficiencia y la economía del proyecto; debido a esto, nace la necesidad de buscar nuevas tecnologías para el control del agua de producción, que puedan contribuir a una disminución de los costos, e igualmente, a un aumento en la producción de hidrocarburos.

Para evitar el aumento de la producción de agua con el tiempo se han desarrollado varias técnicas de control; aunque muestran ser muy efectivas limitan la producción de los hidrocarburos in-situ que podrían ser recuperados; es ahí, donde surge la tecnología DOWS (*del inglés Downhole Oil Water Separation*), como alternativa, la cual consiste en la separación y reinyección de agua de producción en fondo de pozo, que permite controlar la excesiva producción de agua, mejorar la eficiencia de recobro y satisfacer la normatividad ambiental a la cual está expuesta un proyecto de producción.

La aplicación de la tecnología DOWS así como genera ciertos beneficios, está limitada por ciertas condiciones necesarias para su óptimo funcionamiento, asociando un alto nivel de riesgo para la inversión, siendo así, necesario una adecuada evaluación con el fin de brindar un ambiente propicio para el éxito y desarrollo del proyecto.

## 1. SEPARACIÓN Y REINYECCIÓN DE AGUA EN FONDO DE POZO (DOWS)

El incremento de la producción de agua en campos maduros ha tenido como resultados el incremento de los costos operacionales debido al manejo del agua en superficie y un incremento en los costos de los equipos de levantamiento artificial, separación, tratamiento, transporte y reinyección. En algunos casos, pozos o campos han sido abandonados con volúmenes significativos de petróleo recuperable, debido a los bajos resultados económicos que son generados con la presencia de una excesiva producción de agua.

El incremento de la relación agua/petróleo, aumenta los costos de potencia requerida para levantar la columna de fluido dentro del pozo, aumenta la corrosión del sistema y bombas, mientras que la cantidad de crudo producida disminuye, haciendo cada vez menos atractiva la producción de estos pozos o campos.

La tecnología de separación y reinyección de agua en fondo de pozo nace de la necesidad de buscar una alternativa encaminada a reducir los costos de la producción de petróleo, mediante la disminución del volumen de agua llevado a superficie. La tecnología DOWS (*del inglés Downhole Oil Water Separation*) parte de la idea de separar la mezcla agua-petróleo directamente en el fondo de pozo, aprovechando la diferencia de densidades de los fluidos, permitiendo además reinyectar el agua separada en una formación independiente o en un intervalo diferente de la formación productora.

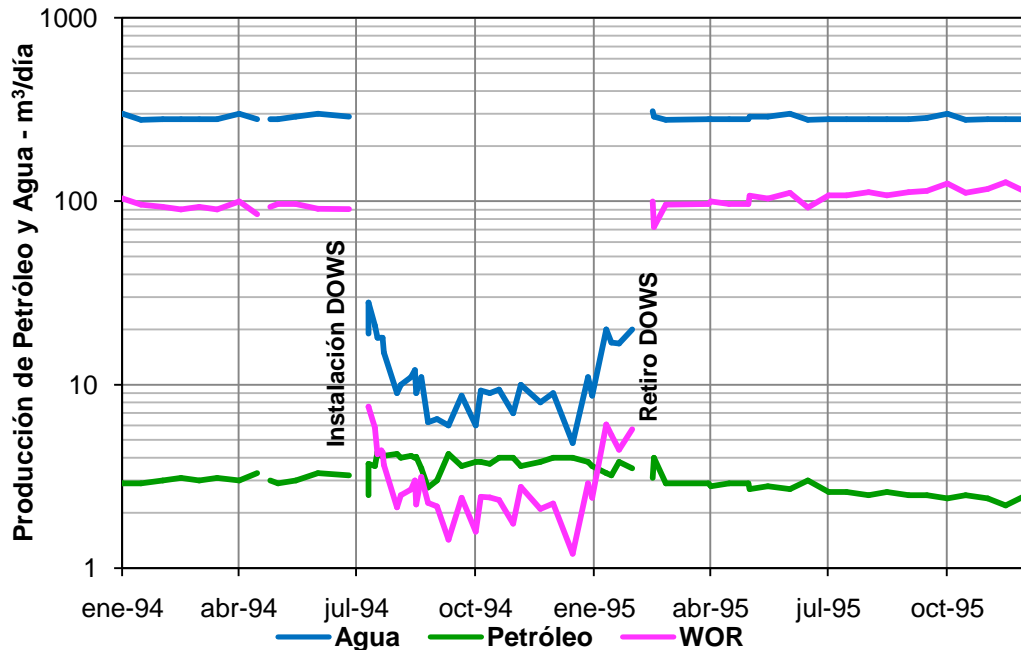
Inicialmente C-FER Technologies Inc. en alianza con New Paradigm Engineering Ltd desarrollaron el proyecto entre 1992 y 1997 ejecutado en tres fases,<sup>1</sup> la primera fase de estudio fue llevada a cabo en 1992, la segunda fase fue realizada en 1993, la cual se basó en desarrollar el prototipo del equipo que sería instalado, un separador líquido/líquido a través de un hidrociclón adaptado a un equipo

---

<sup>1</sup> Bruce Peachey, New Water Management and Conservation Options, p.26

electrosumergible y la fase tres consistió en la prueba piloto en campo realizada en julio de 1994 en el campo Redwater ubicado en Alberta, Canadá.

Figura 1 Resultados del primer prueba piloto de DOWS



Fuente. Bruce Peachey, New Water Management and Conservation Options

Los resultados de la prueba fueron muy buenos, se redujo la producción de agua en un 97% y aumentó levemente la producción de aceite, pasó de tener un corte de agua de 99% a un 65%, lo que produjo que la prueba del prototipo fuera todo un éxito y acaparara la atención de otras empresas interesadas en el proyecto.

Posteriormente, el desarrollo de la tecnología generó adaptaciones a otros sistemas de levantamiento como sistemas de Bombeo Mecánico, Bombas de Cavidades Progresivas y sistemas Gas Lift; pero fueron perdiendo terreno y desapareciendo, debido a que la adaptación al sistema de Bombeo electrosumergible generaba mayor eficiencia y presentaba menores problemas que las demás adaptaciones.

Los métodos de separación en fondo utilizados y con registro de aplicación en la industria son la separación por medio de hidrociclones y la separación por gravedad, donde este último utilizaba el espacio anular para separar los fluidos gracias a la fuerza de gravedad y la diferencia de densidades.

A nivel de laboratorio se conoce la separación con centrífuga, conocida como CDHS<sup>2</sup> (del inglés *Centrifugal Downhole Separator*), la cual no posee registro de aplicación en campo; y finalmente un método conocido como membranas de separación, del cual se tienen grandes expectativas pero aún se encuentra en etapa de desarrollo.

## **1.1 ESTADO ACTUAL DE LA TECNOLOGÍA**

La tecnología de separación y reinyección de agua en fondo de pozo se ha visto limitada y cada vez menos compañías la distribuyen, los separadores por gravedad no se comercializan desde 1999, debido a que perdió mucho terreno comparada con los separadores tipo hidrociclón, en cuanto a capacidad de manejo, problemas operacionales y funcionamiento.

La adaptación realizada a PCP no fue muy popular, tuvo pocas instalaciones sin documentar y no se promociona ni comercializa actualmente, la adaptación a los sistemas Gas Lift tampoco presenta reportes de aplicación, aunque se promociona en la página de CFER Technologies.<sup>3</sup>

El único sistema actualmente en desarrollo, promocionado y comercializado son los separadores en fondo tipo hidrociclón adaptados a bombas electrosumergibles, conocidos como ESP-DOWS, siendo el objeto principal de estudio en éste proyecto, enfatizando en la necesidad de conocer la incertidumbre asociada, los

---

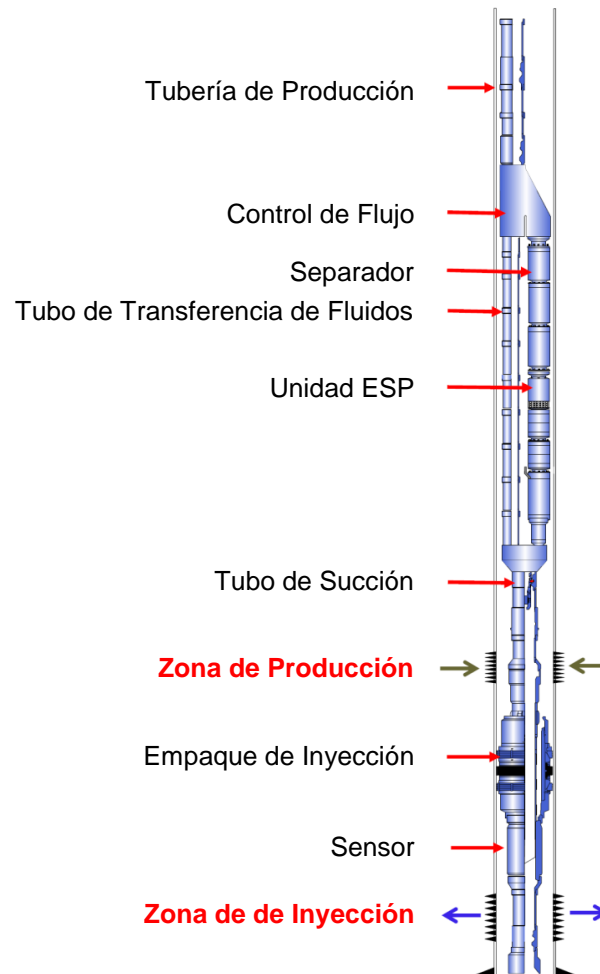
<sup>2</sup> Oak Ridge National Laboratory, Development of an In-Well/Oil/Water Separator (Centrifugal Downhole Separator or CDHS)

<sup>3</sup> <http://www.cfertech.com/content/prototyping-gas-lift-based-dhows-system>

riesgos que ésta genera, la adecuada selección de pozos y los beneficios potenciales de la tecnología.

Schlumberger bajo el nombre de DFPS (*Downhole Fluid Processing Service*), presta sus servicios bajo la modalidad de alquiler, siendo la compañía con mayor número de patentes en la actualidad encaminando sus objetivos al desarrollo de la tecnología DOWS aplicada a crudos pesados.<sup>4</sup>

Figura 2 Sistema ESP-DOWS actualmente comercializado



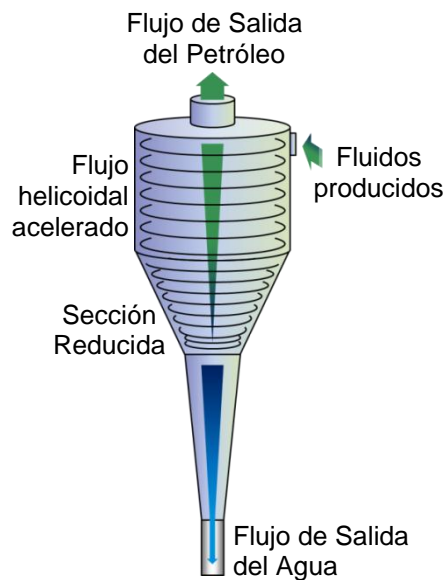
Fuente. Tomado y modificado de DFPS Completion Overview Cepsa Colombia S.A. – 29 July 2009

<sup>4</sup> ECOPETROL, Separación de agua en fondo de pozo para crudos pesados, Exposición de Patentes DOWS

## 1.2 HIDROCICLONES DE FONDO

Los hidrociclones utilizan la fuerza centrífuga para separar líquidos de diferentes densidades. En un sistema de separación en fondo DOWS tipo hidrociclón, la producción bifásica (agua-petróleo) es recibida a través de entradas tangenciales forzando la rotación de los fluidos, donde las fuerzas centrífugas generadas hacen que el agua, siendo la fase más densa se desplace hacia la pared del dispositivo, donde es enviada a la zona de disposición por medio de la descarga inferior y el petróleo se desplaza hacia la parte central donde viaja a superficie por medio de la descarga superior, logrando la separación de los dos fluidos inmiscibles y no emulsionados. Dependiendo de la presión de inyección de agua y la presión de producción de petróleo será necesario el uso de una bomba adicional.

Figura 3 Hidrociclón



Fuente. Autores

La eficiencia de la separación está controlada por las propiedades de los fluidos presentes y las condiciones operacionales del sistema. Las tasas de flujo y la diferencia de densidades entre el agua y el petróleo son los principales parámetros que gobiernan las fuerzas de separación entre los dos fluidos, cuanto más grande sea la diferencia de densidades, la separación de las dos fases es más eficiente.

La densidad de las gotas de agua es función de la presión y temperatura, lo cual afecta directamente la eficiencia de un hidrociclón, además si la viscosidad es mayor a 10 cp la eficiencia también se verá reducida.<sup>5</sup>

Los separadores de fondo DOWS tipo hidrociclón pueden ser instalados en paralelo para aumentar la capacidad de manejo, o en serie para mejorar la eficiencia de separación.<sup>6</sup>

### **1.3 CONFIGURACIÓN Y CONSIDERACIONES DE DISEÑO**

Los sistemas de separación y reinyección de agua en fondo de pozo ESP-DOWS pueden ser utilizados en unidades offshore o onshore, en pozos verticales, pozos horizontales o en pozos multilaterales;<sup>7</sup> su instalación no depende de la configuración del pozo, ya que su ubicación puede ser realizada en la sección vertical y la reinyección sucede en un intervalo diferente a la zona productora.

Comúnmente son utilizadas dos tipos de configuraciones de operación para controlar las caídas de presión en el hidrociclón, dependiendo de la ubicación de la bomba de inyección son utilizados, el modo Pushthrough, donde la bomba se encuentra en la entrada del hidrociclón y Pullthrough, donde la bomba es utilizada para la inyección del agua separada,<sup>8</sup> aunque las configuraciones poseen relación con la ubicación de la bomba pueden funcionar al mismo tiempo para facilitar la separación e inyección de los fluidos.

---

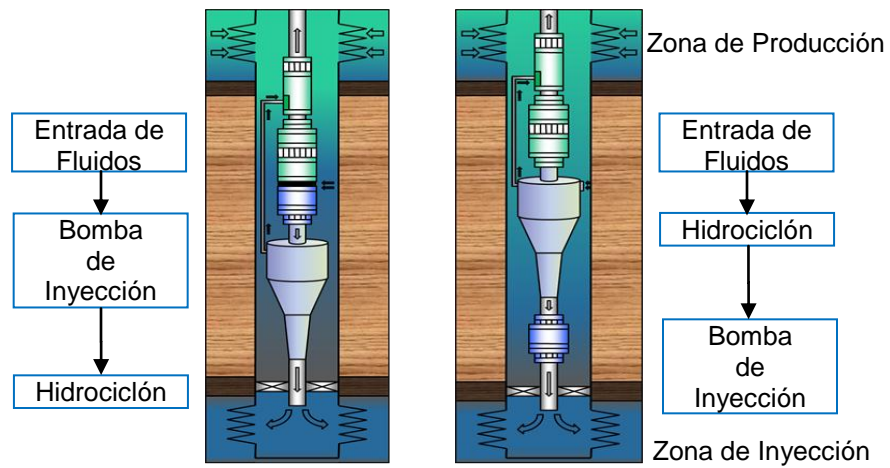
<sup>5</sup> O.O. Ogunsina and M.L. Wiggins, A Review of Downhole Separation Technology, p.3

<sup>6</sup> A. E. Blanco and D. R. Davies, Technical & Economic Application Guidelines for Downhole Oil-Water Separation Technology, p.1

<sup>7</sup> Peter J. Schrenkel REDA, A Camco International Company, Joint Industry Development of the Downhole Oil Water Separation System-Field Case Study-An Update, p.3

<sup>8</sup> Bowers, Brownlee and Schrenkel, Development of a Downhole Oil/Water Separation and Reinjection System for Offshore Application, p.2

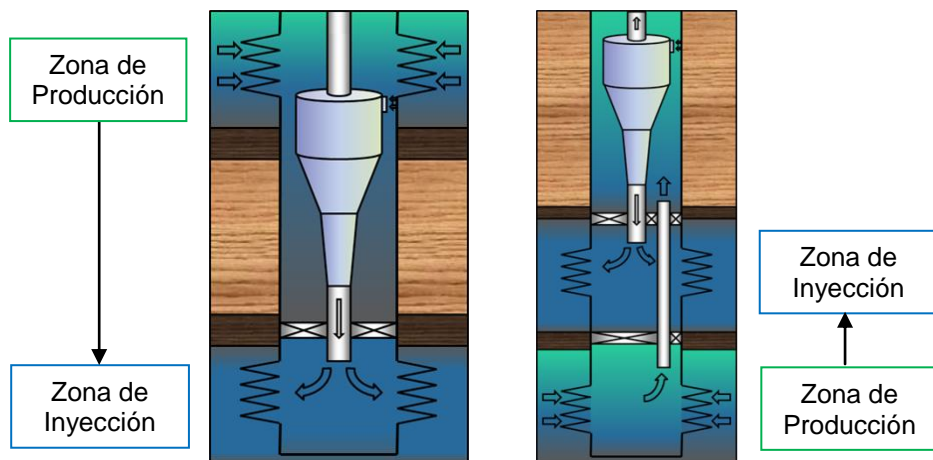
Figura 4 Configuraciones Pushthrough y Pullthrough<sup>9</sup>



Fuente. Autores

La ubicación de la zona de inyección cambia la configuración del sistema, si la zona de inyección se encuentra en la parte inferior se denomina inyección Downhole y si la zona de inyección se encuentra en la parte superior se denomina inyección Uphole.<sup>10</sup>

Figura 5 Inyección Downhole Y Uphole



Fuente. Autores

<sup>9</sup> Bowers, op. cit, p.2

<sup>10</sup> Bowers, op. cit, p.2.

## 1.5 INSTALACIONES REPORTADAS

La historia y desarrollo de la tecnología ESP-DOWS sucedió principalmente en Canadá y USA donde se han implementado con mayor frecuencia proyectos de éste tipo, las fallas del sistema principalmente se asocian a una mala evaluación técnica de los pozos, problemas de compatibilidad de aguas y de inyectividad, mal aislamiento de las zonas, recirculación de agua, problemas de diseño, problemas de arenamiento y fallas humanas han marcado el fracaso de algunas instalaciones.

La evaluación de las instalaciones reportadas se basó en los informes publicados por John A. Veil en Junio de 1999<sup>11</sup> y en Noviembre de 2004,<sup>12</sup> los cuales presentaban información respecto a 59 instalaciones DOWS; de las cuales 39, corresponden a sistemas de separación tipo ESP-DOWS y serán el objeto principal del estudio, 19 corresponden a sistemas de separación por gravedad y una corresponde a un sistema de separación tipo PCP-DOWS.

Las 39 instalaciones ESP-DOWS (ver anexo 1) se encuentran distribuidas así, según el informe, 21 en Canadá, 7 en Estados Unidos, 4 en Argentina, 1 en Ecuador, 1 en Venezuela, 1 en Alemania, 1 en Francia, 1 en Omán, 1 en Indonesia, y una prueba realizada en offshore en China. Los datos de producción de los campos indican que en todas las pruebas disminuyeron los volúmenes de agua, menos en 5, donde no se especifican estos datos; en 19 instalaciones aumentó la producción de petróleo, en 6 permaneció igual, en 12 se disminuyó y en 2 instalaciones no se especifican estos datos respecto a la producción final de petróleo.

---

<sup>11</sup>John A. Veil, Bruce G. Langhus and Stan Belieu, Feasibility Evaluation of Downhole Oil/Water Separation (DOWS) Technology, Junio 1999.

<sup>12</sup> John A. Veil and John J. Quinn, Downhole Separation Technology Performance Relationship to Geologic Conditions, November 2004.

### 1.5.1 Pozos con aumento en la producción de petróleo

Los pozos con aumento en la producción de petróleo nos indican que el sistema de separación y reinyección de agua en fondo de pozo funciona perfectamente bajo un buen estudio y selección de los pozos, mitigando el riesgo y siendo así, una alternativa viable para el control del agua.

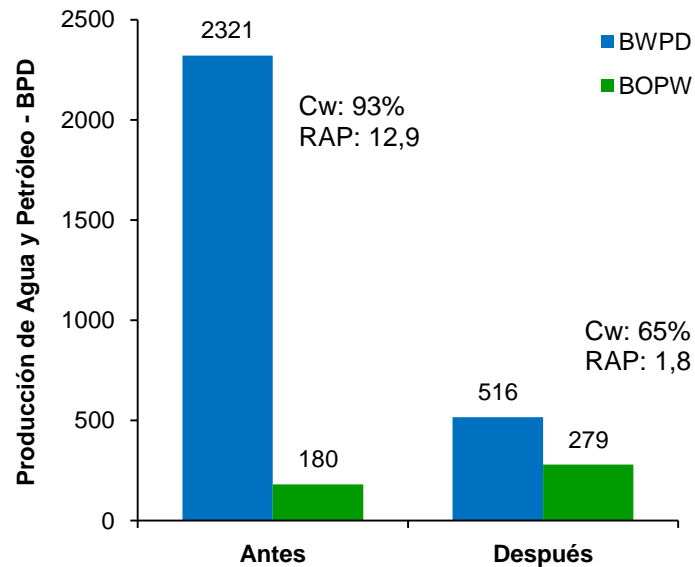
Tabla 1 ESP-DOWS con aumento de la producción de petróleo

Operador y Nombre del Pozo	Pre-ESP DOWS		Post-ESP DOWS		Corte de Agua (%)	
	BOPD	BWPD	BOPD	BWPD	Antes	Después
Anderson 08-17	176	3648	264	264	95	50
Elf LaqSup 90	19	961	31	16	98	34
Gulf Canadá 02/12-01	21	1038	117	217	98	65
Imperial Redwater #1-6	19	1780	24	59	99	71
Marathon Etah #7	70	4000	78	320	98	80
Pan Canadian 00/02-09	13	428	164	239	97	59
Pan Canadian 00/07-09	19	352	62	250	95	80
Pan Canadian 00/16-05	9,4	546	16		98	
PDO Y-216	462	3840	708	954	89	57
PDVSA	300	8000	800	3700	96	82
Phillips XJ30-2	1903	6747	2200	1800	78	45
Pinnacle-Alliance 06D	25	820	100	160	97	62
Pinnacle-Alliance 7C2	44	380	100	95	90	49
Pioneer Resources 5b-25-040-03	53	2994	80	150	98	65
Shell International Eldingen 58	10	470	31	168	98	84
Spirit Energy	62	3402	71	167	98	70
Talisman Energy 4-27-9 33W1	6	629	39	21	99	35
Talisman Energy 7d9-6/1-6-10-7	94	1560	133	586	94	82
Talisman Energy 3c7-12dB	113	2516	277	126	96	31
<b>Promedio</b>	<b>180</b>	<b>2321</b>	<b>279</b>	<b>516</b>	<b>93</b>	<b>65</b>

Fuente. VEIL, John A. Instalaciones reportadas, Noviembre 2004

Los separadores tipo hidrociclón acoplados a bombas electrosumergibles generan el mejor rendimiento, presentan una disminución considerable de la producción de agua en superficie y un aumento significativo de la producción de petróleo, convirtiéndose en una opción económicamente viable, donde la producción de agua limita la producción de petróleo.

Figura 6 Comportamiento promedio con aumento en la producción de petróleo



Fuente. Autores

### 1.5.2 Pozos sin variación en la producción de petróleo

Algunas de las instalaciones presentaron buena separabilidad, pero no reportaron aumento en la producción de petróleo, lo que no es considerado como un fracaso de la instalación, debido a que el objetivo principal es el control del exceso de agua en superficie y no el beneficio adicional del aumento de la producción de petróleo, debido a la disminución del volumen de agua producida.

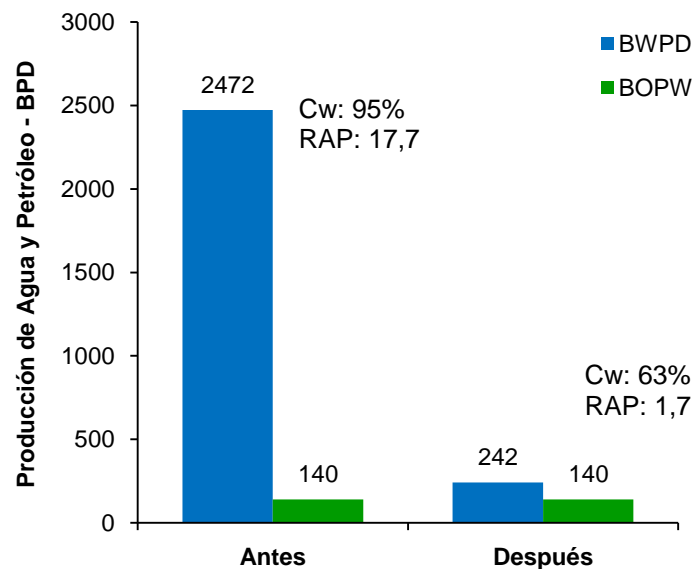
Tabla 2 DOWS donde no varió la producción de petróleo

Operador y Nombre del Pozo	Pre-DOWS		Post-DOWS		Corte de Agua (%)	
	BOPD	BWPD	BOPD	BWPD	Antes	Después
Astra VI-122	38	1972	38	254	98	87
Astra VI-261	51	1408	51	117	97	70
Astra VI-284	18	1052	18	265	98	94
EnCana 13W4	118	668	118	118	85	50
EnCana 21W4	57	2295	57	138	98	71
Marathon IHU-12	560	7440	560	560	93	50
<b>Promedio</b>	140	2472	140	242	95	63

Fuente. VEIL, John A. Instalaciones reportadas, Noviembre 2004

Los datos reportados de las instalaciones muestran una disminución importante de los volúmenes de agua en superficie, los cortes de agua reducen hasta un promedio de 63%, lo que implica grandes beneficios en cuanto a control tratamiento y disposición, ya que es una reducción importante de los volúmenes de agua a tratar y económicamente es rentable en pozos donde los cortes de agua son muy altos y limitan la producción de petróleo; algunos problemas presentes en estas instalaciones tienen que ver con fallas en las bombas, motor y en el casing.

Figura 7 Comportamiento promedio sin cambios en la producción de petróleo



Fuente. Autores

### 1.5.3 Pozos con disminución en la producción de petróleo

El principal problema de los separadores en fondo con hidrociclones es la mala separabilidad de los fluidos, ya que parte del petróleo será reinyectado en otra formación, lo que genera que el desempeño de la herramienta sea considerado como un fracaso total, debido a que no interesa si el volumen de agua es reducido en superficie, puesto que está afectando negativamente la producción de petróleo; económicamente esto es inaceptable, ya que los mayores ingresos del pozo dependen de la producción de petróleo y no del ahorro en el tratamiento y

disposición del agua, lo que implica que la implementación de la herramienta con reducción en la producción de petróleo sea considerado como un fracaso desde el punto de vista económico.

Tabla 3 DOWS tipo hidrociclón donde disminuyó la producción de petróleo

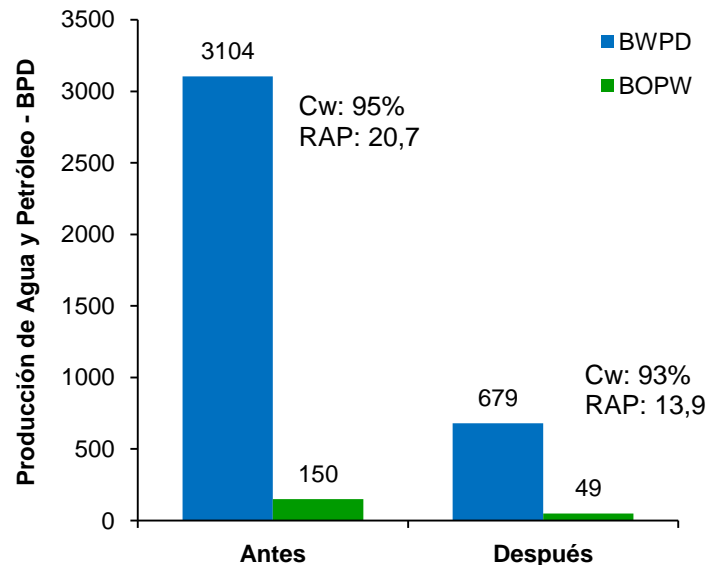
Operador y Nombre del Pozo	Pre-DOWS		Post-DOWS		Corte de Agua (%)	
	BOPD	BWPD	BOPD	BWPD	Antes	Después
Astra VM-097	57	2463	41	567	98	93
Chevron Fee 153X	45	1400	32	500	97	94
Marathon Colony Fee 16	86	7692	47	567	99	92
Pan Canadian 00/11A2-05	34	979	14		97	
Pan Canadian 00/11C-05	21	690	17		97	
Pan Canadian 4C-33-40-1W4	28	1387	25	352	98	93
Pinnacle-Alliance 07C	38	1200	37	220	97	86
PT C'altex Pacific 5E83	631	7060	14	1153	92	99
RepsolYPF Amo C-I	636	8964	275	2800	93	91
Talisman Energy 2d5-13/lc7	63	1260	38	63	95	62
Talisman Energy 4dB-16/lc6	88	1700	50	189	95	79
Wascana B7-27	76	2450	0	380	97	100
<b>Promedio</b>	150	3104	49	679	95	93

Fuente. VEIL, John A. Instalaciones reportadas, Noviembre 2004

Varios de los pozos presentaron problemas asociados a la producción de arena, ya que la mayoría de las formaciones productoras eran areniscas, provocando daños en el hidrociclón debido al desgaste provocado por las corrientes dentro del flujo helicoidal acelerado y taponamiento en la zona de inyección por la acumulación de finos en la cara de la formación, adicionalmente problemas con los empaques generando recirculación del agua separada y problemas con el motor y la bomba.

El volumen disminuido de agua es considerable, el único problema es la disminución de la producción de petróleo, los problemas en la separación pueden ser provocados como en estos casos, debido a que la diferencia de densidades no es la apropiada, dificultando la separación de las fases o la presencia de emulsiones muy fuertes que no se pueden romper con la acción del hidrociclón.

Figura 8 Comportamiento promedio con reducción en la producción de petróleo



Fuente. Autores

## 1.6 PROBLEMAS ASOCIADOS A LAS INSTALACIONES ESP-DOWS

Según las instalaciones reportadas, en general se pueden identificar en varios casos los mismos problemas durante la aplicación del sistema de separación y reinyección de agua en fondo de pozo. El funcionamiento depende de la eficiencia de separación y de la zona de inyección, la cual debe estar totalmente aislada para evitar la recirculación del agua, además pueden presentar reducción de la permeabilidad de la zona generando taponamientos por presencia de scales, sólidos o aguas químicamente incompatibles, alterando la inyectividad de la zona; adicionalmente los ambientes corrosivos generan desgaste debido al sistema de funcionamiento de la herramienta haciendo necesario realizar trabajos de workover.

Algunos problemas comúnmente encontrados son:

- Mala selección y diseño del pozo candidato
- Instalaciones con problemas de desgaste y corrosión en el casing y tubing
- Fallas humanas en la instalación de los componentes

- Fallas de los componentes del sistema electrosumergible
- Poca distancia entre zonas provocando recirculación de agua
- Problemas de aislamiento entre zonas
- Problemas de arenamiento generando taponamiento y corrosión
- Problemas de inyectividad
- incompatibilidad entre zonas
- Formación de scale o hidratos
- Problemas de orden político en el pozo
- Falta de control y monitoreo

Gran parte de los problemas asociados a la tecnología tiene que ver principalmente con una mala selección de los pozos candidatos. El estudio de las características de los fluidos y condiciones de las zonas tanto productora como la de inyección, ayudará a mitigar el riesgo asociado a la instalación de la herramienta; adicionalmente hay que evitar fallas durante la instalación de los componentes, garantizar el funcionamiento del sistema de levantamiento artificial e instalar sistemas de monitoreo y control que serán fundamentales para no tener futuros inconvenientes y garantizar el éxito del proyecto.

## **1.7 POTENCIALES BENEFICIOS**

La tecnología de separación y reinyección de agua en fondo de pozo según reportes y pruebas realizadas en los campos donde fue implementada, demuestra que el desarrollo de ésta técnica trae consigo beneficios adicionales que de forma general incluyen, disminución en los costos de levantamiento, tratamiento y disposición del agua, tiempo de vida de los equipos en superficie, disminución del riesgo ambiental y otros aspectos relacionados con el yacimiento.

### **1.7.1 Beneficios económicos**

Los beneficios económicos se ven reflejados en ahorros sobre los costos de levantamiento, separación, tratamiento y disposición final del agua producida, ya que los volúmenes a manejar son considerablemente menores.

En pozos con instalación de levantamiento artificial gran parte de la energía es utilizada para levantar el agua a superficie; experiencias de campo han demostrado que los pozos que tienen en conjunto Bomba-Separador (ESP-DOWS) con una adecuada zona de inyección poseen un mejor aprovechamiento de la energía que aquellos que tienen los sistemas electrosumergibles convencionales, debido a la disminución de los volúmenes de agua a levantar.<sup>13</sup>

El consumo de productos químicos como desemulsificantes, inhibidores de corrosión, inhibidores de scale, entre otros será reducido en cuanto a galones por día y concentración de los mismos, lo que implica un ahorro en cuanto a tratamiento químico.

El riesgo de problemas operacionales asociados a la alta producción de agua disminuye, tales como corrosión, formación de scale, desgaste y taponamiento en la tubería de producción; a su vez los volúmenes a tratar en superficie se reducen, de ahí que los costos de mantenimiento y solución de inconvenientes operacionales se reduzcan.

Adicionalmente, los pozos destinados para la disposición convencional de agua disminuyen. Por otra parte, la posibilidad de reactivar pozos que se encuentran inactivos, debido a la alta producción de agua y baja capacidad de manejo en superficie de forma rentable.

---

<sup>13</sup> S. Suárez and A. Abou-Sayed, Feasibility of Downhole Oil/Water Separation and Reinjection in the GOM p.1

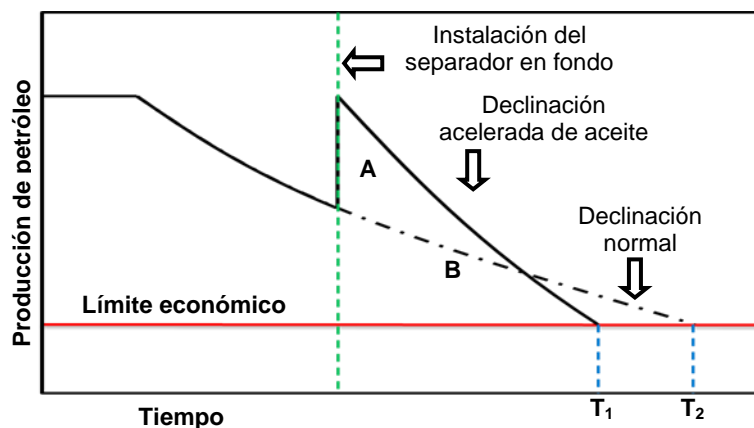
### 1.7.2 Beneficio en el yacimiento

El sistema de separación y reinyección en fondo trae consigo varios beneficios a nivel de yacimiento; cuando la reinyección del agua se lleva a cabo dentro una formación productora se puede presentar un mantenimiento de la presión y en algunos casos se puede presentar un desplazamiento con agua aumentado la producción de petróleo en pozos cercanos.<sup>14</sup>

Varias de las instalaciones reportan un incremento de la producción de petróleo, debido a la reducción de los volúmenes de agua llevados a superficie, esto implica que la reducción del peso de la columna hidrostática genera un incremento en la tasa de flujo.

El comportamiento teórico de la instalación del sistema bajo condiciones adecuadas de funcionamiento indica el aumento de la producción con un mayor recobro de petróleo en un tiempo menor cuando se llega al límite económico.<sup>15</sup>

Figura 9 Comportamiento teórico DOWS



Fuente. Economics of Downhole Oil-Water Separation: A Case History and Implications for the North Sea

<sup>14</sup> Peter J. Schrenkel, op. cit, p.3

<sup>15</sup> Chris Shaw and Mike Fox, Economics of Downhole Oil-Water Separation: A Case History and Implications for the North Sea, p.4

La línea punteada representa la declinación normal de la producción de un yacimiento hasta alcanzar su límite económico, la línea continua indica el comportamiento de la producción tras la implementación del sistema de separación y reinyección de agua en fondo de pozo.

Se puede observar que tras la instalación se presenta un aumento considerable de la producción de petróleo, aunque más adelante cae por debajo de la línea de producción normal llegando más rápido al límite económico, sin embargo el área bajo la curva tras la implementación del sistema de separación y reinyección en fondo de pozo, indica que existe un mayor recobro de petróleo en menor tiempo de producción.

La instalación del sistema al inicio de la vida productiva implica varios riesgos considerando la incertidumbre en el funcionamiento bajo las condiciones de operación, siendo así este riesgo aceptable si son mayores los beneficios.<sup>16</sup>

### **1.7.3 Beneficios ambientales**

La disminución de volúmenes de agua llevados a superficie trae consigo grandes beneficios ambientales como la disminución del riesgo y del impacto asociado a derrames o escapes debido a altas presiones, descargas de aguas residuales en cuerpos de aguas subterráneas o superficiales, reducción de la concentración durante la emisión de gases que ocurre en la estabilización del crudo; además reduce la preocupación a nivel de seguridad industrial, debido a la reducción de los gases liberados y los volúmenes de químicos utilizados para el tratamiento, los cuales pueden ser perjudiciales para la salud y el medio ambiente.

Actualmente en el país, la mayoría de sus campos petroleros vierten las aguas a ríos y mares después de haber sido tratadas, pero esto no indica que el agua que se dispone es totalmente limpia y apta para el consumo humano, entidades

---

<sup>16</sup>A. E. Blanco and D. R. Davies, p.4

encargadas del medio ambiente, están al tanto de estos métodos no aceptables, y están obligando a implementar programas correctivos y en otros casos altas multas.

ECOPETROL S.A. dentro de sus políticas de responsabilidad ambiental pretende disminuir en corto tiempo a cero los vertimientos en cuerpos de agua potable y es ahí, donde aparece la tecnología de separación y reinyección de agua en fondo de pozo como una alternativa para cumplir con esta meta y mitigar la preocupación ambiental presente en las industrias petroleras en cuanto al manejo y disposición del agua en superficie.

## **1.8 CRITERIOS DE EVALUACIÓN TÉCNICA**

Gran parte de los proyectos de separación y reinyección de agua en fondo de pozo han fallado debido a la mala elección de los pozos donde se va a implementar el sistema, es de vital importancia la selección de los candidatos bajo las condiciones de funcionamiento para evitar fallas y obtener el mejor desempeño de la herramienta.

Factores de yacimiento, fluidos y estados del pozo pueden afectar la eficiencia de separación y reinyección, los parámetros a evaluar son presentados a continuación y se basan en experiencias de funcionamiento y especificaciones propias de la herramienta manejadas por los fabricantes.

### **1.8.1 Corte de agua**

Entendiendo por corte de agua, la relación de caudal diario de agua producida sobre el caudal diario de fluidos producidos, la eficiencia de separación es mayor si el corte de agua aumenta. Debido al método utilizado por el hidrociclón, se asumirá un corte de agua mínimo de 80%, asumiendo el comportamiento medio de las instalaciones, donde la aplicación de la tecnología fue exitosa y las opiniones de varios autores respecto al tema.

Tabla 4 Cortes de agua según varios autores

Autor	Corte de Agua
Promedio de instalaciones exitosas	93%
C-FER Technologies	>80%
Read Well Services	>75%
Schlumberger	>80%
Bowers, Brownlee y Schrenkel	>95%
C.M. Matthews	>80%
J.L. Scaramuzza	>80%
John A. Veil	>80%
O.O. Ogunsina	>80%
Cris Shaw	>65%
S. Suárez	>60%

Fuente. Autores

Los beneficios económicos, técnicos y ambientales se ven evidenciados cuando se presentan valores más altos, ya que a mayor producción de agua, mejor va a ser la separación y por tanto menores van a ser los volúmenes de agua en superficie para tratamiento y disposición.

### 1.8.2 Gravedad API

La gravedad API del petróleo juega un papel fundamental, ya que el método utilizado por el hidrociclón separara las diferentes fases dependiendo de su densidad, donde la fase más densa en este caso tiene que ser el agua para que sea arrastrada hasta el fondo, mientras que el petróleo es desplazado hacia la parte superior, siendo la fase menos densa, debido a esto la eficiencia del método de separación dependerá de que tan diferentes son las densidades; a mayor gravedad API del petróleo mayor eficiencia en la separación dentro del hidrociclón.

La gravedad API del petróleo no debe ser muy baja para que se pueda garantizar una buena separación, por tanto se asumirá que la gravedad API mínima debe ser de 17°API en la entrada del separador para la evaluación técnica; aunque se deben evaluar las diferentes densidades del agua y del petróleo a las condiciones

de temperatura del yacimiento, asumiendo que una diferencia mínima de 0,05 gr/cm<sup>3</sup> es un valor tolerable para el sistema.<sup>17</sup>

Tabla 5 Gravedad API según varios autores

Autor	Gravedad API
C-FER Technologies	>10°
Schlumberger	>20°
Bowers, Brownlee y Schrenkel	>30°
C.M. Matthews	>15°
J.L. Scaramuzza	>16°
Cris Shaw	>24°
S. Suárez	>20°

Fuente. Autores

### 1.8.3 Estado y tamaño del casing

Varias de las instalaciones reportadas presentan problemas relacionados con el casing, debido a que varios de los pozos donde se llevó a cabo la aplicación de la tecnología de separación y reinyección de agua en fondo de pozo, llevaban un largo período de operación, y estaban próximos al límite económico, donde el casing y tubing estaban desgastados, es decir, se encontraban en mal estado o corroídos, debido a que algunos operadores no quisieron arriesgar pozos con buen comportamiento para aplicar la nueva tecnología, seleccionando malos candidatos y no los adecuados para el desarrollo.<sup>18</sup>

El estado mecánico del pozo es fundamental para evitar problemas de filtración de los fluidos a través o por detrás del casing hacia otras formaciones, generando posiblemente recirculación y producción excesiva del agua separada o de otra formación productora de agua, restando eficiencia al proceso de separación y reinyección de agua en fondo de pozo.

<sup>17</sup> J.L. Scaramuzza, L. Strappa and S. Figliuolo. Downhole Oil/Water Separation System-Field Pilot- Secondary Recovery Application Project, p.3

<sup>18</sup> John A. Veil, Bruce G. Langhus and Stan Belieu, op. cit, p.41

Como cualquier operación de producción o inyección el casing del pozo debe tener buena integridad del cemento, para mitigar el riesgo de la operación.

El tamaño del casing principalmente depende de las especificaciones de la herramienta a instalar, el tamaño de Casing mínimo reportado en instalaciones de ESP-DOWS es 5 1/2", pero el valor recomendado es de 7" de diámetro, para la evaluación de las instalaciones según especificaciones.

#### 1.8.4 Capacidad de manejo

El caudal a la entrada del hidrociclón debe ser alto para que las velocidades del flujo helicoidal sean altas y la eficiencia de la separación sea buena, pero el caudal no puede exceder la capacidad máxima del hidrociclón.

Como varios de los autores asumen la capacidad de manejo máxima dependiendo del tamaño del casing y de la utilización de dos o más hidrociclones, se asumirá la capacidad de manejo de 500 BFPD a 8000 BFPD por hidrociclón.

Tabla 6 Capacidad sistema ESP-DOWS según varios autores

Autor	Casing	Hidrociclones	Capacidad	
			Mínima BFPD	Máxima BFPD
Instalaciones reportadas	5½"	1	500	4000
	7"	1	500	10000
Schlumberger	7"	1	1500	8000
J.L. Scaramuzza	5½"	2		4500
	9⅝"	10		25000
John A. Veil	5½"	1		3800
	7"	1		10000
S. Suárez	5½"	2	500	2000
	7"	5	3000	10000
	9⅝"	10	7500	20000
Blanco y Davies	5½"	1	500	4000
	7"	1	500	10000
	9⅝"	1	500	16000

Fuente. Autores

### **1.8.5 Profundidad y temperatura**

Otro aspecto importante es la profundidad y temperatura de la zona productora, aunque no se limita la elección del candidato y depende básicamente de especificaciones de la herramienta, se debe tener en cuenta en la evaluación debido a que a mayor profundidad mayor temperatura.

La temperatura aumenta la energía cinética de la emulsión, permitiéndole a la fase dispersa formar gotas de mayor tamaño y por lo tanto, facilitar la separación; también está relacionada con la viscosidad de los fluidos, a mayor temperatura menor viscosidad, lo que favorece la eficiencia de la separación y la densidad del petróleo, que es un factor importante en el método de separación; a mayor diferencia de densidades mayor eficiencia en la separación, pero si la temperatura es demasiado alta, el petróleo disminuye su densidad liberando gas, lo que no es favorable para la eficiencia de separación dentro del hidrociclón.

### **1.8.6 Zona de inyección**

Uno de los factores más importantes para determinar la factibilidad de la aplicación es la presencia de una zona aislada y adecuada bajo buenas condiciones para la disposición final del agua separada, es importante que los fluidos sean compatibles y posea buena porosidad, permeabilidad e índice de inyectividad, para que reciba fácilmente los fluidos producidos; adicionalmente las zonas deben encontrarse a la distancia recomendada (>80 y <1000 pies),<sup>19</sup> para evitar problemas de conificación y recirculación de agua.

Problemas encontrados en las instalaciones reportadas, indican que la falta de distancia, el mal aislamiento de las zonas y el aumento de los índices de inyectividad debido a taponamientos, son factores que han llevado al fracaso de instalaciones, de ahí la importancia de conocer el estado y las propiedades de la zona de inyección para evitar problemas y garantizar el éxito del proyecto.

---

<sup>19</sup> MATTHEWS, C et al. "Application of Downhole oil/water separation system in the Alliance field".

### 1.8.7 Litología de las zonas

Un análisis del efecto de la litología en las instalaciones reportadas indica que las instalaciones donde la zona de producción y de inyección son carbonatos no presentan problemas relacionados con la producción de arena a diferencia de las formaciones con areniscas donde la falla se debió a la producción de sólidos, los cuales generaban taponamientos en la zona de inyección.

Tabla 7 Litología y problemas con arena en instalaciones reportadas

Formación Productora	Formación Inyectora	Desempeño		Total	Problemas con arena
		Buena	Mala		
Carbonato	Carbonato	10	1	11	0
Carbonato	Arenisca	2	2	4	1
Arenisca	Arenisca	11	8	19	7
Desconocido	Desconocido	4	1	5	0

Fuente. Autores

Varios autores también describen la importancia de la litología de la zona de inyección donde una arenisca poco consolidada, posee un mayor riesgo de falla, debido a la producción de sólidos, y donde las formaciones calcáreas, producen pequeñas partículas de  $\text{CaSO}_4$  o  $\text{CaCO}_3$ , pero no generan un mayor riesgo.<sup>20</sup>

Tabla 8 Nivel de riesgo según litología de la formación

		Zona de Inyección		
		Carbonato	Arena Consolidada	Arena Inconsolidada
Zona Productora	Carbonato	Riesgo bajo	Riesgo Medio	Riesgos medio o Alto para inyección Uphole
	Arena Consolidada	Riesgo Medio	Riesgo Medio	Riesgos medio o Alto para inyección Uphole
	Arena Inconsolidada	Riesgo Alto	Riesgo Alto	Riesgo Alto

Fuente. C-FER Technologies Coping with From Oil & Gas Wells

<sup>20</sup> John A. Veil and John J. Quinn, Downhole Separation Technology Performance Relationship to Geologic Conditions, November 2004, p.16

### **1.8.8 Producción de arena**

El sistema es muy sensible a la producción de arena, el método de separación utiliza el flujo helicoidal dentro del separador, por lo cual la arena se convierte en un medio altamente abrasivo, provocando daños severos, recortando el tiempo de vida de la herramienta; adicionalmente la producción de arena produce taponamientos en la zona de inyección, por lo tanto es importante conocer el estado de la producción de arena que para factibilidad sería conveniente establecer un valor máximo de 100 ppm y dependiendo de las especificaciones de la herramienta y de los sistemas desarenadores este valor puede variar.

### **1.8.9 Compatibilidad de los fluidos**

La compatibilidad química del agua de la zona de producción y el agua de la zona de inyección es importante, debido a que si se presenta alguna incompatibilidad se podrían formar scale; generando taponamientos en la zona de disposición afectando el proceso de inyección.

### **1.8.10 Viscosidad**

La viscosidad de los fluidos a la entrada del separador afecta la eficiencia del proceso, debido a la resistencia generada por las gotas de petróleo dentro de la mezcla, por lo cual se establece que si la viscosidad de la mezcla en la corriente de alimentación es superior a 5-10 cp, la eficiencia se verá reducida dentro del separador.<sup>21</sup>

### **1.8.11 Miscibilidad y emulsiones**

Una emulsión es un sistema termodinámicamente inestable en el cual dos líquidos inmiscibles coexisten, donde uno de ellos está disperso en forma de gotas con un tamaño que varía entre 0,1 y 100 micras; los crudos que presentan bajo API tienen tendencias a formar emulsiones fuertes con el agua asociada a la producción.

---

<sup>21</sup> O.O. Ogunsina and M.L. Peter J. Schrenkel, op. cit, p.3

Una de las consideraciones técnicas radica en la pérdida de eficiencia de separación, debido a formación de emulsiones; la separación de petróleo y agua realizada en fondo de pozo no es 100% eficiente; el contenido de petróleo en el agua de inyección varía comúnmente entre 10 ppm y 500 ppm, según varios autores afectando la eficiencia de separación.

Tabla 9 Contenido de petróleo en el agua separada según varios autores

Autor	Contenido de Petróleo
Blanco y Davies	< 20 ppm
Bowers, Brownlee y Schrenkel	< 100 ppm
C.M. Matthews	< 200 ppm
Cris Shaw	100 – 500 ppm
J.L. Scaramuzza	10 – 200 ppm
O.O. Ogunsina	< 200 ppm
S. Suárez	< 200 ppm
Verbeek y Smeenk	100 – 300 ppm

Fuente. Autores

La presencia de emulsiones fuertes produce que parte del petróleo no sea separado del agua y sea inyectado junto con el agua en la zona de disposición, provocando daños a la formación y pérdidas de parte del petróleo que podría ser producido. Es importante descartar la presencia de emulsiones fuertes, para evitar pérdida de eficiencia y daños a la formación inyectora.

### 1.8.12 Contenido de gas

La presencia de gas libre en la entrada del hidrociclón disminuye la eficiencia de la separación agua-petróleo, debido a que el fluido de más baja densidad (gas), será arrastrado al centro del hidrociclón, produciéndolo con mayor eficiencia que el petróleo, por ende es recomendable elegir pozos con poca presencia de gas. Sin embargo, se debe tener en cuenta las especificaciones de la herramienta en cuanto a este parámetro, por lo general varían entre 0 y 10%; para la evaluación

se asumirá un 10% de contenido máximo de gas en el sistema de entrada al hidrociclón.

Tabla 10 Contenido de gas según varios autores

Autor	Contenido de Gas
Read Well Services	<2%
Schlumberger	<10%
Bowers, Brownlee y Schrenkel	<10-20%
Blanco y Davies	<9%
S. Suárez	<10%

Fuente. Autores

## 1.9 PARÁMETROS DE SELECCIÓN

Las condiciones del candidato reflejarán los posibles riesgos de falla, la eficiencia del separador y del proceso de reinyección; adicionalmente las especificaciones de cada herramienta pueden influir en la variación de estos parámetros para el correcto funcionamiento.

Tabla 11 Parámetros adecuados para la selección del pozo candidato

Parámetro	Rango Aplicable	Rango dudoso
Corte de agua	> 80 %	< 80 %
Gravedad API	> 17 °API	< 13 °API
Diferencia de densidades	> 0,05 gr/cm <sup>3</sup>	< 0,03 gr/cm <sup>3</sup>
Tamaño del casing	≥7"	< 7"
Estado del casing	Bueno	Malo
Capacidad de manejo	1500 – 8000 BFPD	< 500 BFPD
Profundidad	< 5000 pies	No crítico
Temperatura	< 300 °F	No crítico
Distancia de la Zona de inyección	80 – 1000 pies	< 80 pies
Litología de las Zonas	Carbonatos	No crítico
Arena	< 100 ppm	> 100 ppm
Compatibilidad de fluidos	Si	No
Viscosidad	< 10 cp	> 50 cp
Emulsiones Fuertes	No	Si
Contenido de gas	< 10%	> 10%

Fuente. Autores

## 1.10 REACONDICIONAMIENTO E INSTALACIÓN DEL SISTEMA

Antes de realizar la instalación del sistema, se debe reacondicionar el pozo para evitar cualquier tipo de imprevisto; la evaluación de las condiciones y el estado del sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible si existiese, debe realizarse para definir si se utiliza, aunque no se recomienda esta práctica o se descarta.

El número y configuración de los hidrociclones debe estar claro para cualquier tipo de procedimiento realizado. Es muy conveniente realizar una prueba de inyectividad de la zona de disposición si no existiese, junto con los trabajos de workover necesarios, los cuales involucran la movilización de los equipos, bajar y subir tubería u elementos dentro del pozo, estimulaciones y/o cañoneos si se requieren, instalación de dispositivos y componentes del sistema y cualquier otra labor necesaria durante el proceso de remoción, preparación e instalación del sistema.

El procedimiento de instalación del sistema se resume básicamente en:<sup>22</sup>

1. Preparar el pozo para la instalación de los componentes
2. Remover el sistema de levantamiento o de producción existente
3. Recompletar y adecuar la zona de inyección
4. Instalar los empaques para aislar adecuadamente las zonas
5. Realizar pruebas de inyectividad en la zona de disposición
6. Realizar ajustes de ser necesario
7. Instalar el sistema ESP-DOWS
8. Producir fluidos del completamiento
9. Iniciar la producción

---

<sup>22</sup>Bruce Peachey, Downhole Oil/Water Separation for ECOPEL, New Paradigm Engineering Ltd. Bucaramanga, Colombia 16 Mayo 2012. p.27

## **2. EVALUACIÓN TÉCNICA APLICADA EN EL CAMPO CASTILLA**

### **2.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS DEL CAMPO**

La primera gestión exploratoria en el departamento del Meta fue realizada entre 1944 y 1977, por varias compañías petroleras entre las que se encuentran Chevron, Continental, Intercol, Shell, Texaco y Phillips, en donde la única compañía que obtuvo resultados positivos fue la compañía Chevron Petroleum Company of Colombia que bajo el contrato de concesión Cubarral N° 1820 comprendiendo un área de 97.450 hectáreas; en el año 1969, realizó el primer descubrimiento por medio del pozo Castilla 1, perforado hasta una profundidad de 7.347 pies.

Tras algunos estudios y el descubrimiento simultáneo del campo Chichimene, Chevron entregó al Ministerio de Minas el contrato de concesión para posteriormente firmar en 1975 con ECOPETROL, el primer contrato de Asociación del país (50% -50%).

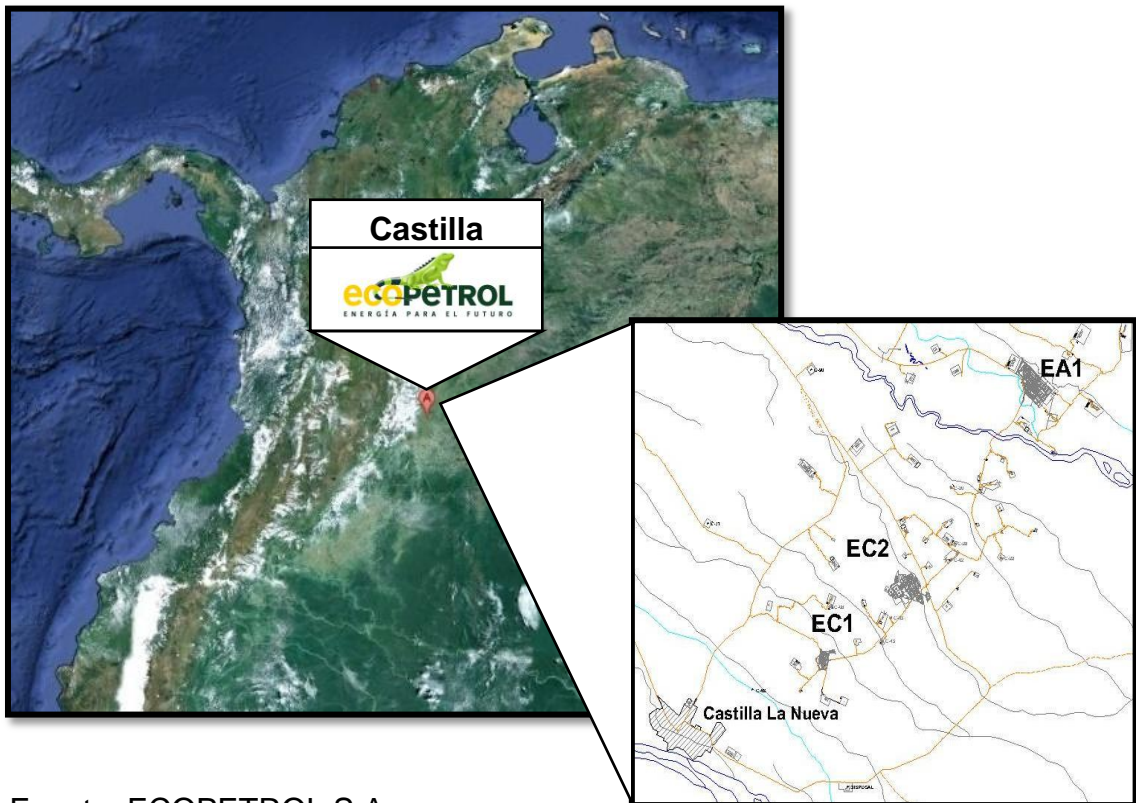
En 1988 y 1989, ECOPETROL perforó Castilla ubicado en el área del contrato de la Asociación Cubarral, Castilla Norte y Castilla Este, los cuales se ubicaron fuera del área establecida por el contrato de Asociación. Por estrategia de explotación, estos pozos fueron operados por Chevron. Hoy día se considera que los campos Castilla, Castilla Norte y Castilla Este, conforman una sola estructura.

Debido a la terminación del Contrato de Asociación Cubarral, estos campos quedaron a cargo de ECOPETROL a partir del 31 de enero de 2000. Por un lapso de seis meses Chevron continuó con la operación de estos campos y ECOPETROL asumió esta operación en forma directa a partir del 31 de julio de 2000.

## 2.2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Castilla se encuentra localizado en la cuenca de los llanos, aproximadamente a 55 Km al sur de Villavicencio en el departamento del Meta.

Figura 10 Localización geográfica campo Castilla

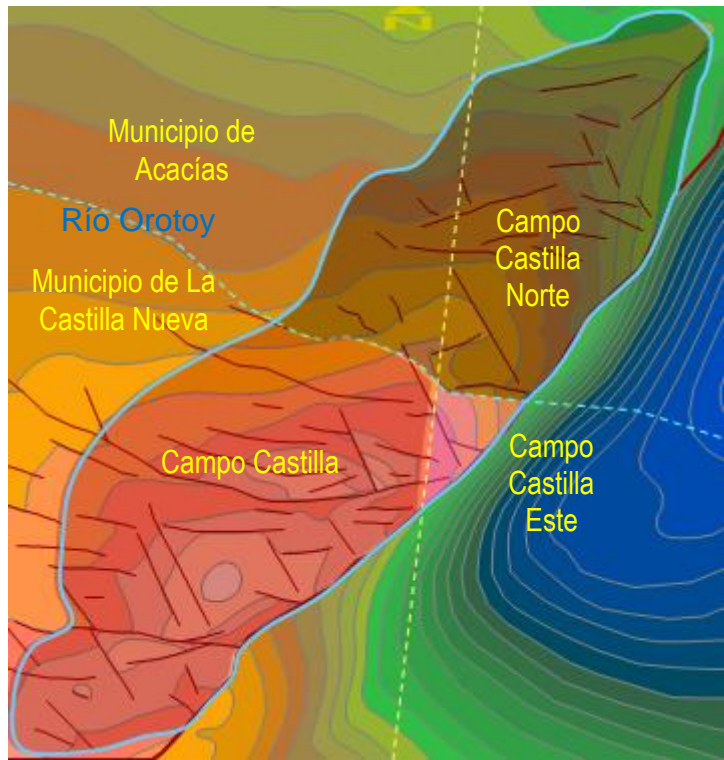
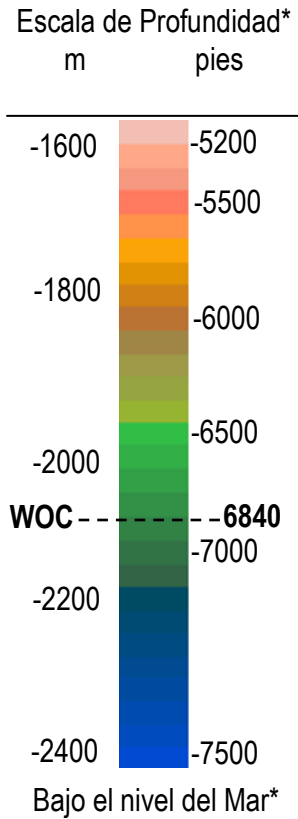


Fuente. ECOPEPETROL S.A.

## 2.3 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO

El Campo Castilla es un yacimiento de petróleo negro subsaturado, soportado por la presencia de un acuífero regional de gran tamaño, que según el modelo hidrodinámico, se recarga desde la cordillera al sur occidente del campo. A pesar del acuífero activo, el yacimiento no tiene suficiente energía para levantar la columna de fluido de los pozos hasta superficie, por consiguiente, todos los pozos del campo producen mediante sistemas de levantamiento artificial.

Figura 11 Definición actual de los campos Castilla, Castilla Este y Castilla Norte.



Fuente. ECOPETROL S.A.

El yacimiento tiene en promedio 12 kilómetros de longitud por 3 kilómetros de ancho, en un área aproximada de 3.000 hectáreas. Se calculó en 2.800 millones de barriles el crudo pesado originalmente entrampado entre las unidades K1 y K2<sup>23</sup>.

La producción de petróleo proviene de la formación Guadalupe del Cretáceo Medio, dividida en dos unidades operacionales: Guadalupe Superior (K1) y Guadalupe Masivo (K2). Adicionalmente, existe otra formación acumuladora de hidrocarburo llamada San Fernando (T2) del terciario, donde se están desarrollando pruebas extensas de producción para evaluar, probar y cuantificar las reservas de esta formación.

<sup>23</sup> ECOPETROL S.A. Distrito de Adecuación de Tierras Castilla, 2012. p.8

Tabla 12 Unidades productoras del campo Castilla

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES					
ERA	PERÍODO	ÉPOCA	EDAD	FORMACIONES	
CENOZOICO	Cuaternario	Pleistoceno Plioceno	Tardío Temprano	Guayabo	
	TERCIARIO	Oligoceno	Mioceno	Tardío Medio	Shale León
			Eoceno Tardío	Temprano Tardío	Formación Carbonera
		Lutita E			
		Unidad C1			
		Areniscas Carbonera			
		Unidad C2			
	Lutita E3				
Unidad T1					
Unidad E4					
MESOZOICO	CRETÁCEO	Paleoceno	Priaboniano	Hiato	
		Tardío	Mastrichtiano	Formación Guadalupe	K1
			Campaniano		K2
			Santoniano		
			Coniaciano		
			Turoniano		
	Cenomamiano				
	Temprano	Albiano Aptiano	Hiato		
Jurásico			No diferenciado		
Triásico			No diferenciado		
Paleozoico	Devónico			No diferenciado	
	Cámbrico			No diferenciado	
Precámbrico				Basamento Cristal	

Fuente. ECOPEPETROL S.A.

Las unidades operacionales K1 y K2 son similares en términos de las características del petróleo que contienen, aunque con algunas diferencias en relación con la temperatura, permeabilidad y nivel de producción.

El campo Castilla posee 272 pozos; sin embargo actualmente existen campañas de perforación. Dentro del inventario de pozos productores, se tienen 63 pozos inactivos, asociados a problemas mecánicos y altos volúmenes de agua.<sup>24</sup>

<sup>24</sup> ECOPEPETROL S. A.- GERENCIA REGIONAL CENTRAL, Potencial de producción por pozo campo Castilla, Abril 2012.

Los pozos se encuentran en su mayoría en las arenas de la unidad Guadalupe Masivo, algunos en la unidad Guadalupe Superior y otros en las dos unidades.

Tabla 13 Características de las unidades productoras del campo Castilla

Parámetro	Unidad K1	Unidad K2
Litofacies	Arena Laminada	Arena Homogénea
Tipo de Crudo	Petróleo Negro	Petróleo Negro
Mecanismo de Empuje	Gas en Solución	Acuífero Activo
Fracturas Naturales	No	Si
Permeabilidad [md]	1 - 1667	465 - 2423
Porosidad [%]	10,8 - 28	13,9 - 23,4
Saturación de Agua Inicial [%]	20	20
Espesor Neto [pies]	39 - 109	203 - 528
Presión Actual Promedio [Psi]	2691	2691
Riesgo de Inestabilidad	Moderado	Bajo
Temperatura [°F]	193	198
Gravedad Específica del Gas	0,906	0,906
Viscosidad @ Py	41,2	41,2
Gravedad API @ 60 °F	13,7	13,7
G.O.R. [SCF/STB]	100 - 300	100 - 300
Presión de Burbuja [Psi]	90	148
Presión Original del Yacimiento @ 5600 pies (Py) [Psi]	2830	2830

Fuente. LOZANO, Viera y RIVAS, Diego. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TÉCNICA DE PERFORACIÓN UNDERBALANCE EN LOS CAMPOS CASTILLA Y APIAY, UIS 2011. p.103.

El Campo Castilla en su mayoría posee pozos verticales y desviados, a diferencia de los pozos horizontales: Castilla-25H, Castilla-39H, Castilla-40H, Castilla-41H, Castilla-44H, Castilla-129H y los pozos multilaterales: Castilla-32ML, Castilla-33ML, Castilla Norte-43ML. Se encuentran completados con revestimiento intermedio de 9 5/8" y con tubería de producción liner de 7", lo que favorece la aplicación de la tecnología en estos pozos.

## 2.4 PROBLEMA ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO

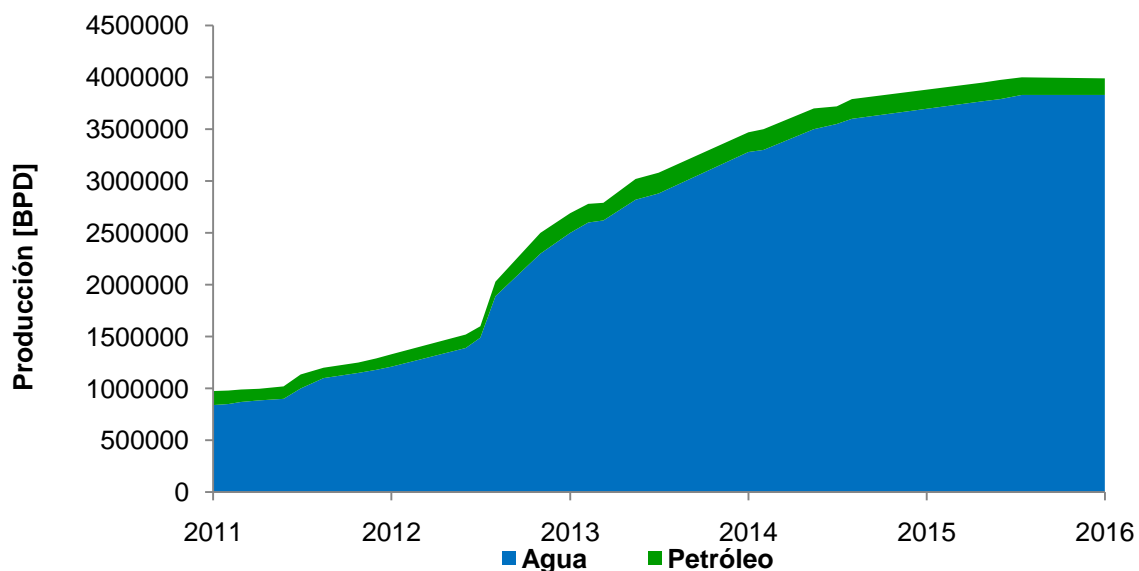
La producción excesiva de agua es un problema común en la mayoría de los campos petroleros, siendo el fluido más abundante durante su vida productiva. Luego, las aguas asociadas a los incrementos de producción del campo Castilla,

se han convertido en un desafío técnico, económico y ambiental, ya que se tiene un alto volumen de agua (por cada barril de crudo se producen 7 barriles de agua)<sup>25</sup> (ver anexo 2).

Existe la necesidad de disponer el agua de producción a destinos diferentes al vertimiento, debido al compromiso que ha asumido ECOPETROL S.A. con el medio ambiente y con la comunidad dentro del marco de gestión ambiental; puesto que la comunidad aduce la contaminación de los cuerpos de agua de la región a los vertimientos de agua tratada proveniente de la producción de petróleo.

Para el año 2012 el volumen de agua en superficie es de 780.000 BWPD y se proyecta que para el año 2015 subiría a 4'000.000 BWPD. Es así, como surge la necesidad de desarrollar una tecnología para la reducción de más del 50% de agua en superficie, para ser incorporada en la estrategia de manejo del agua del campo.<sup>26</sup>

Figura 12 Pronósticos de producción para el campo Castilla



Fuente. ECOPETROL S.A. Distrito de Adecuación de Tierras Castilla, 2012. p.19

<sup>25</sup> ECOPETROL S. A.- GERENCIA REGIONAL CENTRAL, Potencial de producción por pozo campo Castilla, Abril 2012.

<sup>26</sup> ICP. Pronósticos de producción de agua del campo Castilla, Presentación, Foro Ecoeficiencia, Mayo 2012.

En la Actualidad el Campo Castilla se encuentra conformado por tres estaciones de recolección y tratamiento; la estación Castilla 1 (EC1), la estación Castilla 2 (EC2) y la Estación Acacias (EA1).

Tabla 14 Capacidad de tratamiento estaciones campo Castilla

Estación	Tratamiento de Petróleo [BOPD]	Tratamiento de Agua [BWPD]
Estación Castilla 1	7.500	30.000
Estación Castilla 2	70.000	28.000
Estación Acacias (Fase 1)	40.000	240.000
Estación Acacias (Fase 2)	90.000	960.000
Capacidad Total	207.500	1'258.000

Fuente. ECOPETROL S.A. Distrito de Adecuación de Tierras Castilla, 2012. p.12

Es necesario tener presente que a medida que vaya pasando el tiempo el agua de producción va aumentando, lo cual limita la capacidad de tratamiento en superficie, llevando a la necesidad de construir un nuevo Sistema de Tratamiento de Aguas de Producción (STAP). En el caso del campo Castilla, actualmente existen campañas de perforación y se han dejado inactivos algunos pozos por su alta relación agua petróleo (RAP) comparada con otros pozos.

Para realizar una correcta disposición acorde con la normatividad legal vigente y asumiendo la responsabilidad social empresarial, surge como opción la tecnología de separación y reinyección de agua en fondo de pozo como alternativa para controlar la excesiva producción de agua directamente en la fuente, lo cual permite reducir el volumen de agua producida en superficie y minimizar el impacto generado al río Guayuriba,<sup>27</sup> donde se vierten alrededor de 540000 BWPD<sup>28</sup>.

## 2.5 EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA TECNOLOGÍA

La evaluación técnica aplicada al campo Castilla se basará principalmente en el análisis de cada una de las variables que puedan influir en el comportamiento

<sup>27</sup> Río de la región donde se generan las descargas del agua tratada de la producción del campo Castilla.

<sup>28</sup> ECOPETROL S.A. Distrito de Adecuación de Tierras Castilla, 2012. p.20.

general del sistema para posteriormente seleccionar los pozos candidatos para la ejecución del piloto.

### **2.5.1 Corte de Agua**

El corte de agua promedio del campo castilla se encuentra alrededor de un 80%, esto indica que este criterio no será un inconveniente para el desarrollo de la tecnología, donde muchos de los pozos se encuentran inclusive por encima del 90%.<sup>29</sup>

### **2.5.2 Gravedad API / Diferencia de densidades**

La gravedad API del crudo del campo Castilla es de 13,7 °API, la cual requiere un análisis más detallado de las propiedades en fondo de pozo, ya que es donde sucederá la separación de las fases.

A partir de los datos del campo se observó que la temperatura en yacimiento es elevada (198 °F @ 5600 pies), lo que contribuye a aumentar la diferencia de densidades entre el agua y el petróleo en fondo de pozo.

Para determinar la diferencia de densidades se consideraron dos posibles escenarios, uno donde se tiene petróleo muerto (sin gas en solución) en fondo de pozo el cual sería un escenario pesimista y otro donde se tiene petróleo vivo (con gas en solución) siendo ésta la aproximación más probable; igualmente se calculó la densidad del agua bajo condiciones de fondo de pozo, para esto se utilizaron principalmente correlaciones desarrolladas por el ICP (Instituto Colombiano del Petróleo) específicamente para este campo y se encontró que la gravedad del crudo bajo estas condiciones es aproximadamente 20 °API (ver anexo 3) y la diferencia de densidades es superior a 0,05 gr/cm<sup>3</sup>, lo que permitiría realizar la

---

<sup>29</sup> ECOPEPETROL S. A.- GERENCIA REGIONAL CENTRAL, Potencial de producción por pozo campo Castilla, Abril 2012.

separación en fondo de pozo,<sup>30</sup> aunque presenta un riesgo respecto a la pobre separación de fluidos.

La opinión del experto internacional Bruce Peachey, Presidente New Paradigm Engineering Ltd, respecto a este criterio es: “bajo estas condiciones la separación en fondo de pozo no presentará ningún problema”.<sup>31</sup>

### **2.5.3 Viscosidad y Temperatura**

La viscosidad al ser función de la temperatura también facilita el proceso de separación, para este tipo de crudo se tiene una viscosidad de 42 cp a condiciones de fondo (198 °F, 2830 psi @ 5600 pies), por lo que puede ser un valor tolerable para el proceso; igualmente la temperatura no limita la aplicación, debido a que se encuentra dentro los parámetros especificados.

### **2.5.4 Gas libre**

La cantidad de gas libre en fondo de pozo no representa ningún problema en el campo, debido a que la presión de burbuja es muy baja (148 psi) y la presencia del acuífero activo garantiza que durante la vida del pozo la presión no caerá por debajo de este valor, por lo tanto no se liberará gas bajo las condiciones de fondo.

### **2.5.5 Zona de inyección**

Para la aplicación de ésta tecnología se requiere contar con una zona adecuada de disposición. Teniendo en cuenta las características del campo Castilla, se propuso la principal formación productora (formación K2), la cual posee un espesor considerable (203 - 528 pies), buena porosidad (13,9 - 23,4 %), buena

---

<sup>30</sup> J.L. Scaramuzza, L. Strappa and S. Figliuolo. Downhole Oil/Water Separation System-Field Pilot- Secondary Recovery Application Project, p.3

<sup>31</sup> Foro Tecnológico Ecoeficiencia-Operación ecoeficiente de instalaciones, Aguas de producción-DHOWS, Mayo 16 – 18 de 2012, ECOPETROL S.A.

permeabilidad (465 – 2423 md) y un acuífero asociado, por lo tanto, será la zona de inyección apropiada para el sistema (ver figura 14).

Los fluidos serán producidos del tope de la formación K2 y la reinyección sucederá en la base de la misma formación. Adicionalmente, la formación presenta intercalaciones de arcilla aproximadamente de 5 pies cada una (ver anexo 4), por lo que contribuiría a un buen aislamiento y se evitaría el riesgo de problemas asociados con conificación y/o recirculación del agua entre zonas.

Asimismo, es necesario realizar una prueba de inyectividad a la zona de inyección antes de la instalación de la herramienta, para verificar cuanto sería la cantidad de agua que tomará la formación, como también conocer la presión estática para determinar si se requiere una bomba adicional para inyectar los fluidos de la descarga.

### **2.5.6 Compatibilidad de fluidos**

Se debe tener en cuenta que para inyectar el agua debe ser compatible, por lo tanto es importante verificar este criterio a través de un estudio de compatibilidad entre las aguas de producción y las de la zona donde se va a inyectar, antes de la ejecución del piloto.

Para este caso el agua que va a ser inyectada proviene de la misma arena productora (K2), por lo tanto se asume que el agua separada es químicamente estable (compatible) con el agua del acuífero, pero los cambios de temperatura y presión entre zonas podrían variar la composición, por lo que se podrían presentar daños en la formación inyectora generando pérdidas de inyectividad.

### **2.5.7 Litología de las zonas y producción de arena**

La litología de las zonas no tiene ningún inconveniente debido a que la formación K2 es una arena homogénea, consolidada con pequeñas intercalaciones de arcilla

y no presenta ningún problema asociado a la producción de arena. Sin embargo, se debe monitorear este parámetro para verificar si las condiciones varían al inyectar agua y si es necesario utilizar un sistema desarenador durante la ejecución del piloto.

### **2.5.8 Tamaño y estado del casing**

Respecto al completamiento de los pozos, la mayoría poseen liner de 7", por lo que no es una limitante para la instalación de la herramienta; la integridad del pozo tendrá que ser evaluada individualmente a cada uno de los candidatos, para evitar cualquier tipo de inconveniente y tomar las medidas necesarias para la realización de trabajos adicionales si se requieren.

## **2.6 SELECCIÓN DE POTENCIALES POZOS CANDIDATOS**

Para la aplicación de la tecnología de separación y reinyección de agua en fondo de pozo se requiere la instalación del sistema para el desarrollo del piloto en 5 pozos diferentes con el fin de compararlos al mismo tiempo y evaluar de manera consecutiva y más confiable los resultados, puesto que sería la primera vez que se realiza en un campo colombiano.

Es indispensable que los pozos seleccionados sean representativos dentro del campo, cumpliendo con los criterios de selección para establecer un rango de confiabilidad y analizar por qué algunas aplicaciones fallan, pues dependiendo del comportamiento en un futuro se podría pensar en la masificación de la tecnología para todo el campo y en la expansión a otros campos con los mismos problemas de agua excesiva asociada a la producción.

Al analizar los 272 pozos del campo Castilla (209 activos y 63 inactivos) para la selección de los posibles candidatos, se descartaron aquellos que tienen cortes de agua menores al 80%; y se estableció una producción mínima de 1500 BFPD y

una máxima de 8000 BFPD y se obtuvieron 98 pozos activos como candidatos, comprendidos dentro del rango de aplicabilidad del sistema.

Tabla 15 Pozos candidatos activos

No	POZO	BOPD	BWPD	BFPD	BS&W	RAP	No	POZO	BOPD	BWPD	BFPD	BS&W %	RAP
1	C-04	354	3.699	4.053	91,27	10,45	50	CN-08	132	5.453	5.585	97,64	41,31
2	C-08	170	1.358	1.528	88,9	7,99	51	CN-10	243	6.207	6.450	96,23	25,54
3	C-10	578	5.660	6.238	90,74	9,79	52	CN-11	659	5.922	6.581	89,98	8,99
4	C-11	304	4.428	4.732	93,58	14,57	53	CN-12	399	2.178	2.577	84,52	5,46
5	C-12	529	6.007	6.536	91,9	11,36	54	CN-13	659	5.010	5.669	88,38	7,60
6	C-14	160	7.606	7.766	97,94	47,54	55	CN-15	591	6.991	7.582	92,2	11,83
7	C-18	421	6.518	6.939	93,93	15,48	56	CN-17	414	4.351	4.765	91,31	10,51
8	C-21	400	5.393	5.793	93,09	13,48	57	CN-18	310	5.012	5.322	94,17	16,17
9	C-24	384	4.900	5.284	92,74	12,76	58	CN-19	194	3.639	3.833	94,94	18,76
10	C-26	807	5.369	6.176	86,93	6,65	59	CN-23	601	4.320	4.921	87,78	7,19
11	C-40H	638	2.794	3.432	81,41	4,38	60	CN-24	357	2.544	2.901	87,69	7,13
12	C-43	166	6.796	6.962	97,62	40,94	61	CN-30	1.088	4.413	5.501	80,23	4,06
13	C-44H	246	4.593	4.839	94,92	18,67	62	CN-31	100	2.295	2.395	95,81	22,95
14	C-45	235	6.939	7.174	96,73	29,53	63	CN-32	351	5.349	5.700	93,85	15,24
15	C-49	246	6.180	6.426	96,17	25,12	64	CN-33	937	6.417	7.354	87,26	6,85
16	C-54	99	2.863	2.962	96,66	28,92	65	CN-35	443	5.256	5.699	92,23	11,86
17	C-57	25	2.187	2.212	98,89	87,48	66	CN-36	394	2.793	3.187	87,65	7,09
18	C-60	383	3.587	3.970	90,36	9,37	67	CN-37	123	4.614	4.737	97,41	37,51
19	C-61	533	6.412	6.945	92,33	12,03	68	CN-38	525	2.722	3.247	83,82	5,18
20	C-62	240	6.140	6.380	96,24	25,58	69	CN-40	422	2.158	2.580	83,64	5,11
21	C-63	474	6.362	6.836	93,06	13,42	70	CN-42	548	3.012	3.560	84,62	5,50
22	C-64	581	6.685	7.266	92	11,51	71	CN-45	239	2.973	3.212	92,57	12,44
23	C-65	643	4.768	5.411	88,11	7,42	72	CN-47	280	6.044	6.324	95,58	21,59
24	C-66	416	5.254	5.670	92,66	12,63	73	CN-48	301	2.944	3.245	90,71	9,78
25	C-67	493	3.064	3.557	86,14	6,22	74	CN-50	246	5.897	6.143	96	23,97
26	C-68	294	3.727	4.021	92,69	12,68	75	CN-52	434	5.294	5.728	92,43	12,20
27	C-69	406	7.565	7.971	94,91	18,63	76	CN-55	308	4.445	4.753	93,52	14,43
28	C-70	190	4.760	4.950	96,17	25,05	77	CN-56	471	5.420	5.891	92	11,51
29	C-71	224	6.508	6.732	96,68	29,05	78	CN-61	96	3.374	3.470	97,23	35,15
30	C-74	1.227	5.936	7.163	82,87	4,84	79	CN-64	442	3.811	4.253	89,6	8,62
31	C-75	409	4.510	4.919	91,69	11,03	80	CN-65	482	4.183	4.665	89,66	8,68
32	C-76	283	5.699	5.982	95,26	20,14	81	CN-66	646	3.224	3.870	83,3	4,99
33	C-79	982	4.374	5.356	81,67	4,45	82	CN-67	596	5.377	5.973	90,02	9,02
34	C-81	402	4.626	5.028	92	11,51	83	CN-68	1.095	6.572	7.667	85,72	6,00
35	C-86	487	2.698	3.185	84,72	5,54	84	CN-70	125	2.678	2.803	95,53	21,42
36	C-87	299	1.805	2.104	85,77	6,04	85	CN-71	160	5.519	5.679	97,19	34,49
37	C-91	453	5.698	6.151	92,63	12,58	86	CN-72	295	2.703	2.998	90,16	9,16
38	C-104	309	3.197	3.506	91,18	10,35	87	CN-76	682	5.988	6.670	89,77	8,78
39	C-112	385	1.678	2.063	81,36	4,36	88	CN-82	371	7.632	8.003	95,37	20,57
40	C-113	574	3.950	4.524	87,31	6,88	89	CN-83	157	2.160	2.317	93,21	13,76
41	C-119	979	4.884	5.863	83,31	4,99	90	CN-88	604	2.864	3.468	82,58	4,74
42	C-123	327	2.364	2.691	87,86	7,23	91	CN-89	55	2.657	2.712	97,98	48,31
43	C-125	82	3.948	4.030	97,97	48,15	92	CN-100	224	3.599	3.823	94,13	16,07
44	C-129H	429	2.057	2.486	82,73	4,79	93	CN-101	48	1.716	1.764	97,3	35,75
45	C-142	288	4.260	4.548	93,66	14,79	94	CN-104	42	2.053	2.095	98,01	48,88
46	C-143	406	4.229	4.635	91,23	10,42	95	CN-105	30	2.805	2.835	98,93	93,50
47	CN-02	833	6.605	7.438	88,8	7,93	96	CN-122	111	1.995	2.106	94,75	17,97
48	CN-05	131	1.581	1.712	92,33	12,07	97	CN-125	561	2.593	3.154	82,2	4,62
49	CN-06	411	5.574	5.985	93,14	13,56	98	CN-142	309	3.633	3.942	92,15	11,76

Fuente. ECOPETROL S.A. Potencial de producción campo Castilla, Abril 2012

Adicionalmente algunos de los pozos que se encuentran inactivos también poseen características de ser buenos candidatos para la aplicación y debido a los volúmenes de agua que se dejarían de producir, se tiene la posibilidad de reactivar pozos que por sus altos cortes de agua y capacidad de las instalaciones para el tratamiento en superficie se encuentran inactivos.

Se aplicó un filtro de 150 BOPD, ya que varios de los pozos no poseen un potencial considerable de petróleo y poseen altos volúmenes de agua asociados por lo que no se consideran viables.

Tabla 16 Pozos candidatos inactivos

No	POZO	BOPD	BWPD	BFPD	BS&W %	RAP	No	POZO	BOPD	BWPD	BFPD	BS&W %	RAP
1	C-09	216	5.167	5.383	95,99%	23,92	9	C-106	169	5.855	6.024	97,19%	34,64
2	C-20	277	7.488	7.765	96,43%	27,03	10	C-115	182	6.601	6.783	97,32%	36,27
3	C-36	192	5.510	5.702	96,63%	28,70	11	CN-01	180	2.003	2.183	91,75%	11,13
4	C-56	174	2.734	2.908	94,02%	15,71	12	CN-14	285	6.511	6.796	95,81%	22,85
5	C-73	162	6.385	6.547	97,53%	39,41	13	CN-21	350	7.507	7.857	95,55%	21,45
6	C-83	781	5.333	6.114	87,23%	6,83	14	CN-57	301	6.110	6.411	95,30%	20,30
7	C-85	218	5.199	5.417	95,98%	23,85	15	CN-90	156	5.773	5.929	97,37%	37,01
8	C-103	194	4.946	5.140	96,23%	25,49							

Fuente. ECOPEPETROL S.A. Potencial de producción campo Castilla, Abril 2012

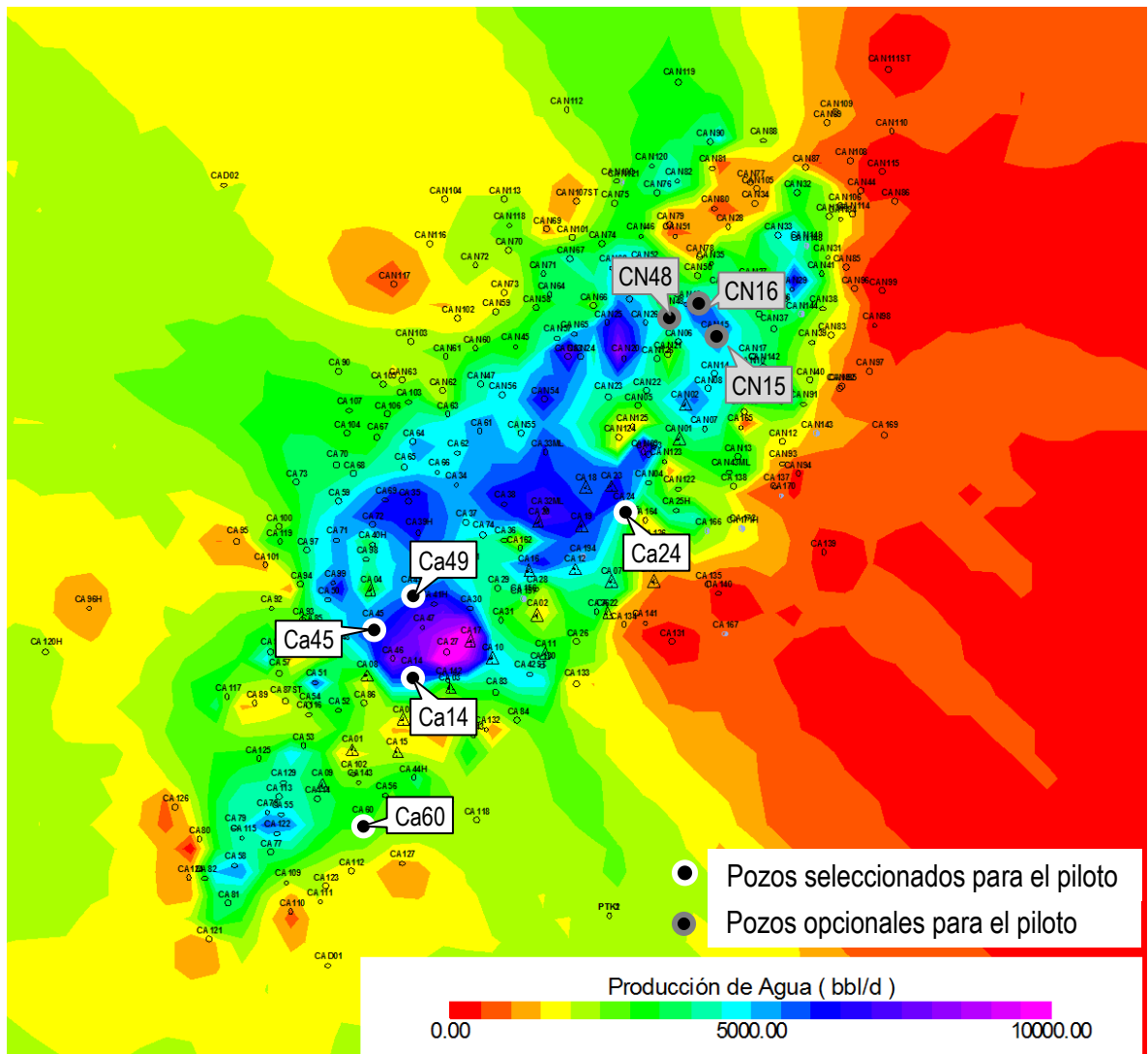
La información de los pozos permite evidenciar la situación asociada a la producción de agua, por lo tanto el sistema de separar y reinyectar el agua en fondo de pozo, se convierte en una alternativa para controlar éste problema. Por otra parte, brinda el beneficio de reactivar un gran número de pozos que se encontraban inactivos por su alta relación agua petróleo.

## 2.7 SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS

Para la realización del piloto no se tendrán en cuenta los pozos que se encuentran actualmente inactivos, debido a que la selección se centrará únicamente en los pozos activos de los cuales se seleccionaron de manera conjunta entre un equipo de trabajo multidisciplinario conformado por los autores, personal del ICP y del campo Castilla, los siguientes pozos como candidatos para la ejecución del piloto:

Castilla 14 (Ca14), Castilla 24 (Ca24), Castilla 45 (Ca45), Castilla 49 (Ca49) y Castilla 60 (Ca60). Adicionalmente se seleccionaron los pozos Castilla Norte 15 (CN15), Castilla Norte 16 (CN16) y Castilla Norte 48 (CN48) como pozos opcionales para reemplazar los pozos candidatos del piloto en caso de fallas o inconvenientes, con el fin de obtener los mejores resultados.

Figura 13 Ubicación de los pozos del campo Castilla Vs Producción de agua



Fuente. Oil Field Manager (OFM)

## **2.8 CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS CANDIDATOS PARA EL PILOTO**

Para la ejecución del piloto es necesario tener un conocimiento de los pozos seleccionados basados en los estados mecánicos para evitar riesgos durante la instalación del sistema, de igual manera se requieren las historias de producción para corroborar los beneficios que conlleva la tecnología.

Durante el desarrollo del proyecto se presentarán las características de los 5 pozos seleccionados para el piloto. Sin embargo, las características de los 3 pozos opcionales se mostrarán como anexos.

### **2.8.1 Herramienta e instalación del sistema**

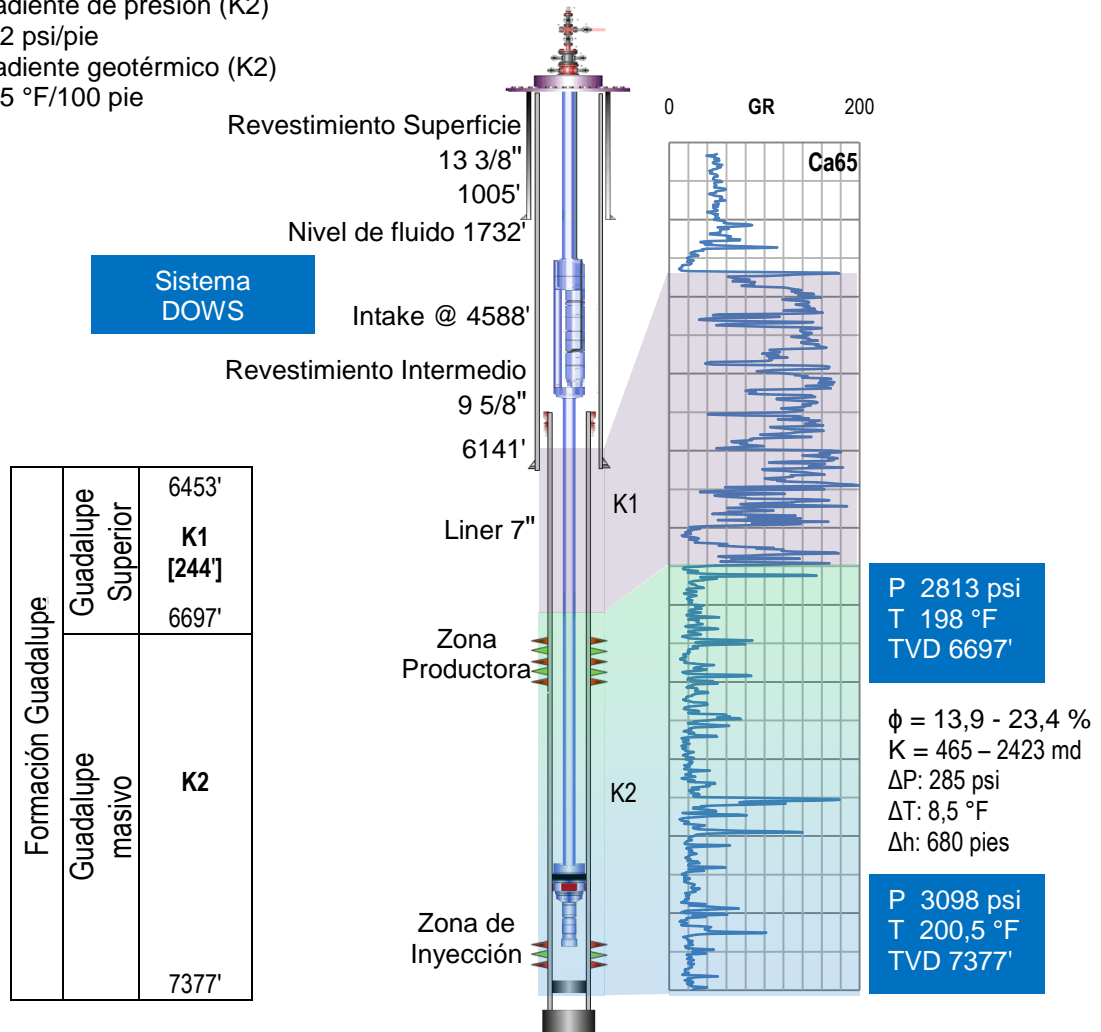
Inicialmente se pretende instalar la herramienta que actualmente se encuentra disponible por Schlumberger (ver anexo 5) bajo la modalidad de alquiler siendo un beneficio adicional a nivel económico, debido a que el mayor riesgo correría por cuenta de la empresa prestadora del servicio, ya que no sería necesaria una costosa inversión inicial para realizar el piloto. Posteriormente, si la herramienta da los resultados esperados se evaluará la masificación y la forma más adecuada de implementarla.

Para realizar la instalación del sistema se analizaron los registros suministrados, pero hay muy poca información de la zona de disposición (base de la formación K2), debido a que hasta el momento no se ha considerado como una zona de interés. Sin embargo, algunos registros sirvieron para observar la litología de las zonas y corroborar la continuidad de los pequeños sellos que favorecerían el aislamiento de las zonas (ver anexo 3).

La instalación se basará en reemplazar el sistema actual bajo las mismas condiciones; No obstante, al ubicar la herramienta en el casing de 9 5/8" se abre la posibilidad de aumentar la capacidad del sistema si los resultados del piloto son exitosos.

Figura 14 Esquema general promedio de la instalación DOWS

Gradiente de presión (K2)  
0,42 psi/pie  
Gradiente geotérmico (K2)  
1,25 °F/100 pie



Fuente. Autores

Una vez instalada la herramienta en el pozo por parte de la compañía prestadora del servicio, se enciende el sistema con todo el flujo a superficie y es monitoreado durante 24 a 48 horas, posteriormente es cambiado a modo inyección y monitoreado por 24 horas antes de salir de la locación.

El piloto se realizará con el fin de evaluar el funcionamiento de la herramienta en el campo Castilla, para ello es necesario establecer el estado de los pozos antes y después de la instalación del sistema (ver anexo 6 y anexo 7).

La instalación del sistema consistirá en reemplazar el sistema actual, completar y estimular la zona de inyección por medio de un proceso de acidificación, con el fin de reducir cualquier tipo de daño en la zona de inyección, para posteriormente instalar el sistema DOWS junto con los empaques para aislar las zonas.

Es muy importante garantizar el correcto aislamiento de las zonas, debido a que la principal causa de falla en los casos reportados referentes a la tecnología han sido por mal aislamiento y daños en la zona de inyección.

Para determinar el espesor a cañonear se realizó una comparación con el pozo Castilla Disposal 1 (ver anexo 8), que inyecta actualmente 60.000 BWPD, aunque tiene un potencial de 80.000 BWPD en un intervalo de 607 pies, es decir, 131 BWPD/pies y 99 BWPD/pies respectivamente, con una permeabilidad reportada de 5 Darcys; Sin embargo, la permeabilidad en la arena de la formación K2 es de 2,423 Darcys lo que indica que sólo se podrá inyectar 47,9 BWPD/pies y teniendo en cuenta un factor de seguridad del 20%, finalmente se podrá inyectar alrededor de 38,3 BWPD/pies. El intervalo a cañonear dependerá del agua a inyectar en cada pozo (ver anexo 9).

### **2.8.2 Estados mecánicos**

La revisión de los estados mecánicos de cada uno de los pozos seleccionados (ver anexo 10) indica que los candidatos poseen todas las características necesarias para llevar a cabo el piloto; aunque dentro de los candidatos se encuentran pozos desviados esto no limita la aplicación de la tecnología.

Los pozos poseen sistema de levantamiento electrosumergible, con profundidades que superan la zona de inyección, completados con casing de 20", 13 3/8", 9 5/8" y con tubería de producción liner de 7", buena integridad del cemento y sin obstrucciones que puedan generar riegos para la operación, por lo que la sustitución del sistema no presentará ningún inconveniente.

Figura 15 Estado mecánico y sistema DOWS del pozo Castilla 14

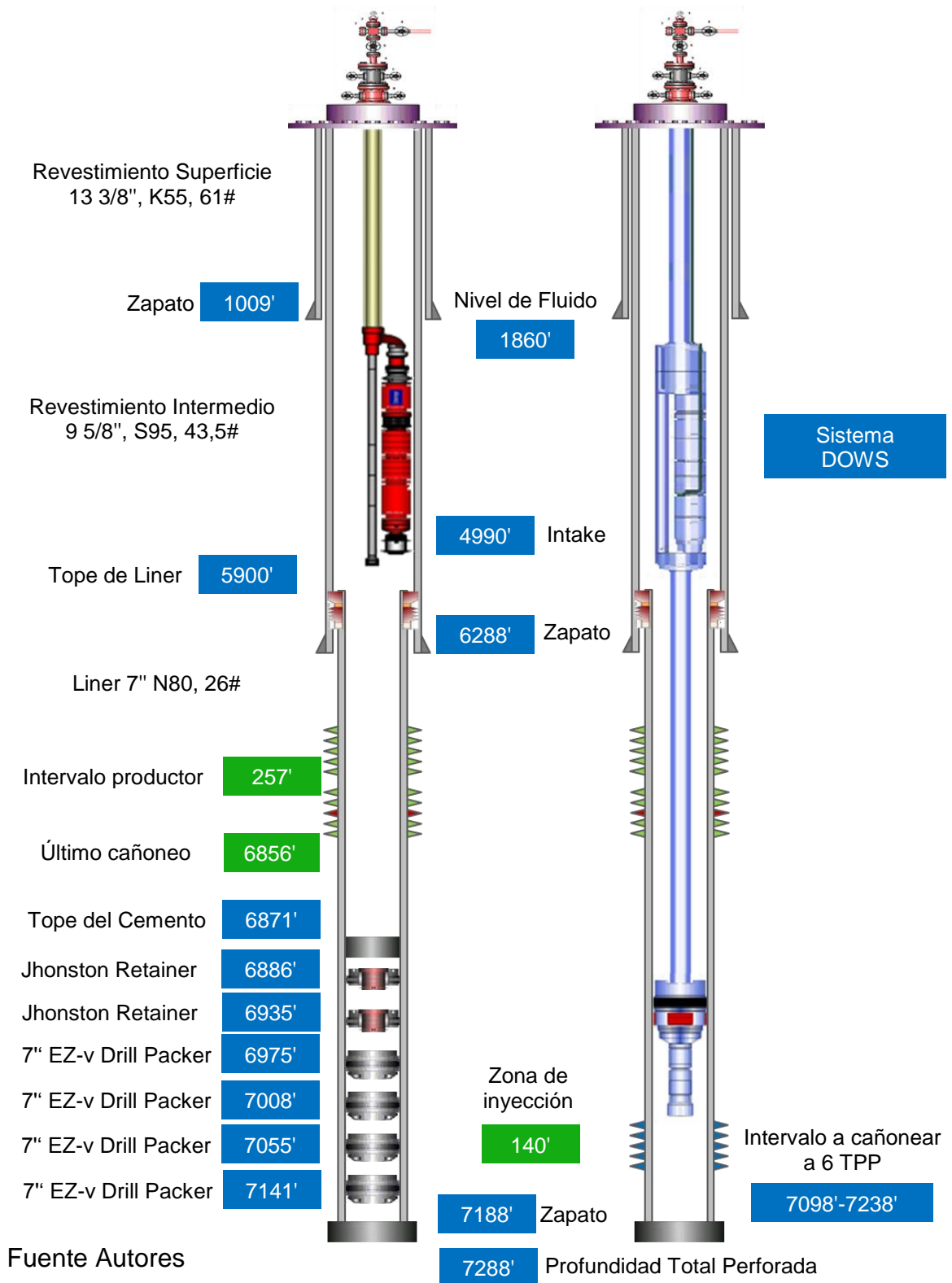


Figura 16 Estado mecánico y sistema DOWS del pozo Castilla 24

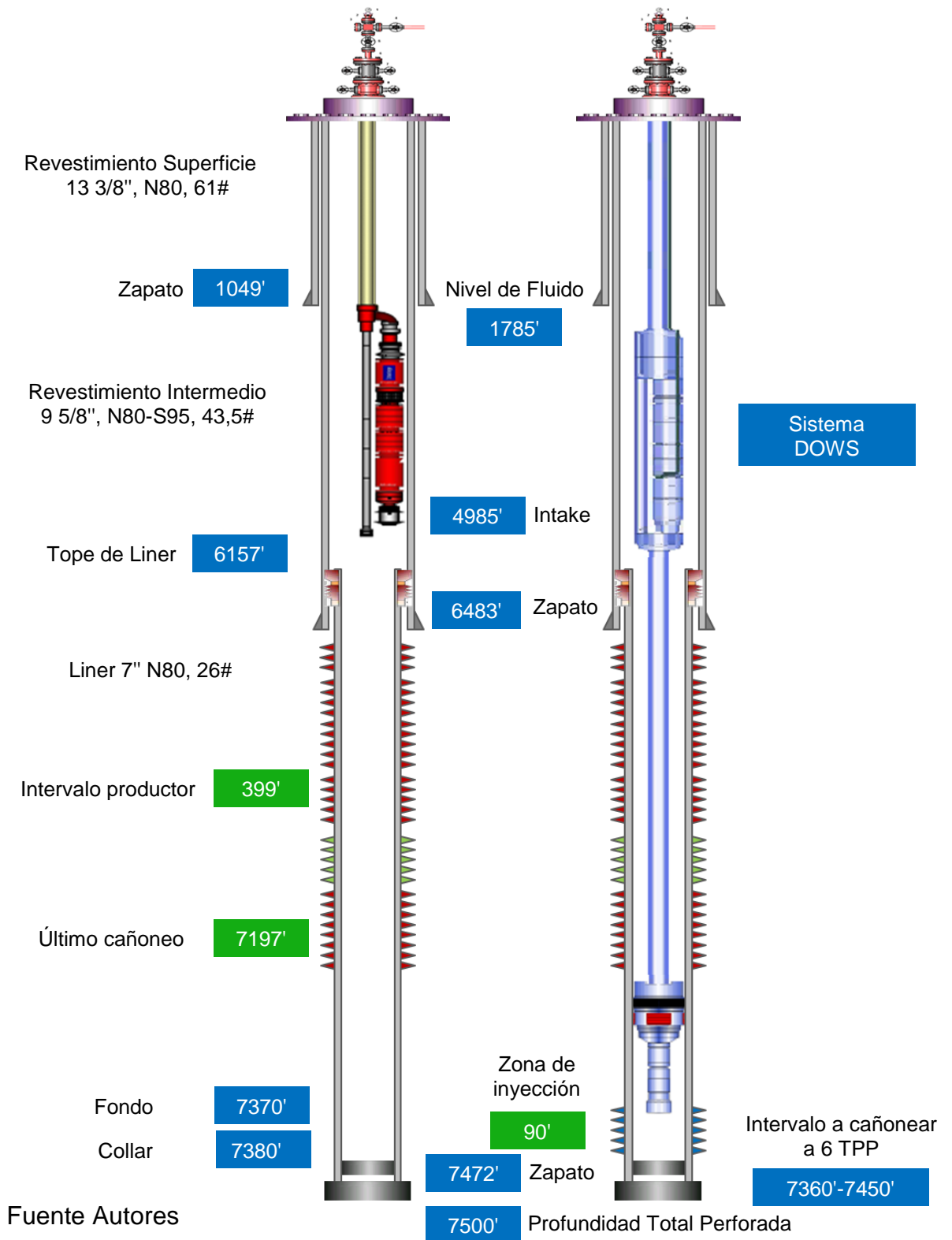


Figura 17 Estado mecánico y sistema DOWS del pozo Castilla 45

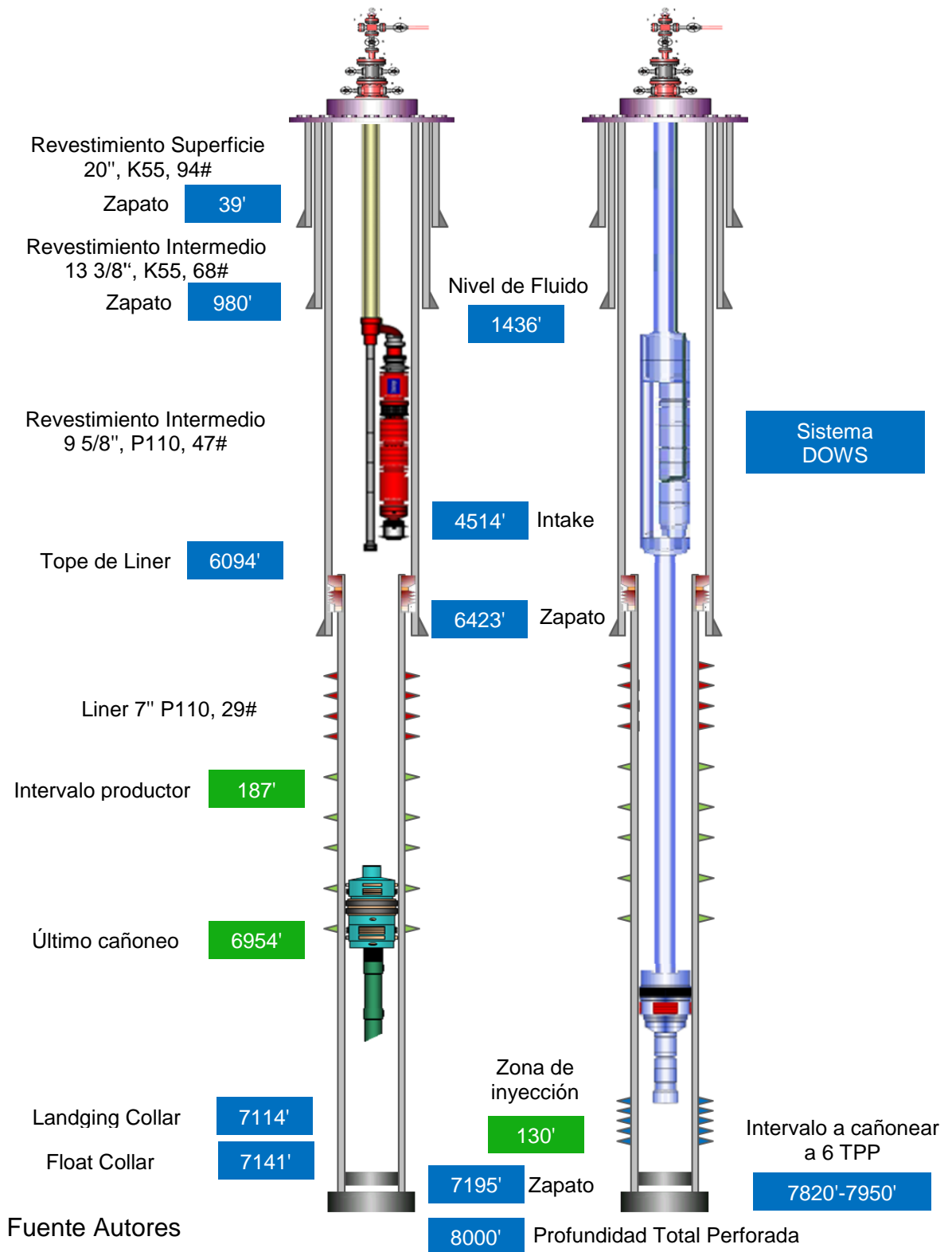


Figura 18 Estado mecánico y sistema DOWS del pozo Castilla 49

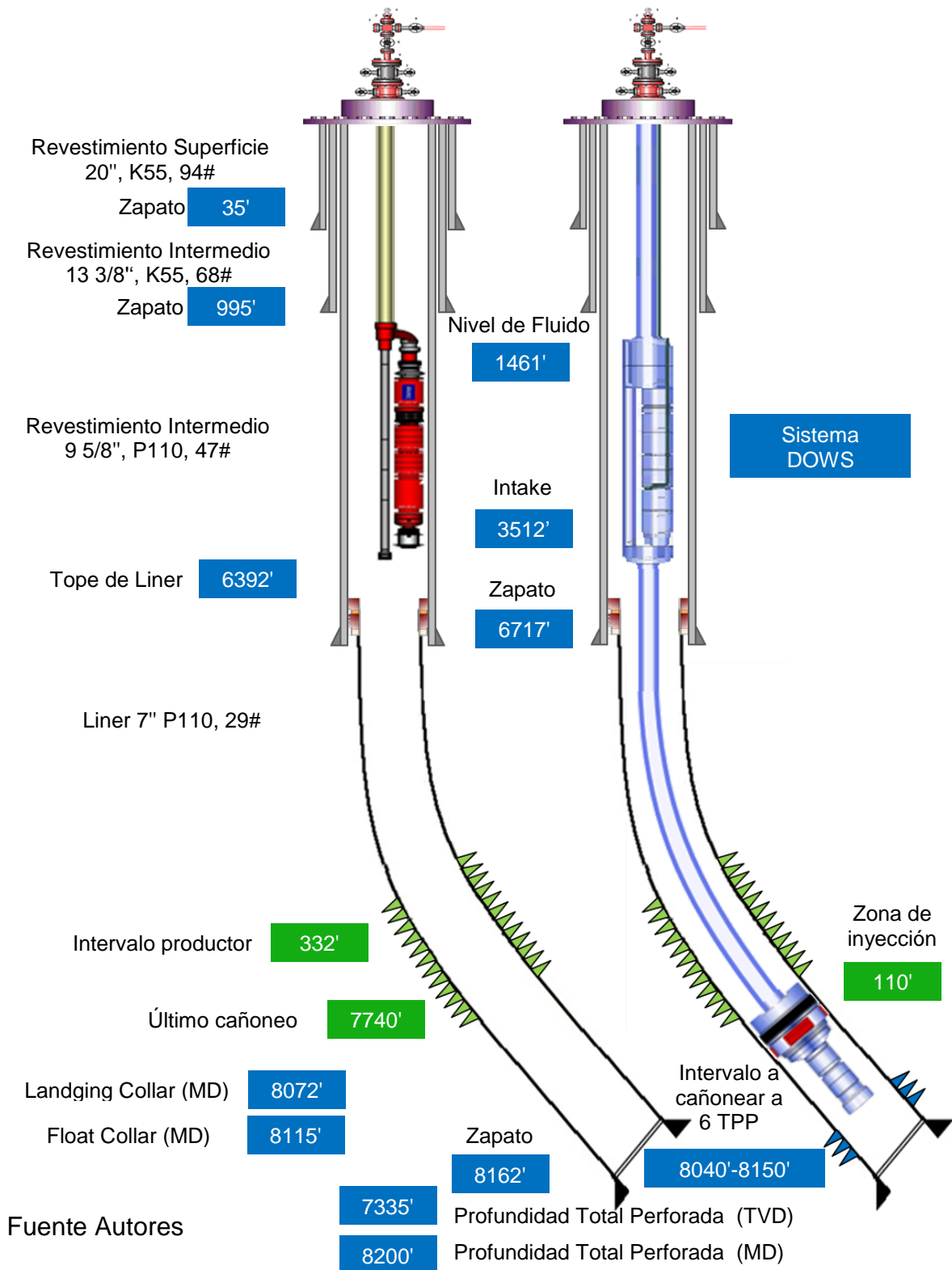
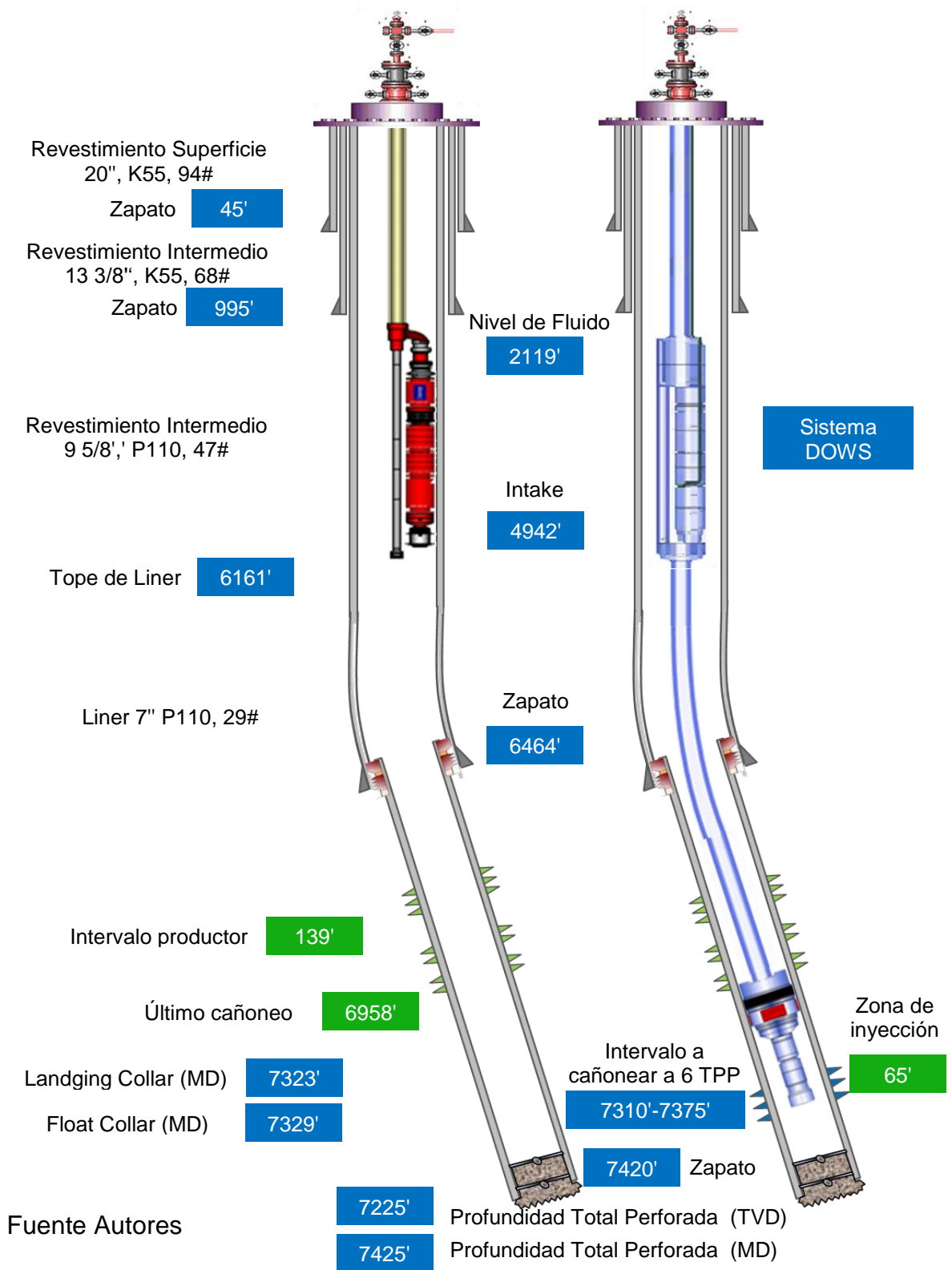


Figura 19 Estado mecánico y sistema DOWS del pozo Castilla 60

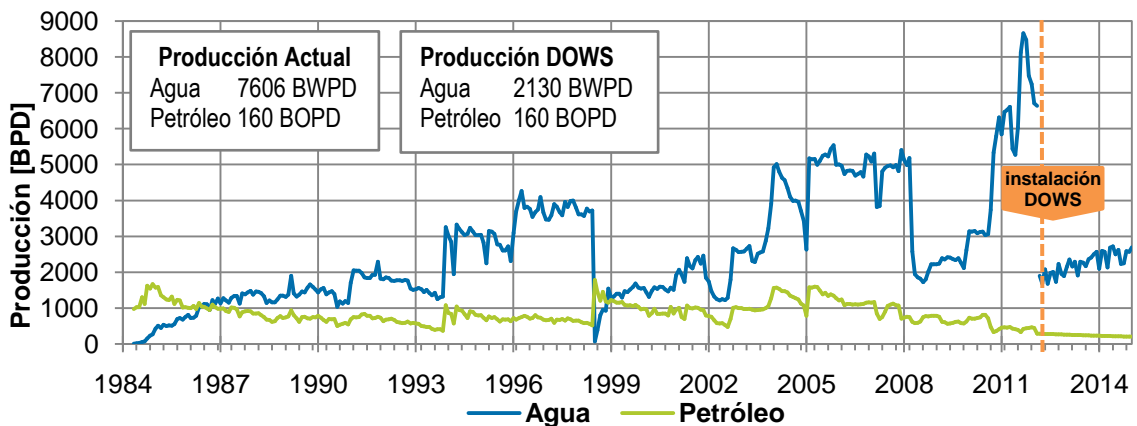


### 2.8.3 Historia de producción

Es importante conocer el comportamiento histórico de los pozos seleccionados, ya que esto permite llevar un seguimiento de la operación del sistema y la respuesta del pozo a medida que avanza la producción.

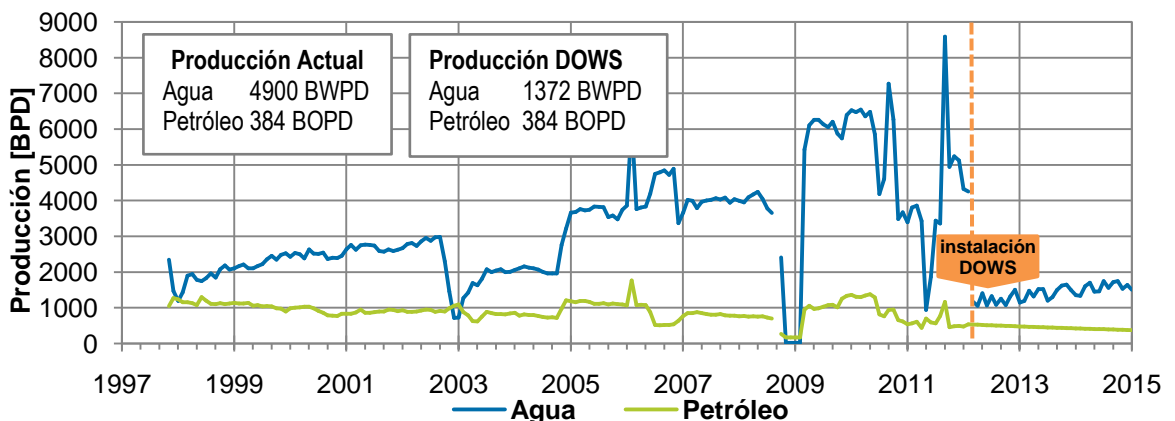
Actualmente los pozos seleccionados para el piloto poseen una producción acumulada de 29.212 BWPD y se espera que tras el éxito de la tecnología, se dejen de producir cerca de 21.033 BWPD asumiendo una eficiencia de separación en fondo de pozo de un 72%, o una cantidad suficiente que pruebe el funcionamiento del sistema en el campo.

Figura 20 Historia de producción del pozo Castilla 14 (Ca14)



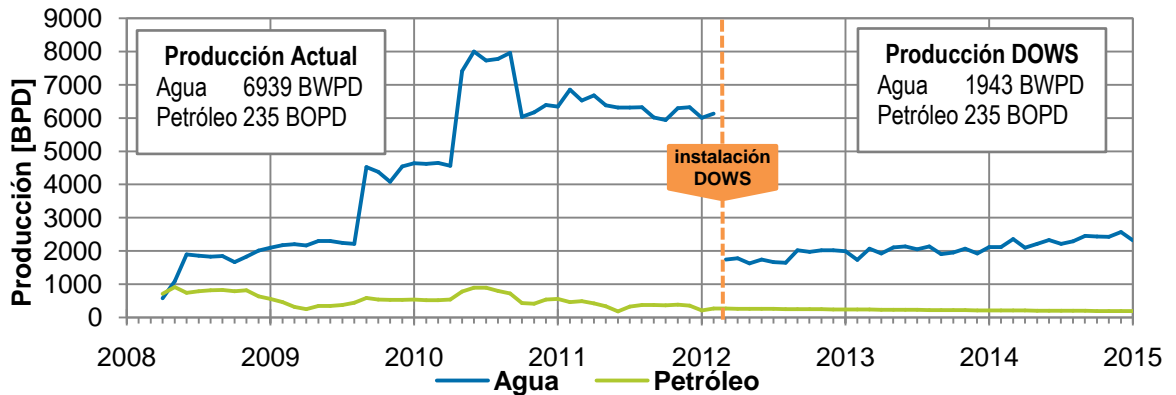
Fuente. ECOPELROL S. A. Potencial de producción campo Castilla, Abril 2012

Figura 21 Historia de producción del pozo Castilla 24 (Ca24)



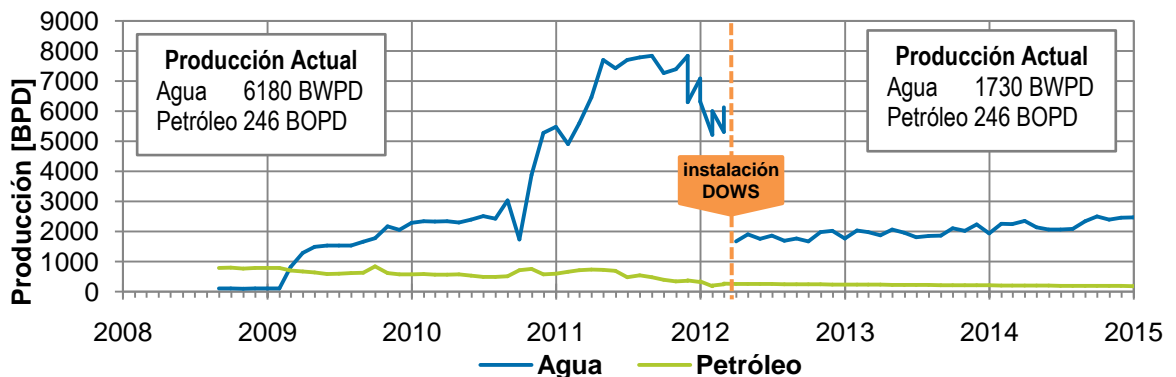
Fuente. ECOPELROL S. A. Potencial de producción campo Castilla, Abril 2012

Figura 22 Historia de producción del pozo Castilla 45 (Ca45)



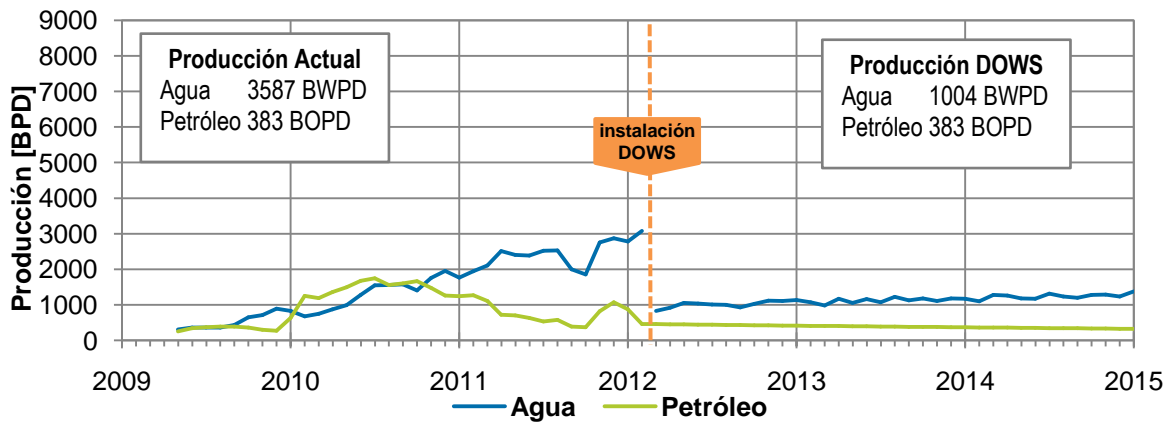
Fuente. ECOPETROL S. A. Potencial de producción campo Castilla, Abril 2012

Figura 23 Historia de producción del pozo Castilla 49 (Ca49)



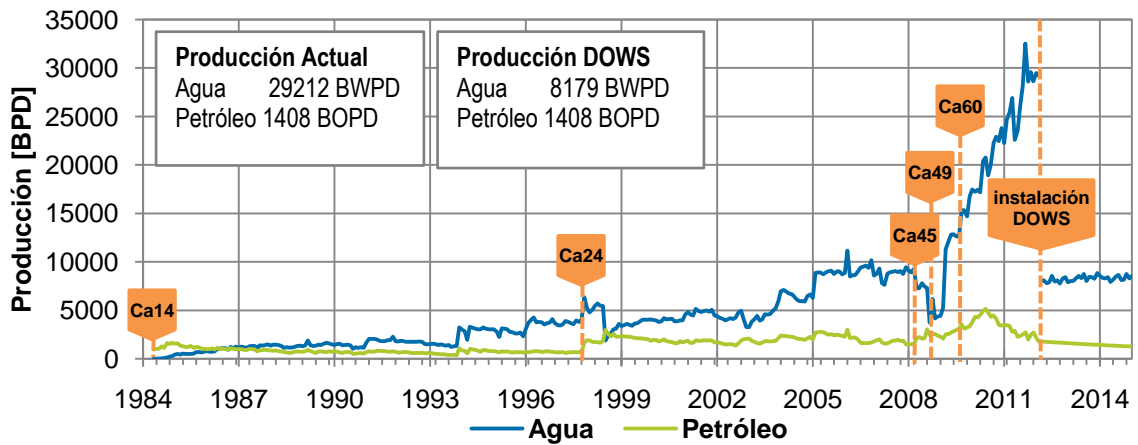
Fuente. ECOPETROL S. A. Potencial de producción campo Castilla, Abril 2012

Figura 24 Historia de producción del pozo Castilla 60 (Ca60)



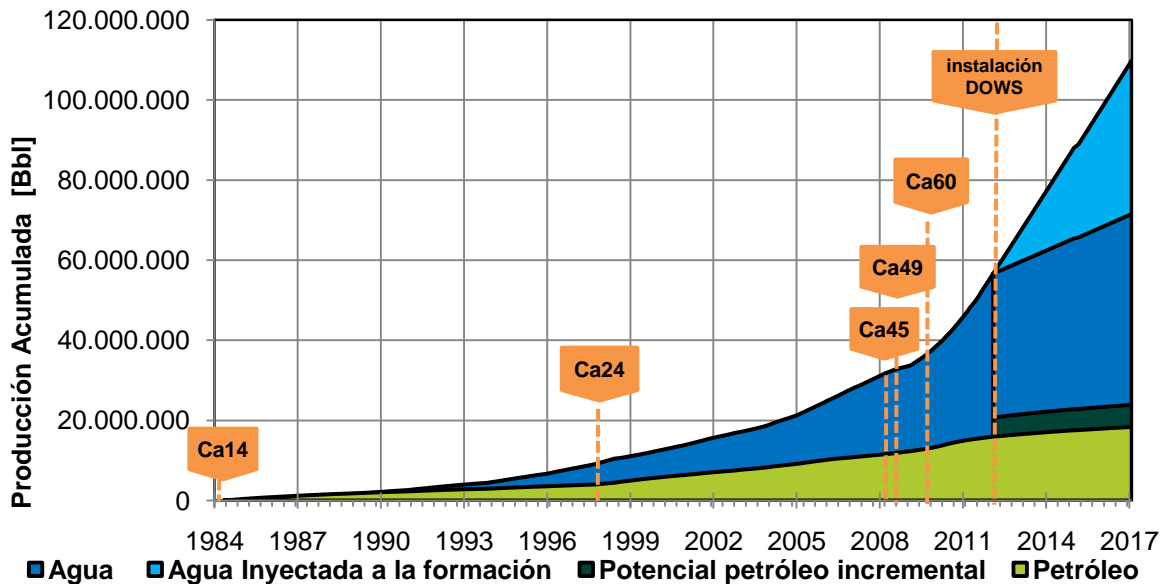
Fuente. ECOPETROL S. A. Potencial de producción campo Castilla, Abril 2012

Figura 25 Historia de producción acumulada de los pozos seleccionados



Fuente. ECOPEPETROL S. A. Potencial de producción campo Castilla, Abril 2012

Figura 26 Producción Acumulada y pronóstico DOWS



Fuente. . ECOPEPETROL S. A. Potencial de producción campo Castilla, Abril 2012

Actualmente los potenciales pozos candidatos activos para la aplicación de DOWS poseen un RAP de 11 con una producción de 428.604 BWPB y 39.235 BOPB y se espera que tras el éxito del piloto y la masificación del sistema se reduzca el RAP a 4 y se dejen de producir aproximadamente 308.595 BWPB.

### **3. EVALUACIÓN FINANCIERA**

Cuando se toma la decisión de realizar un proyecto de inversión, en este caso un proyecto de separación y reinyección de agua en fondo de pozo, se hace necesario evaluar el punto de vista económico a través de una evaluación financiera para determinar la viabilidad del mismo. La decisión de invertir es vital a la hora de desarrollar un proyecto, en especial cuando se maneja cierto nivel de riesgo bajo un ambiente de incertidumbre.

El objetivo principal de la evaluación financiera es determinar la rentabilidad que pueda generar el proyecto asegurando los beneficios y el éxito del mismo, para lograrlo es recomendable conocer detalladamente la factibilidad técnica del proceso a realizar y el comportamiento de las variables en el tiempo, con el fin de determinar la viabilidad y cuantificar los flujos de efectivo y si generará beneficios suficientes para satisfacer los objetivos económicos establecidos para el desarrollo del proyecto.

Una vez conocidas la inversión inicial y los flujos de efectivo periódicos que se espera que el proyecto genere, se utilizan diferentes criterios para determinar si el proyecto es conveniente o se debe rechazar desde el punto de vista económico; comúnmente se utilizan por ser prácticos y fáciles de aplicar el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), el tiempo de recuperación de la inversión (PAYBACK) y la relación costo beneficio (RCB).

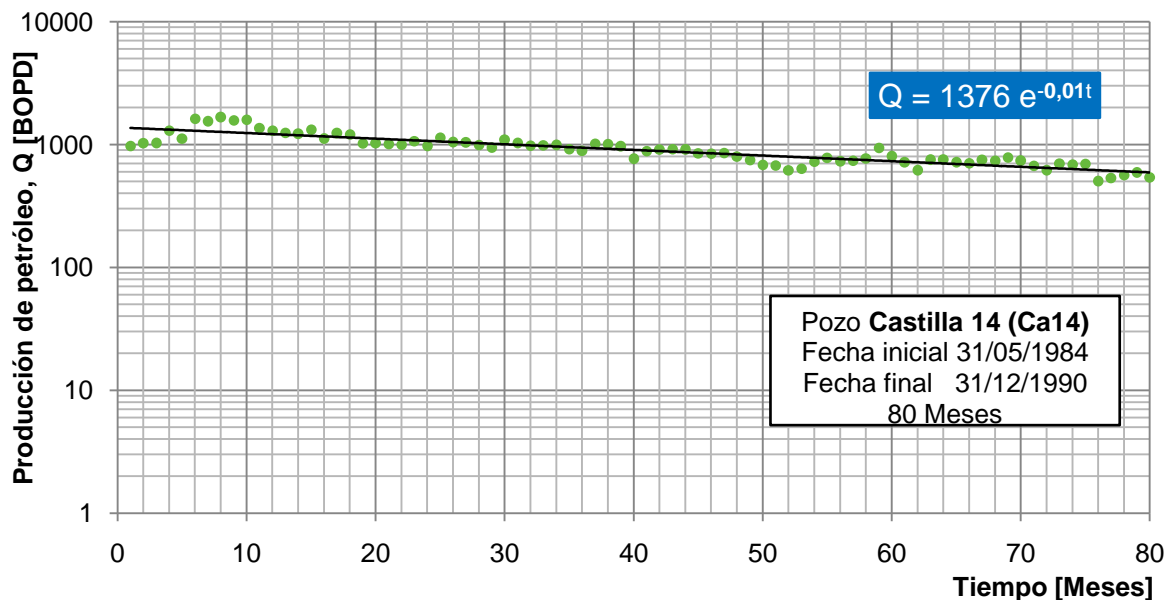
#### **3.1 MODELO DE PREDICCIÓN**

Para predecir el comportamiento de la herramienta en el tiempo y cuantificar los flujos de efectivo esperados, se ha generado un modelo de predicción para el piloto (5 pozos), el cual se basa en mantener el mismo comportamiento de la producción de petróleo, sin considerar ningún potencial incremento, tras la instalación de la tecnología, debido a que el sistema electrosumergible seguirá

operando bajo las mismas condiciones. Sin embargo, durante la ejecución del piloto se llevarán a cabo pruebas del sistema variando las condiciones operacionales, con el fin de establecer si se puede llegar a presentar incremento en la producción de petróleo.

El análisis de las tendencias históricas del comportamiento de producción, determinó que la tasa de producción del campo Castilla disminuye basada en un modelo exponencial a una tasa mensual de 1%.

Figura 27 Determinación de la tasa de declinación exponencial

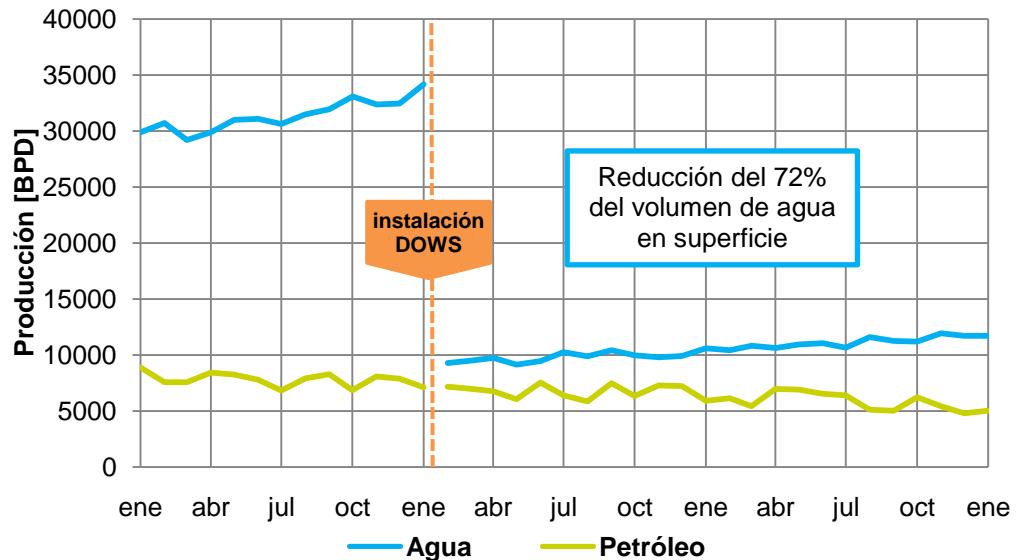


Fuente. ECOPETROL S.A. Potencial de producción campo Castilla, Abril 2012

El comportamiento de la producción de agua dependerá de la eficiencia del separador en fondo; para el caso base, por cada barril de petróleo que se deja de producir uno de agua lo reemplaza y se asume que la herramienta generará una disminución de aproximadamente un 72% de la cantidad de agua producida en superficie<sup>32</sup> (ver anexo 11).

<sup>32</sup> Dato sugerido para el campo Castilla por el experto Bruce Peachey en el Foro Tecnológico Ecoeficiencia-Operación ecoeficiente de instalaciones, Aguas de producción-DHOWS, Mayo 2012, ECOPETROL S.A.

Figura 28 Modelo de predicción de la tecnología DOWS



Fuente. ECOPETROL S.A. Potencial de producción campo Castilla, Abril 2012

Si la herramienta no presenta el comportamiento esperado, debido a que los valores asumidos no son constantes y/o pueden variar con el tiempo, durante el proceso de análisis de riesgo con ayuda de la simulación Montecarlo se introducirá la probabilidad de ocurrencia de otros posibles escenarios y se cuantificará como la variación de dichos valores podrían afectar la economía del proyecto.

### 3.2 INGRESOS ASOCIADOS AL PROYECTO

Los ingresos en términos económicos, hacen referencia a todas las entradas de dinero que recibe el proyecto dependiendo del tipo de actividad realizada. Tras el éxito de la aplicación de la tecnología de separación y reinyección de agua en fondo de pozo, los ingresos se hacen evidentes en la cuantificación de los ahorros, debido a la reducción de los volúmenes de agua en superficie.

#### 3.2.1 Ahorros asociados a la producción

Los principales ahorros asociados a la producción se deben a la disminución de los volúmenes del agua en superficie, pues se reduce la cantidad de productos químicos necesarios para el tratamiento del agua; igualmente, disminuyen los

costos asociados a la disposición final. Para el caso base, se asumió que el 100% del agua producida era dispuesta para vertimiento. Sin embargo, en el campo Castilla el 10% del agua producida es reinyectado en un pozo disposal.

Los ahorros del levantamiento del agua no se tendrán en cuenta, debido a que la energía que se deja de utilizar para levantar un barril de agua, se tiene que utilizar para inyectar el mismo barril, por lo tanto, se considera para la evaluación financiera que se requiere más energía para inyectar que para producir, con un costo adicional de 0,12 US\$ por cada barril de agua inyectado, siempre y cuando se requiera la instalación de una bomba adicional.

### **3.2.2 Ahorros en la construcción de STAP (CAPEX)**

La producción del campo Castilla al considerarse limitada por los altos cortes de agua, contemplaría la posibilidad de crear otro sistema de tratamiento de aguas de producción (STAP), lo cual tendría un costo aproximado de 104 US\$ por barril de agua tratada con capacidad para 244.000 barriles, por lo que la masificación del sistema DOWS en el campo Castilla ahorraría 25'376.000 US\$.

### **3.3 COSTOS ASOCIADOS AL PROYECTO**

Los costos son los sacrificios económicos necesarios para cumplir los objetivos propuestos y son de vital importancia para la evaluación financiera del proyecto.

En la industria petrolera existen dos términos que ayudan a tomar decisiones en lo económico. Los Gastos Capitales (CAPEX), donde se asocia los costos de instalación de infraestructuras, tales como: instalación de facilidades de producción, sistemas de levantamiento artificial, gastos de instalaciones adicionales para manejos de agua de producción, equipos y pozos de inyección; y los Costos Operacionales (OPEX) donde asocia costos de levantamiento, tratamiento, servicios de reacondicionamiento de pozos productores e inyectores, personal de mantenimiento, ambientales, entre otros.

Para la evaluación financiera se asume que los costos asociados tendrán que ser cubiertos por los beneficios generados por la herramienta; al considerarse el caso base sin un potencial incremento de la producción de petróleo, los ahorros tendrán que cubrir los costos asociados a la aplicación de la tecnología y el petróleo que se deja de producir durante el tiempo de instalación.

La adquisición e instalación varían en función del tipo de contrato de la empresa que suministra la herramienta y del reacondicionamiento o tratamiento que se debe realizar antes de la instalación; estos costos son fijos y deben ser cubiertos en su totalidad por la inversión inicial, ya que son los costos necesarios para poner en marcha el proyecto.

### **3.3.1 Reacondicionamiento del pozo y prueba de inyectividad**

Los costos asociados al reacondicionamiento del pozo involucran la acidificación de la zona de inyección, ésta posee un valor aproximado de 300.000 US\$/pozo y la prueba de inyectividad correspondiente posee un costo de 118.000 US\$/pozo<sup>33</sup> y estará orientada a conocer los parámetros de inyectividad que se tienen posteriormente al proceso de acidificación en la base de la formación Guadalupe Masivo (K2) como zona disposal del piloto.

### **3.3.2 Instalación del sistema DOWS**

Actualmente los pozos poseen un sistema de levantamiento electrosumergible por lo que tiene que ser retirado para instalar el nuevo sistema de separación y reinyección de agua en fondo de pozo con todos sus componentes, éstos trabajos poseen un costo aproximado de 15.000 US\$/día por cada pozo y se estiman que puedan llegar a durar hasta 6 días, por lo tanto el costo total de instalación será 90.000 US\$/pozo.

---

<sup>33</sup> Orlando Puentes Rojas, Reporte Post Operacional: Prueba de Inyección, Production Enhancement Frac/Acid, Halliburton Latin América S.A. Enero 11 de 2010, p.21

### 3.3.3 Operación y Mantenimiento

La herramienta instalada en todos los pozos opera bajo el contrato de alquiler, por lo tanto la empresa prestadora del servicio asume la operación y el mantenimiento del mismo, pero cobra un costo a la empresa operadora de 1021 US\$/día.

El sistema de levantamiento actual (ESP) trabaja bajo la modalidad de alquiler con un costo de 650 US\$/día, por lo que la implementación del sistema DOWS tendría un costo de 371 US\$/día con respecto al estado actual de cada uno de los pozos.

### 3.3.4 Costos de Laboratorio (Compatibilidad y calidad del Agua)

Un factor de garantía del proceso de reinyección de agua, es comprobar la compatibilidad del agua de formación con el agua que se va a inyectar. De ahí, la importancia de verificar si los cambios de T y P entre las zonas podrían generar formación de escamas y/o daños a la formación. Estas pruebas tienen un costo aproximado de 60000 US\$ para todo el piloto.

### 3.3.5 Costos asociados a la producción

La puesta en funcionamiento de la herramienta involucra la producción de fluidos y de ahí, se hace necesario tener en cuenta los costos asociados al levantamiento, tratamiento y disposición final de los mismos. Los costos asociados a la producción de fluidos en el campo Castilla se encuentran consignados en la siguiente tabla.

Tabla 17 Costos Asociados a la producción del campo Castilla

Costos	Valor
Levantamiento (Petróleo y Agua)	4 US\$/Bbl
Tratamiento del fluido (Petróleo y Agua)	0,374 US\$/Bbl
Vertimiento	0,03 US\$/Bbl
Reinyección del Agua (disposal)	0,41 US\$/Bbl
Indirectos y/o otros Servicios	0,913 US\$/Bbl

Fuente. ECOPEPETROL S.A. Abril 2012

### 3.3.6 Regalías e Impuestos

La industria petrolera se ve afectada principalmente por dos impuestos directos sobre los ingresos; las regalías (18%)<sup>34</sup> que son el derecho que tiene el Estado en el producto de la explotación de los recursos de su propiedad y el impuesto sobre la renta (35%) que se paga al fisco en función del resultado de la actividad financiera de las empresas petroleras en un año. Estos impuestos son de carácter obligatorio sin que exista ninguna contraprestación o benéfico especial.

### 3.5 PRECIO DEL PETRÓLEO

El precio del crudo es parte fundamental durante la evaluación de proyectos de inversión en la industria petrolera, para Colombia el crudo de referencia es el WTI (*West Texas Intermediate*), el cual es el crudo referente para el mercado de los Estados Unidos, cotizado en la bolsa de valores de New York, con características de un crudo de muy alta calidad, ligero con 39,6 °API y dulce con contenido de azufre de solo 0,24%.

Desde 1985, Colombia ha medido la venta de su petróleo con base en el WTI, pero durante el 2011 comenzó un proceso de migración hacia la referencia Brent<sup>35</sup>.

La producción del campo Castilla genera un tipo de crudo pesado de 18,8°API y 1,97% de azufre, que resulta de la mezcla de crudo Castilla con otros crudos pesados producidos en campos de los llanos (Castilla Blend). Actualmente el crudo de referencia para algunas exportaciones del campo Castilla es el Brent, crudo de referencia para el mercado europeo, el precio de referencia Brent se cotiza en la International Petroleum Exchange (IPE) de Londres.

---

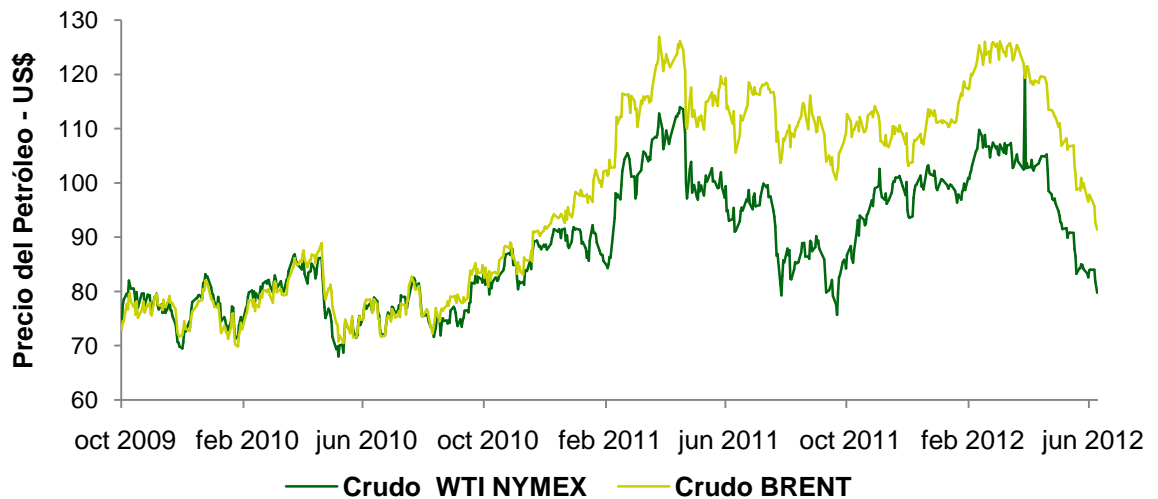
<sup>34</sup> Según Ley 756 del 2002, Artículo 16 y la producción diaria promedio del campo Castilla de 105 KBOPD Reportada por ECOPETROL S. A.- GERENCIA REGIONAL CENTRAL, Abril 2012.

<sup>35</sup> <http://www.dinero.com/negocios/articulo/cuestion-metodo/143123>

El Brent debe a su nombre a un yacimiento petrolífero del mar del norte descubierto en 1972 por Shell. Se trata de un crudo ligero con 38,3 grados API y un contenido de azufre del 0,37% (crudo dulce).

Sin embargo, la referencia que se va a utilizar para el desarrollo del piloto de éste proyecto será el WTI. Asimismo, se realizó una comparación del precio del petróleo entre las dos referencias desde el 2009 al 2012, con el fin de observar la variación y la tendencia de los mercados en los últimos años.

Figura 29 Precio del petróleo 2009-2012



Fuente. Autores

El valor de venta varía en función de las características del crudo a negociar, adicionalmente la variación de los precios del petróleo se debe a múltiples factores tales como, la inestabilidad política y economía mundial, agentes climáticos o la inflación y fluctuación del dólar o moneda de referencia.

Se hace necesario comprender la tendencia de los precios del petróleo para la evaluación financiera del proyecto y para obtener un análisis más realista durante la simulación Montecarlo. Para el caso base, se asumirá un precio del petróleo de 85 US\$/Bbl, y una vez descontados los impuestos, las regalías y los costos

asociados a la producción del campo Castilla se obtiene un precio de venta de 30,52 US\$/Bbl.

Tabla 18 Precio de venta de un barril de petróleo

Precio Base del petróleo (WTI NYMEX )		85	US\$/Bbl
Ajuste por calidad del petróleo	80% %	68	US\$/Bbl
Regalías	18% %	55,76	US\$/Bbl
Impuesto de renta	35% %	36,244	US\$/Bbl
Levantamiento	4 US\$/Bbl	32,244	US\$/Bbl
Tratamiento	0,374 US\$/Bbl	31,87	US\$/Bbl
Vertimiento	0,03 US\$/Bbl	31,84	US\$/Bbl
Reinyección del Agua (Disposal)	0,41 US\$/Bbl	31,43	US\$/Bbl
Indirectos y/o otros	0,913 US\$/Bbl	30,517	US\$/Bbl
<b>Precio Venta del Petróleo</b>		<b>30,517</b>	<b>US\$/Bbl</b>

Fuente. ECOPETROL S.A.

### 3.6 FLUJOS DE EFECTIVO

Los flujos de efectivo consisten en un esquema sistemático que presenta los flujos generalizados de dinero para el desarrollo del proyecto, siendo la secuencia de entradas y salidas del capital durante el tiempo de ejecución o un período determinado. La evaluación del piloto fue realizada a un período de 5 años, aunque el funcionamiento de la herramienta podrá ser verificado y corroborado en los primeros meses tras la instalación.<sup>36</sup> (Ver anexo 12)

Para el análisis financiero se tuvo presente que los flujos de caja sin la implementación de la tecnología DOWS se limitan a los ingresos por la venta del petróleo, debido a que todos los costos asociados a la producción se encuentran cargados al precio de venta del petróleo. Sin embargo, los flujos de caja del piloto, no incluyen la producción de los 6 días requeridos para la instalación del sistema.

<sup>36</sup> Foro Tecnológico Ecoeficiencia-Operación ecoeficiente de instalaciones, Aguas de producción-DHOWS, Mayo 16 – 18 de 2012, ECOPETROL S.A.

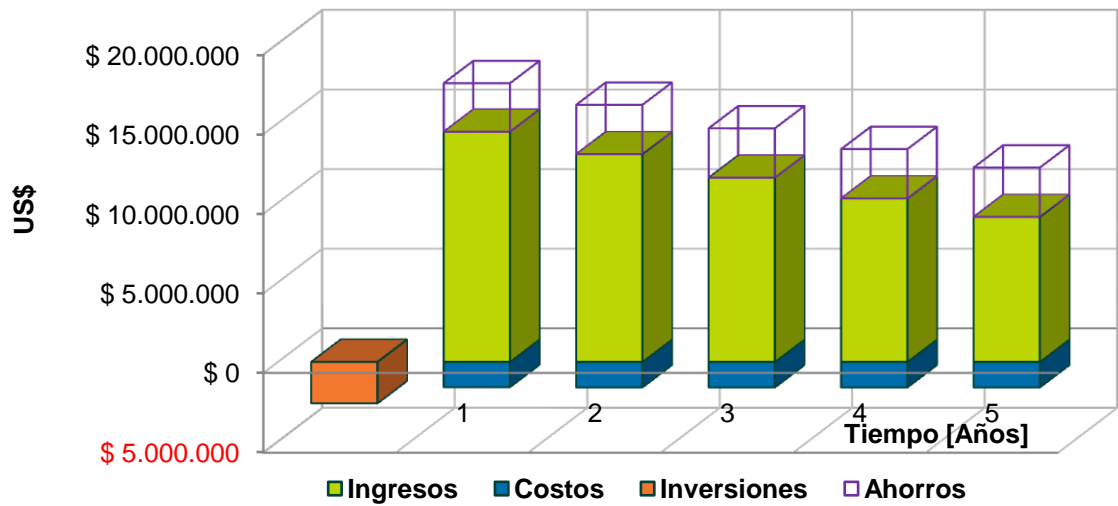
Tabla 19 Flujo de caja para el piloto

<b>Parámetros de cálculo</b>						
Período [Años]	1	2	3	4	5	
Petróleo sin DOWS [Bbl]	481865	427376	379048	336186	298170	
Petróleo DOWS [Bbl]	473501	427376	379048	336186	298170	
Agua en Superficie sin DOWS [Bbl]	10694435	10748924	10797252	10840114	10878130	
Agua en Superficie con DOWS [Bbl]	2968361	3072011	3120338	3163201	3201217	
Agua Inyectada a la Formación [Bbl]	7550718	7676914	7676914	7676914	7676914	
<b>Inversiones</b>						
Estimulación zona de Inyección	\$ 1.500.000,00					
Prueba de Inyectividad	\$ 590.000,00					
Costos de Laboratorio	\$ 60.000,00					
Workover	\$ 450.000,00					
Total de inversiones	\$ 2.600.000,00					
<b>Ingresos Netos</b>						
Venta del Petróleo sin DOWS	\$ 14.705.065,10	\$ 13.042.222,76	\$ 11.567.413,91	\$ 10.259.375,79	\$ 9.099.250,06	
Venta del Petróleo Incremental	\$ 255.242,39	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
Venta del Petróleo con DOWS	\$ 14.449.822,71	\$ 13.042.222,76	\$ 11.567.413,91	\$ 10.259.375,79	\$ 9.099.250,06	
<b>Ahorros tras la aplicación de la Tecnología</b>						
Tratamiento del Agua	\$ 2.823.968,44	\$ 2.871.165,69	\$ 2.871.165,69	\$ 2.871.165,69	\$ 2.871.165,69	
Vertimiento del Agua (100%)	\$ 226.521,53	\$ 230.307,41	\$ 230.307,41	\$ 230.307,41	\$ 230.307,41	
Reinyección Disposal (0%)	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
Total de Ahorros	\$ 3.050.489,98	\$ 3.101.473,09	\$ 3.101.473,09	\$ 3.101.473,09	\$ 3.101.473,09	
<b>Costos de la aplicación de la Tecnología</b>						
Alquiler ESP-DOWS	\$ 677.075,00	\$ 677.075,00	\$ 677.075,00	\$ 677.075,00	\$ 677.075,00	
Energía para la Inyección	\$ 906.086,13	\$ 921.229,63	\$ 921.229,63	\$ 921.229,63	\$ 921.229,63	
Total costos de la aplicación de la Tecnología	\$ 1.583.161,13	\$ 1.598.304,63	\$ 1.598.304,63	\$ 1.598.304,63	\$ 1.598.304,63	
Rentabilidad de los pozos del piloto DOWS	\$ 2.600.000,00	\$ 15.917.151,56	\$ 14.545.391,22	\$ 13.070.582,37	\$ 11.762.544,26	\$ 10.602.418,52
Flujo de Caja Acumulado de los 5 pozos	\$ 2.600.000,00	\$ 13.317.151,56	\$ 27.862.542,78	\$ 40.933.125,15	\$ 52.695.669,40	\$ 63.298.087,93
<b>Flujo de Caja generado por el piloto</b>						
Flujo de Caja generado por el piloto	\$ 2.600.000,00	\$ 1.212.086,46	\$ 1.503.168,46	\$ 1.503.168,46	\$ 1.503.168,46	\$ 1.503.168,46
Flujo de Caja Acumulado generado por el piloto	\$ 2.600.000,00	\$ 1.387.913,54	\$ 115.254,92	\$ 1.618.423,38	\$ 3.121.591,84	\$ 4.624.760,31

Fuente. Autores

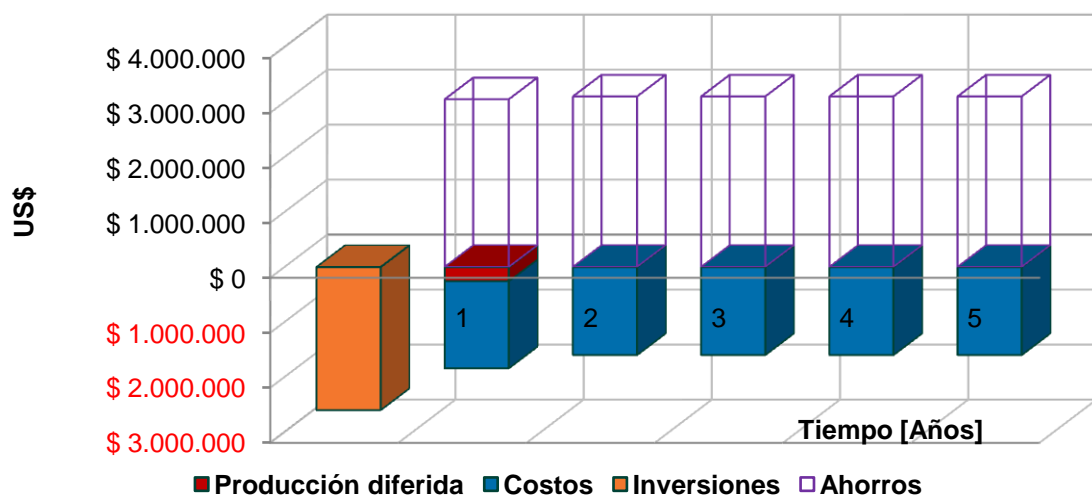
Una manera gráfica adecuada de representar los flujos de efectivo es por medio de una línea de tiempo donde en la parte inferior se traza la magnitud de los costos e inversión inicial, mientras en la parte superior se representa la magnitud de los ingresos y la diferencia se convierte en las ganancias para cada período de tiempo.

Figura 30 Flujo de efectivo total de los pozos del piloto DOWS



Fuente. Autores

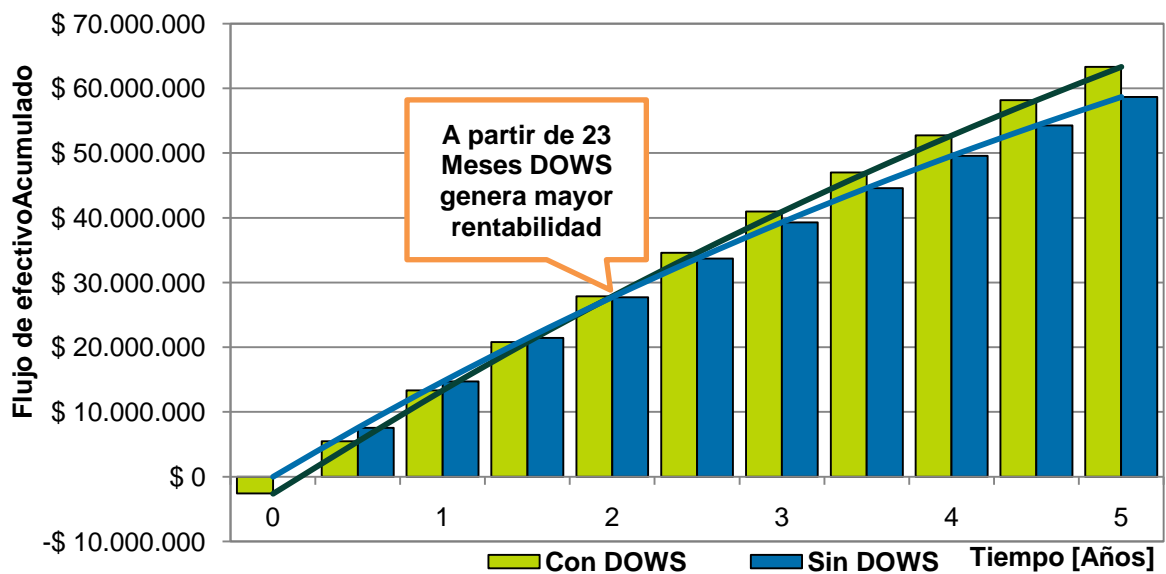
Figura 31 Flujos de efectivo para el piloto DOWS



Fuente. Autores

Al comparar los flujos de efectivo, de las dos alternativas (con DOWS y sin DOWS) con el fin de conocer cual genera mejores beneficios económicos a largo plazo, se observa que a partir de 23 meses los flujos de efectivo con DOWS generan una mayor rentabilidad acompañada de una reducción significativa de los volúmenes de agua en superficie.

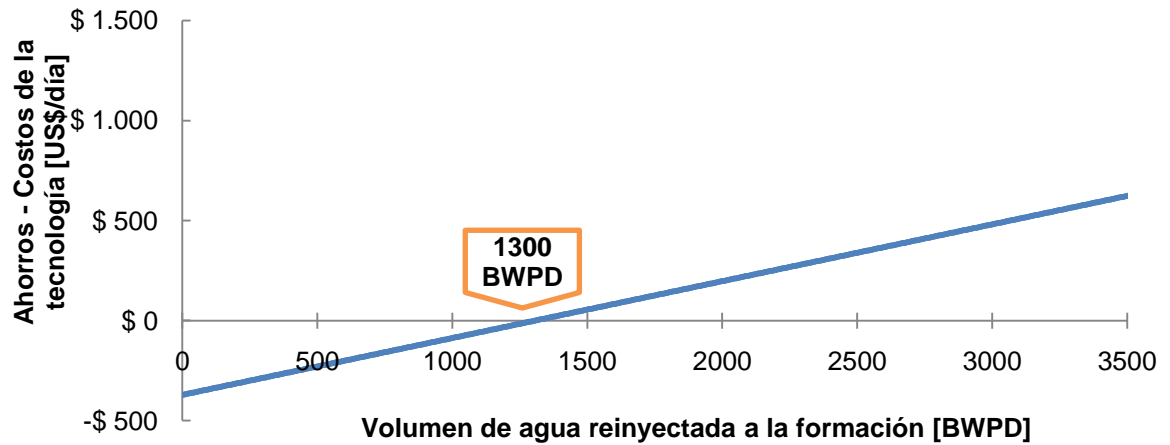
Figura 32 Flujos de efectivo con DOWS y sin DOWS



Fuente. Autores

Para cubrir los costos adicionales que genera la utilización de la tecnología como lo son, el alquiler (371US\$/día) y la energía necesaria para inyectar un barril de agua (0,12 US\$/Bbl), con los ahorros generados por el tratamiento (0,374 US\$/Bbl) y el vertimiento (0,03 US\$/Bbl), se requiere inyectar mínimo 1300 BWPDP/pozo, lo que nos indica que para generar beneficios económicos adicionales se tendrán que seleccionar pozos con una producción de agua mínima de 2000 BWPDP.

Figura 33 Volumen de agua mínima para generar beneficios económicos



Fuente. Autores

### 3.7 MÉTODOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO

Conocidos el valor de la inversión y los flujos de efectivo respectivos del piloto, se procede a evaluar económicamente la viabilidad bajo diferentes criterios; para ello se utilizarán diferentes métodos de análisis, tales como el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el tiempo de recuperación de la inversión (PAYBACK) y la relación costo-beneficio (RCB).

#### 3.7.1 Valor Presente Neto (VPN)

El valor presente neto (VPN), es un procedimiento que permite calcular el valor actual de un determinado número de flujos de efectivo en un futuro; el método consiste en calcular el valor presente del flujo de ingresos que se espera genere el proyecto, menos los costos asociados a la inversión. Adicionalmente el método descuenta una determinada tasa o interés igual para todo el período establecido, la tasa considerada por ECOPETROL S.A. para éste tipo de proyectos es del 12% anual, siendo así, la forma de evaluar los recursos económicos esperados a lo largo de la vida útil del proyecto y compararlos para una oportunidad de negocio.

El VPN puede ser calculado de la siguiente forma.

$$VPN = \sum_{n=0}^n \frac{\text{Flujo de Efectivo}}{(1 + i)^n}$$

Donde

n: Número de períodos considerados

i: Tasa de interés

Tabla 20 VPN del piloto

Valor Presente Neto			
Tasa de Descuento		12 %	Anual
Período		5 Años	Años
	Con DOWS	Sin DOWS	
VPN total de los pozos	\$ 46.002.028,18	\$ 43.443.336,92	US\$
<b>VPN del piloto</b>	<b>\$ 2'558.691,25</b>	--	US\$

Fuente. Autores

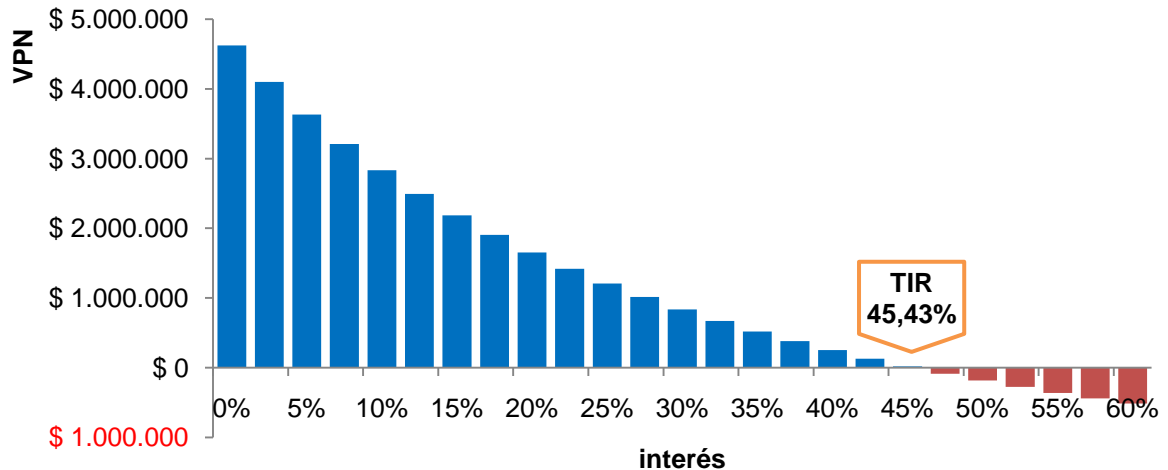
El valor del VPN del piloto es de US\$ 2'558.691,25 y el VPN total de los 5 pozos seleccionados para el piloto teniendo en cuenta la producción de petróleo con DOWS es de US\$ 46.002.028,18 y comparado con el VPN de los 5 pozos seleccionados sin DOWS es de US\$ 43.443.336,92, indica que la tecnología además de generar beneficios en la reducción de la producción de agua, genera beneficios en lo económico y teniendo en cuenta que ha futuro los beneficios son mayores, se considera que basados en este criterio el proyecto es totalmente viable.

### 3.7.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno es la tasa que iguala el valor presente neto a cero para el cálculo del valor crítico de rentabilidad; donde a partir de ésta tasa se pueden presentar pérdidas y por debajo se evidencian las ganancias. Gráficamente la TIR

se representa como el punto de corte con el eje X, en una grafica del VPN vs interés.

Figura 34 TIR para el piloto a partir de VPN vs interés



Fuente. Autores

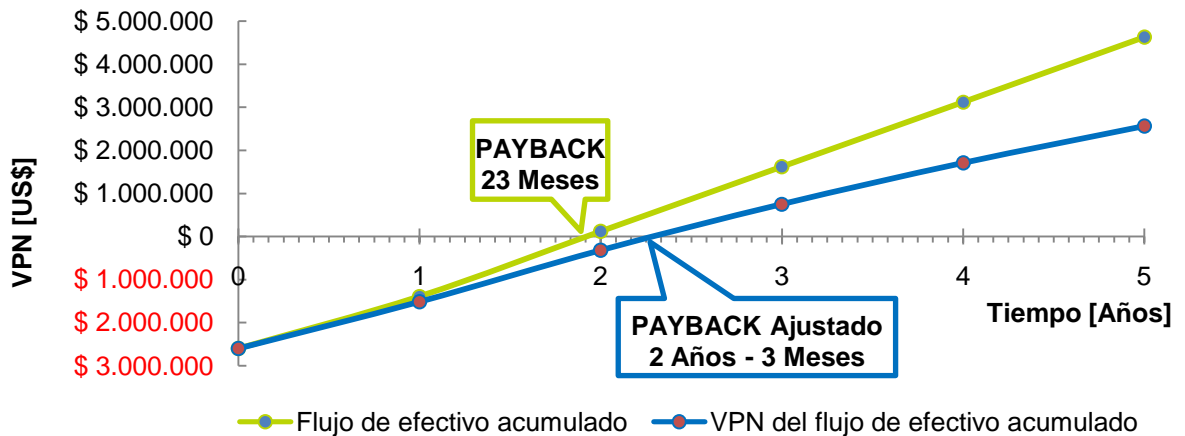
Como se tiene una TIR para el piloto de 45,43% y la tasa de oportunidad es del 12%, se considera viable el proyecto, pues cuando la tasa de interna de retorno es mayor que la tasa de oportunidad el proyecto es aceptable basado en este criterio.

### 3.7.3 Tiempo de recuperación (PAYBACK TIME)

El tiempo de recuperación de la inversión o Payback Time es una estimación aproximada del tiempo necesario para recuperar los dineros invertidos en el negocio a través de los flujos de efectivo generados por el proyecto, para éste caso cuando la inversión sea cubierta por la diferencia entre costos y ahorros.

El tiempo de recuperación para el piloto fue estimado en 1 año y 11 meses, y al realizar el ajuste del valor de los flujos en el tiempo (VPN de los flujos de efectivo) se encontró un tiempo de 2 años y 3 meses. Éste parámetro es fundamental en la mayoría de las evaluaciones económicas, ya que es de vital importancia para las expectativas de la empresa.

Figura 35 PAYBACK TIME para el piloto



Fuente. Autores

### 3.7.4 Relación Costo-Beneficio

La relación costo-beneficio (RCB), también conocida como índice neto de rentabilidad, es un indicador económico adimensional que relaciona el valor presente neto de los ingresos con el valor presente neto de los egresos para un período determinado, que en éste caso es de 5 años.

Tabla 21 RCB del piloto

VPN Ingresos	\$ 10.906.700,77
VPN Egresos	\$ 8.348.009,52
<b>RCB del piloto</b>	<b>1,31</b>

Fuente. Autores

Como el valor resultante es mayor que 1 el proyecto es rentable quiere decir que la ingresos son superiores a los egresos por lo tanto el proyecto es viable debido a que los beneficios son superiores a los costos.

El proyecto es viable económicamente, sin embargo se tendrá que comprobar cómo el cambio de ciertas variables afecta la economía del proyecto mediante un análisis de riesgo e incertidumbre aplicado a la evaluación financiera.

#### **4. ANÁLISIS DE RIESGO E INCERTIDUMBRE APLICADO A LA EVALUACIÓN FINANCIERA**

El análisis de riesgo e incertidumbre es el proceso de estimar la probabilidad de que ocurra un acontecimiento y la magnitud de sus efectos adversos. Con este proceso se pueden determinar las posibles variaciones que se presentan en los flujos de caja esperados.

Desde el punto de vista financiero, la incertidumbre de un proyecto es una medida de la dispersión de los flujos de caja esperados, la cual puede ser medida como la desviación estándar de dichos flujos<sup>37</sup> y se puede presentar de dos formas:

- Riesgo: Contempla las probabilidades de perder dinero o que los resultados no se den como lo planeado.

- Oportunidad: Probabilidad de que los resultados del proyecto se encuentren por encima de lo planeado.

El análisis de riesgo e incertidumbre para un proyecto de separación y reinyección de agua en fondo de pozo se basa en identificar los posibles riesgos que se puedan presentar durante el desarrollo del proyecto a partir de una lluvia de ideas con representantes de diferentes niveles de autoridad y experiencia.

Luego se clasifican los riesgos en cuatro categorías básicas como son: riesgos de entorno, riesgos financieros, riesgos de atrasos en la ejecución y riesgos operacionales dentro de un proceso llamado caracterización del riesgo;<sup>38</sup> una vez clasificados los riesgos se analiza y define el grado de impacto, la probabilidad de ocurrencia y se genera la matriz de riesgos como criterio de evaluación cualitativa y semicuantitativa permitiendo definir los riesgos más críticos para la vida del proyecto.

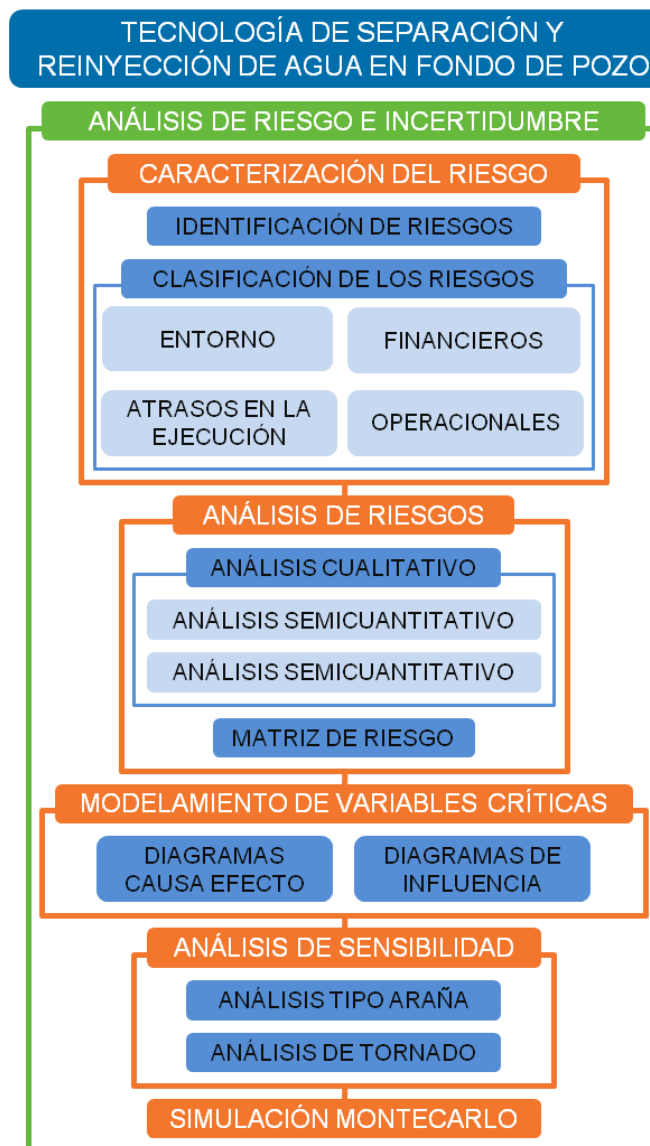
---

<sup>37</sup> BRAVO, Oscar Y SÁNCHEZ, Marleny, Gestión Integral de Riesgos Tomo I, 3ª edición, Bogotá, 2006. p.21

<sup>38</sup> *Ibid.*, p.127

Posteriormente, se modelan las variables críticas a través de diagramas causa efecto y diagramas de influencia, para finalmente realizar un análisis de sensibilidad y aplicarlo a la simulación Montecarlo que reflejará el comportamiento del mundo real a través de una distribución aleatoria en el tiempo, para generar conclusiones basados en los diferentes escenarios y tomar decisiones sobre los resultados obtenidos.

Figura 36 Proceso del análisis de riesgo e incertidumbre



Fuente. Autores

## **4.1 CARACTERIZACIÓN DEL RIESGO**

El proceso de caracterización del riesgo consiste en la identificación y clasificación de los riesgos que puedan existir en el desarrollo del proyecto de separación y reinyección de agua en fondo de pozo, definir sus causas esenciales y establecer la forma cómo afecta la vida del proyecto.<sup>39</sup>

### **4.1.1 Identificación de riesgos**

El proceso de identificación se orienta en la comprensión de los riesgos que puedan existir en las diferentes etapas del proyecto; dentro de los procedimientos para identificar este tipo de riesgos se recurrirá al método de lluvia de ideas, que es utilizado especialmente con equipos de trabajo que presentan diferentes niveles de autoridad y experiencia. Lo que se busca es la generación de la mayor cantidad de ideas o identificación de riesgos partiendo del concepto de pensamiento divergente.<sup>40</sup>

Para el éxito de la identificación es importante tener en cuenta lo siguiente:

- Promover la generación de ideas no convencionales, libres y espontáneas.
- Es más importante la cantidad de ideas que la calidad de las mismas.
- Durante la identificación no se deben clasificar las ideas como buenas ó malas.

Es trascendental enfatizar en la importancia de mirar el problema analizado desde diferentes ángulos y que permita la fácil comprensión para los demás miembros del equipo. Luego de plantear esta lluvia de ideas, se realiza una lista de chequeo para clasificar los riesgos de acuerdo a la categoría en la que presentan mayor influencia.

---

<sup>39</sup> BRAVO, Oscar Y SÁNCHEZ, Marleny, op. cit, p119

<sup>40</sup> *Ibid.*, p.131

#### 4.1.2 Clasificación de los riesgos

Existen una serie de riesgos comunes en la industria petrolera que deben considerarse al momento de identificar los riesgos del proyecto, estos a su vez, se pueden clasificar en cuatro categorías:

##### 4.1.2.1 Riesgos de entorno

Son aquellos que no dependen de fallas en los procedimientos internos de la compañía y se hacen evidentes al momento de rendir cuentas como parte de la gestión de desempeño.

Dentro de esta categoría, se reconocen algunos factores importantes cuando se planea discutir un proyecto, entre ellos están, los políticos, los económicos, los sociales y los ambientales.

Los principales riesgos de entorno a tener en cuenta durante la ejecución de un proyecto de separación y reinyección de agua en fondo de pozo son:

Tabla 22 Riesgos de entorno

Riesgos de Entorno
Agentes Climáticos
Atentado a las instalaciones
Aumento de los impuestos
Catástrofes Naturales
Corrupción administrativa
Creación de nuevos tributos
Incumplimiento de acuerdos establecidos por parte del estado
Problemas de acceso al campo y/o Pozo
Sabotaje al proyecto
Secuestro o asesinato de personal
Variación de la moneda del país

Fuente. Autores

#### 4.1.2.2 Riesgos financieros

Los riesgos financieros son más difíciles de predecir, debido a que por lo general, los encargados del proyecto no los pueden controlar y se reflejan principalmente en los ingresos, costos e inversiones a realizar.

Para el proyecto de separación y reinyección de agua en fondo de pozo se proponen como relevantes para el desarrollo los siguientes riesgos financieros:

Tabla 23 Riesgos financieros

Riesgos Financieros
Aumento de las tarifas de prestadores de servicio
Aumento en costos del tratamiento de agua
Aumento en costos del tratamiento de crudo
Caracterización inadecuada del yacimiento
Cierre del pozo
Costos de producción
Daños en la formación productora
Daños en la zona de inyección
Error en la estimación de reservas
Incremento en la instalación del programa de monitoreo
Instalación de equipos con mayor capacidad
Problemas financieros de la empresa
Problemas asociados al diseño
Realizar operaciones no programadas
Variación del precio del hidrocarburo

Fuente. Autores

#### 4.1.2.3 Riesgos de atrasos en la ejecución

Los riesgos de atrasos en la ejecución se presentan por no considerarse todos los factores que deben tenerse en cuenta durante la ejecución del cronograma inicial; incluye la mala planeación, el no contar con el personal idóneo y capacitado, problemas en la adquisición de equipos y materiales etc.; lo que genera sobrecostos a la ejecución del proyecto.

Los riesgos considerados atrasos en la ejecución para el proyecto son:

Tabla 24 Riesgos de atrasos en la ejecución

Riesgos de Atrasos en la Ejecución
Demora en la toma y ejecución de decisiones
Demora en estudio ambiental
Dificultad de consecución y transporte de los equipos
Disponibilidad de información necesaria
Falta de personal idóneo
Incumplimiento por parte intermediarios
Realización de pruebas adicionales al pozo
Recursos insuficientes
Retraso en el mantenimiento de los equipos existentes

Fuente. Autores

#### **4.1.2.4 Riesgos operacionales**

Los riesgos operacionales son los obstáculos u oportunidades que se presentan en la operación del día a día; es muy importante identificarlos basándose en diferentes conceptos y análisis históricos de otros proyectos similares, con el fin de alcanzar los objetivos y metas trazadas.

Por su naturaleza rutinaria suelen tener acciones de control y mitigación, las cuales permiten a la empresa adelantar sus labores normales evitando incidentes, ya que varios de ellos son predecibles durante la evaluación técnica del pozo.

Es muy importante comprender estos riesgos para el desarrollo del proyecto, debido a que las principales causas de fracasos se encuentran asociadas a problemas operacionales y de funcionamiento. De ahí, la importancia de realizar monitoreo y control de las variables de operación tales como: tasas de producción, relación Agua-petróleo (RAP), parámetros físico-químicos del agua de producción, relación Gas-petróleo (GOR), presión en fondo de la zonas de producción e inyección y el sistema de levantamiento (bombas), para así identificar posibles fallas del sistema y/o proceso y tomar las medidas necesaria para contrarrestar cualquier situación.

Los riesgos operacionales considerados para el proyecto son:

Tabla 25 Riesgos operacionales

Riesgos Operacionales
Abrasión en el separador de fondo
Condiciones inseguras de trabajo
Corrosión de líneas de producción y equipos
Daños en el Casing
Daños en la tubería de producción
Derrame de hidrocarburos
Errores humanos durante la instalación
Fallas en el sistema de levantamiento
Fallas en las líneas de transferencia de fluidos
Fallas en los equipos de tratamiento
Falta de electricidad
Falta de equipos adecuados para tratar el crudo
Finalización intempestiva del contrato
No hay disponibilidad de oleoductos para transporte
Pobre separación de fluidos
Realización y adecuación de nuevas obras civiles
Retiro de personal especializado

Fuente. Autores

## 4.2 ANÁLISIS DE RIESGOS

El análisis de riesgo es un proceso de valoración de riesgos de acuerdo con su grado de impacto, probabilidad de ocurrencia y las posibles acciones de mitigación durante el transcurso de las etapas del proyecto. Las primeras herramientas que se utilizarán para el análisis de riesgos serán el análisis cualitativo y semicuantitativo.

### 4.2.1 Análisis cualitativo

No todos los riesgos identificados son críticos, ni a todos se le debe prestar el mismo nivel de atención. Para asignar la mayor cantidad de recursos a los riesgos que más lo justifican, es necesario poder evaluar y priorizarlos mediante el análisis

cualitativo, en donde se procura definir la probabilidad de ocurrencia y el grado de impacto de cada uno sobre el proyecto,<sup>41</sup> para ello se recomienda seguir los siguientes pasos:

1. Definir adecuadamente el evento o escenario a analizar.
2. Estimar las consecuencias o impactos potenciales.
  - Crítico
  - Alto
  - Intermedio
  - Moderado
  - Bajo
3. Estimar la probabilidad de ocurrencia de las consecuencias.
  - Remota
  - Poco probable
  - Posible
  - Probable
  - Frecuente
4. Ubicar los riesgos en la matriz en el lugar correspondiente.

#### **4.2.2 Análisis semicuantitativo**

Debido a los problemas asociados con la subjetividad y la falta de exactitud al momento de calificar los riesgos utilizando el método cualitativo, es útil asignar valores numéricos a las escalas de la matriz, lo que se conoce como análisis semicuantitativo, y con esto se busca facilitar y precisar más en la calificación de los riesgos, sin que se requiera aún de magnitudes exactas.

El procedimiento del análisis semicuantitativo es básicamente el mismo del análisis cualitativo, simplemente que ahora a cada riesgo se le asigna un valor de impacto y de ocurrencia para su posterior organización.

---

<sup>41</sup> BRAVO, Oscar Y SÁNCHEZ, Marleny, op. cit, p.154

Las escalas a utilizar para adelantar la evaluación semicuantitativa varían de acuerdo con cada individuo u organización, dependiendo en buena medida de su grado de tolerancia al riesgo y la magnitud de las operaciones.

Para realizar el análisis semicuantitativo se utilizó una escala de 1 a 100 para calificar el grado de impacto que genera el riesgo, mientras para la probabilidad de ocurrencia se manejó una escala de 0,05 a 10, para identificarlos en la matriz de riesgos asociados con el análisis cualitativo.

Tabla 26 Probabilidad e impacto de los riesgos de entorno

RE	Riesgos de Entorno	Probabilidad	Impacto	P x I
RE1	Agentes Climáticos	1	50	50
RE2	Atentado a las instalaciones	0,5	80	40
RE3	Aumento de los impuestos	0,5	50	15
RE4	Catástrofes Naturales	0,5	20	10
RE5	Corrupción administrativa	1	60	60
RE6	Creación de nuevos tributos	0,5	10	5
RE7	Incumplimiento de acuerdos establecidos por parte del estado	1	5	5
RE8	Problemas de acceso al campo y/o Pozo	2	10	20
RE9	Sabotaje al proyecto	1	50	50
RE10	Secuestro o asesinato de personal	2	20	40
RE11	Variación de la moneda del país	5	15	75

Fuente. Autores

Tabla 27 Probabilidad e impacto de los riesgos financieros

RF	Riesgos Financieros	Probabilidad	Impacto	P x I
RF1	Aumento de las tarifas de prestadores de servicio	2	10	20
RF2	Aumento en costos del tratamiento de agua	0,5	15	7,5
RF3	Aumento en costos del tratamiento de crudo	0,5	15	7,5
RF4	Caracterización inadecuada del yacimiento	1	50	50
RF5	Cierre del pozo	1	100	100
RF6	Costos de producción	2	60	120
RF7	Daños en la formación productora	1	70	70
RF8	Daños en la zona de inyección	9	80	720
RF9	Error en la estimación de reservas	2	100	200
RF10	Incremento en la instalación del programa de monitoreo	3	10	30
RF11	Instalación de equipos con mayor capacidad	2	15	30
RF12	Problemas financieros de la empresa	1	50	50
RF13	Problemas asociados al diseño	3	50	150
RF14	Realizar operaciones no programadas	2	50	100
RF15	Variación del precio del hidrocarburo	10	60	600

Fuente. Autores

Tabla 28 Probabilidad e impacto de los riesgos de atrasos en la ejecución

RA	Riesgos de Atrasos en la Ejecución	Probabilidad	Impacto	P x I
RA1	Demora en la toma y ejecución de decisiones	2	20	40
RA2	Demora en estudio ambiental	2	30	60
RA3	Dificultad de consecución y transporte de los equipos	3	15	45
RA4	Disponibilidad de información necesaria	2	50	100
RA5	Falta de personal idóneo	7	15	105
RA6	Incumplimiento por parte intermediarios	2	15	30
RA7	Realización de pruebas adicionales al pozo	8	50	400
RA8	Recursos insuficientes	3	30	90
RA9	Retraso en el mantenimiento de los equipos existentes	2	10	20

Fuente. Autores

Tabla 29 Probabilidad y impacto de los riesgos operacionales

RO	Riesgos Operacionales	Probabilidad	Impacto	P x I
RO1	Abrasión en el separador de fondo	5	90	450
RO2	Condiciones inseguras de trabajo	0,5	15	7,5
RO3	Corrosión de líneas de producción y equipos	6	30	180
RO4	Daños en el Casing	2	60	120
RO5	Daños en la tubería de producción	2	20	40
RO6	Derrame de hidrocarburos	1	50	50
RO7	Errores humanos durante la instalación	4	90	360
RO8	Fallas en el sistema de levantamiento	5	50	250
RO9	Fallas en las líneas de transferencia de fluidos	2	50	100
RO10	Fallas en los equipos de tratamiento	2	40	80
RO11	Falta de electricidad	1	100	100
RO12	Falta de equipos adecuados para tratar el crudo	2	30	60
RO13	Finalización intempestiva del contrato	0,5	100	50
RO14	No hay disponibilidad de oleoductos para transporte	0,5	50	15
RO15	Pobre separación de fluidos	8	100	800
RO16	Realización y adecuación de nuevas obras civiles	0,5	5	2,5
RO17	Retiro de personal especializado	1	15	15

Fuente. Autores

#### 4.2.3 Matriz de riesgos

En la matriz se muestran los riesgos previamente caracterizados, donde el eje vertical representa el grado de impacto y el eje horizontal muestra la probabilidad de ocurrencia con su respectivo análisis cualitativo y semicuantitativo.

Es común que para facilitar su identificación se adicionen colores a la matriz, los cuales reflejan el nivel de gravedad en el impacto y manejo de los riesgos. A partir de la tabla de Matriz de riesgos se puede apreciar claramente qué riesgos son los

de mayor impacto (color verde oscuro) sobre la buena ejecución del proyecto y por consiguiente, sobre cuáles se hará una medición más exhaustiva.

Tabla 30 Matriz de riesgos

		Probabilidad de Ocurrencia					
		Remoto	Poco Probable	Posible	Probable	Frecuente	
		0,5	1	2	5	10	
Grado de Impacto	Crítico	100	RE2 RO13	RE5 RF5 RF7 RO11	RF6 RF9 RO4 RO5	RO1 RO7	RF8 RF15 RO15
	Alto	50	RE3 RE4 RO14	RE1 RE9 RF4 RF12 RO6	RE10 RF14 RA1 RA2 RA4 RO9 RO10 RO12	RA8 RO8 RF13	RA7 RO3
	Moderado	15	RE6 RF2 RF3 RO2	RO17	RE8 RF1 RF11 RA9	RE11 RF10 RA3	RA5
	Menor	5	RO16	RE7			
	Bajo	1					

Nivel de Riesgo	
Alto	
Medio	
Bajo	
Insignificante	

Fuente. Autores

### 4.3 MODELAMIENTO DE VARIABLES CRÍTICAS

Al identificar los riesgos es común que estos se reconozcan a partir del efecto o impacto que puedan tener sobre las utilidades u otro aspecto relevante del proyecto. Sin embargo, el riesgo no es otra cosa que la manifestación de una situación problemática que ocurre debido a causas diversas, por esta razón es importante asociar a cada uno sus motivadores y/o detonantes y con ello contribuir

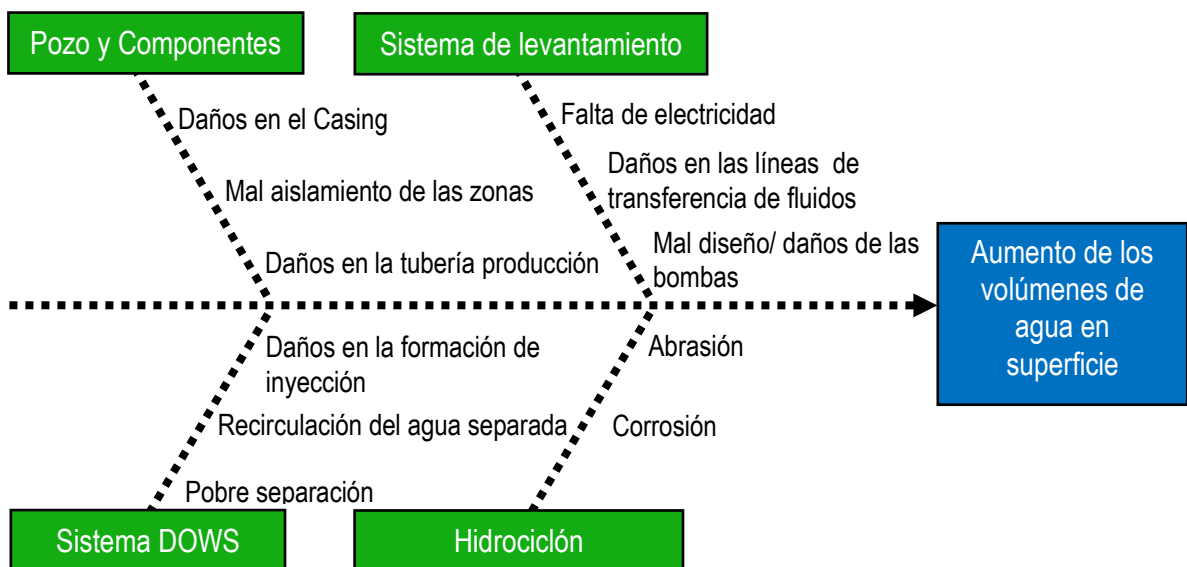
a la caracterización y descripción del mismo.<sup>42</sup> Los diagramas causa efecto y diagramas de influencia son herramientas útiles para modelar variables críticas influyentes en el proyecto. De igual forma, facilitan el diseño de mejores estrategias de mitigación que garanticen la ejecución del mismo sin sobresaltos.

### 4.3.1 Diagrama causa-efecto

El propósito de la construcción del diagrama causa-efecto es emprender acciones efectivas y económicas en el tratamiento de los riesgos, para esto es importante identificar las causas comunes y así, de esta manera diseñar planes de mejoramiento más efectivos o estrategias de mitigación.

Este diagrama está conformado por los principales riesgos, los cuales se entrelazan a partir de las consecuencias para identificar las causas comunes, también conocidas en la literatura como «drivers» de los riesgos.

Figura 37 Diagrama causa-efecto del sistema DOWS



Fuente. Autores

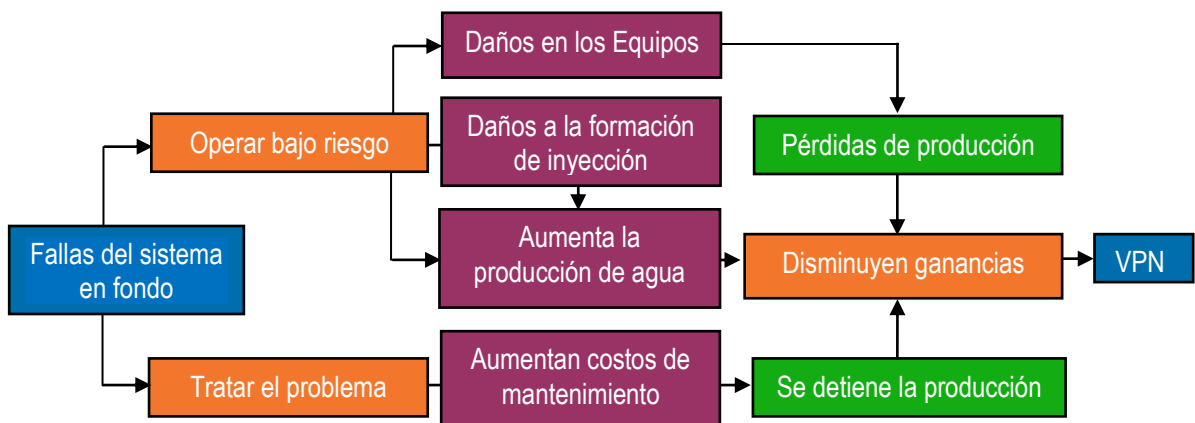
<sup>42</sup> BRAVO, Oscar Y SÁNCHEZ, Marleny, op. cit, p.138

### 4.3.2 Diagrama de influencia

Una variante de los diagramas causa-efecto lo constituyen los diagramas de influencia, los cuales adicionalmente permiten incluir diferentes cursos de acción a tomar y las decisiones asociadas.<sup>43</sup>

Los diagramas de influencia se constituyen en una herramienta útil para reflejar incertidumbres, sus causalidades, impactos y la forma en que las decisiones que se puedan tomar afectan los resultados.

Figura 38 Diagrama de influencia para fallas del sistema



Fuente. Autores

### 4.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El análisis de sensibilidad consiste en determinar cómo el valor presente neto del proyecto es afectado por el comportamiento de ciertas variables, con el fin de construir escenarios en los que se simule las situaciones cambiantes que pueden impactar al proyecto tanto positiva como negativamente.

El análisis de sensibilidad ofrece el primer acercamiento a la medición de riesgos, su importancia radica en que se trata de una herramienta simple de construir e

<sup>43</sup> BRAVO, Oscar Y SÁNCHEZ, Marleny, op. cit, p.143

interpretar; para ello, es necesario que cada riesgo que se desea analizar se encuentre especificado como una variable dentro de los flujos de caja y determinar el rango donde puede fluctuar el impacto de dicho riesgo sobre el proyecto.<sup>44</sup>

Basados en el desarrollo de la evaluación financiera y el análisis de riesgo realizado, se definieron 7 variables que intervienen en el cálculo de los flujos de efectivo y por consiguiente, en el cálculo del VPN para el piloto; igualmente, éstas variables presentan un nivel de incertidumbre que será definido con un valor mínimo, probable (caso base) y máximo dentro del cual podría fluctuar cada variable.

Tabla 31 Variables definidas con nivel de incertidumbre

Variable	Mínimo	Probable (Caso Base)	Máximo	Unidad
Precio del Petróleo WTI	80,00	85,00	120,00	US\$/Bbl
Petróleo Incremental	-5%	0%	30%	%
Eficiencia separación en fondo	40%	72%	85%	%
Tasa de Declinación	0,80%	1,00%	2,00%	Mensual
Workover	13.000,00	15.000,00	20.000,00	US\$/día
Costo de energía por mala Inyectividad	0	0,12	0,2	US\$/Bbl
Vertimiento/Reinyección	90%	100%	--	%

Fuente. Autores

Durante la evaluación de este proyecto se utilizarán dos esquemas de análisis de sensibilidad, el análisis tipo tornado y el análisis tipo araña, los cuales presentan el comportamiento de una variable en los flujos del proyecto.

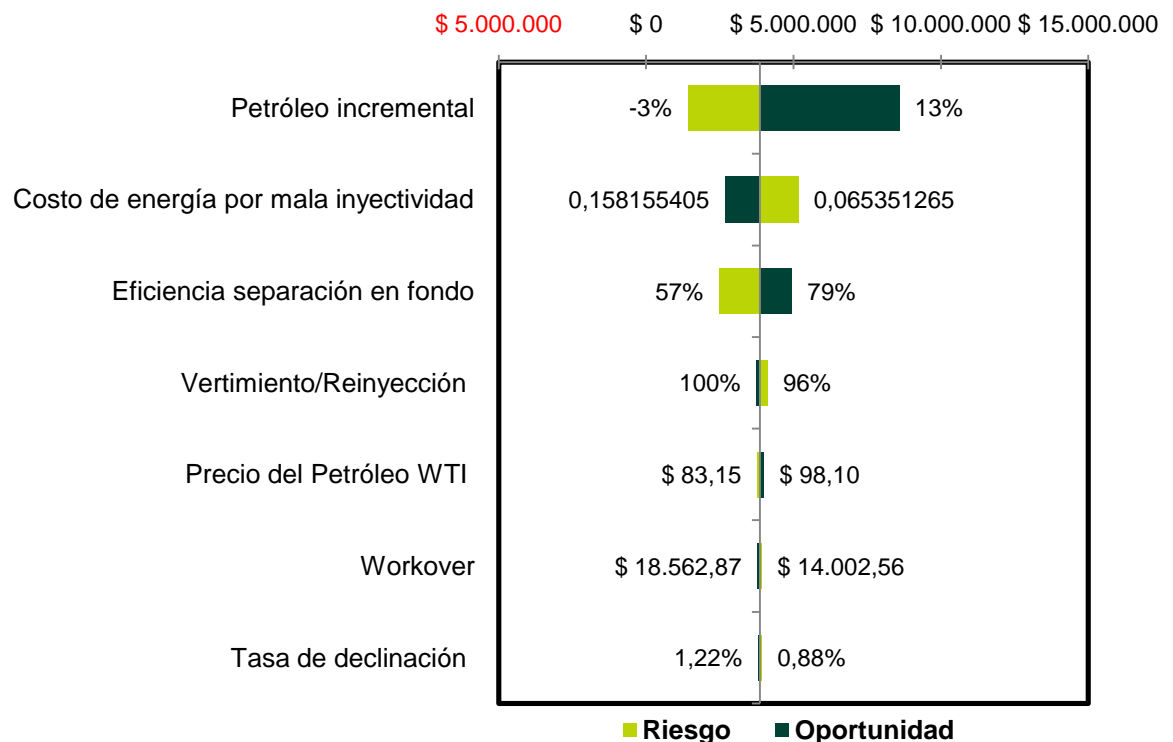
#### 4.4.1 Análisis tipo tornado

El análisis tipo tornado presenta la información de una manera más completa para el analista y para quien toma la decisión, su nombre hace referencia a la

<sup>44</sup> BRAVO, Oscar Y SÁNCHEZ, Marleny, op. cit, p.145

organización de las variables, ya que se presentan de acuerdo al nivel de impacto en los flujos de efectivo y se extienden dependiendo de la variación del VPN a partir del caso base, el color oscuro representa el aumento y el color claro la disminución del valor de la variable, si la relación es directamente proporcional (aumenta la variable aumenta el VPN) la barra de color oscuro aumenta hacia la derecha de lo contrario aumenta hacia la izquierda.<sup>45</sup>

Figura 39 Análisis tipo tornado para el VPN del piloto



Fuente. Crystal Ball®

Como se puede observar la variable que tiene un mayor impacto sobre los flujos de efectivo es el petróleo incremental, esto quiere decir que si la tecnología presenta incrementos en la producción de petróleo, aumentará el VPN y por lo tanto los beneficios económicos incrementarían notablemente; sin embargo, para

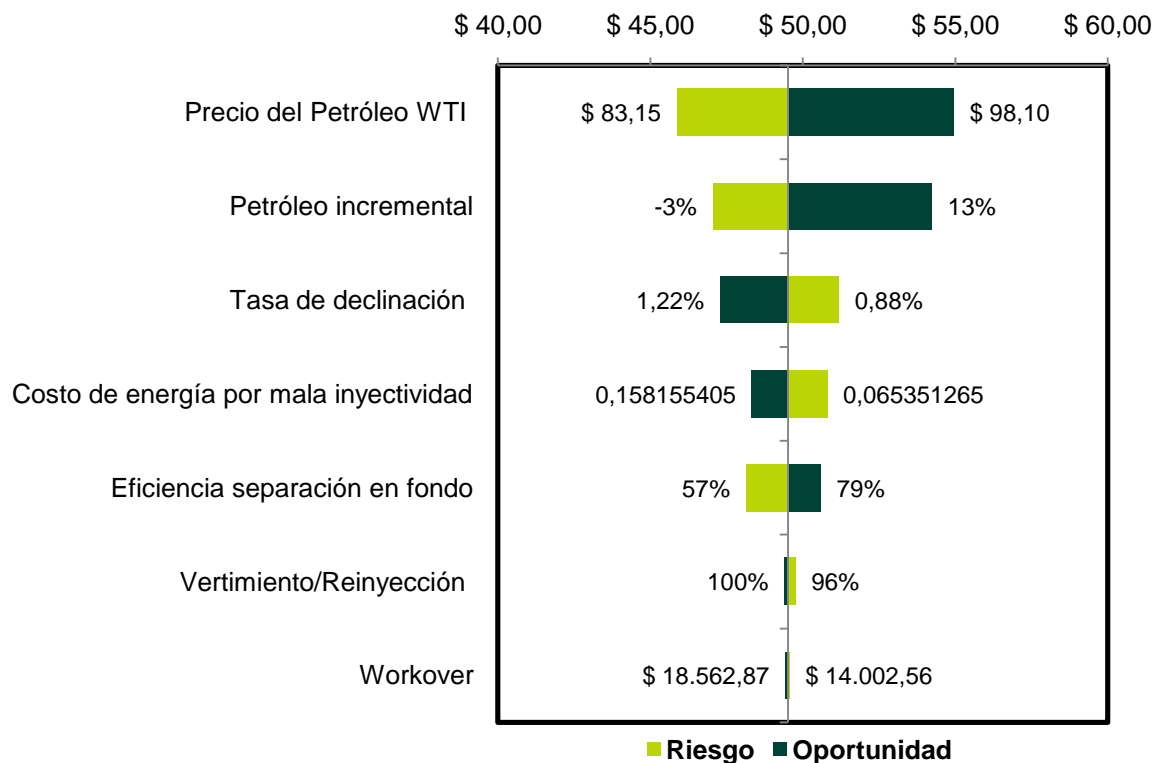
<sup>45</sup> BRAVO, Oscar Y SÁNCHEZ, Marleny, op. cit, p.289

el caso base se asumió que tras la instalación de la tecnología la producción de petróleo permanecería igual.

Es necesario prestar atención a los costos de la energía por mala inyectividad, debido al impacto negativo que genera sobre el VPN del proyecto, ya que la convierte en una de las variables que debe ser monitoreada durante la ejecución del piloto para establecer un rango de confiabilidad y ajustar los flujos de efectivo de acuerdo a los resultados.

En el caso de la eficiencia de la separación en fondo se observa que si se aumenta, se van a generar grandes ahorros, debido a la cantidad de agua retenida en fondo y si por el contrario, ésta variable disminuye, se estarían reduciendo los beneficios reflejados en la reducción de los volúmenes de agua en superficie.

Figura 40 Análisis tipo tornado para el VPN de los pozos con DOWS



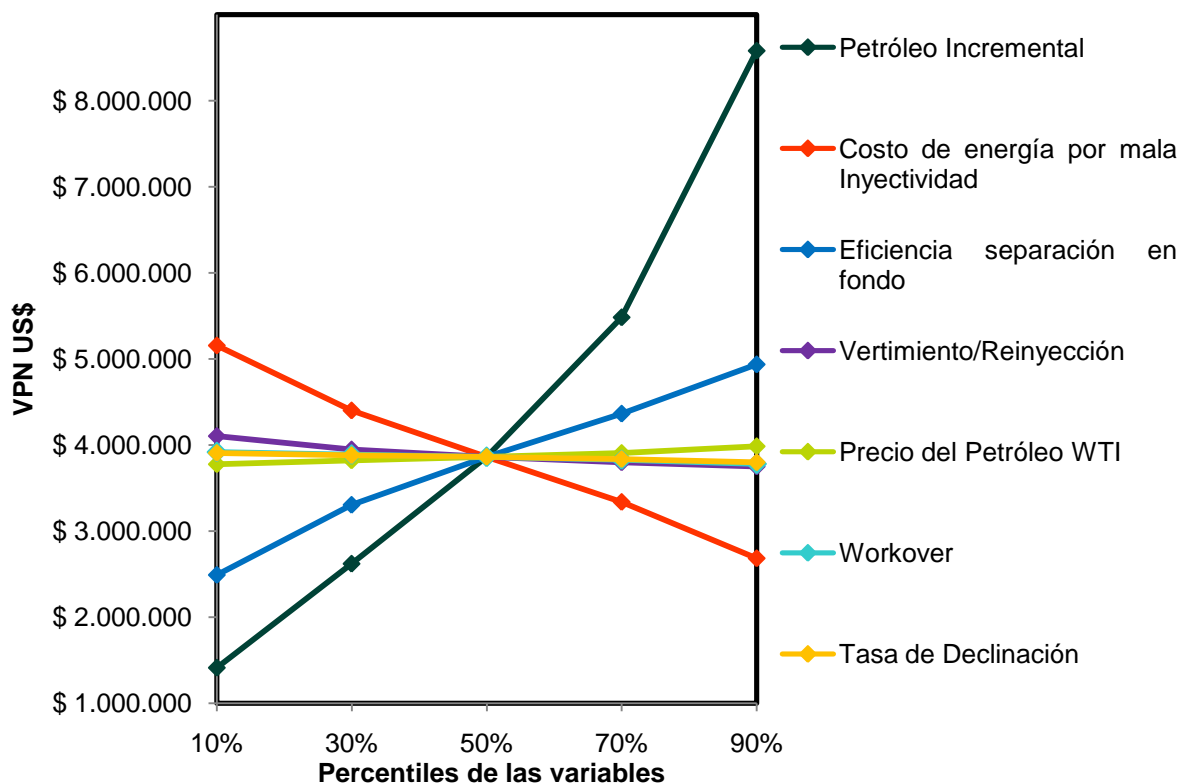
Fuente. Crystal Ball®

Por otra parte, al analizar los ingresos generales de los pozos seleccionados para el piloto, se observa que la fluctuación del precio del petróleo juega un papel importante y de igual manera, influirá al momento de presentarse incrementos en la producción del petróleo durante la ejecución del piloto.

#### 4.4.2 Análisis tipo araña

El análisis tipo araña permite establecer el impacto porcentual de la variación de las incertidumbres presentes y mostrarlos de manera gráfica. Se utiliza como complemento del análisis tipo tornado, ofreciendo la ventaja de que deja apreciar si el comportamiento de las variables es lineal o no<sup>46</sup>.

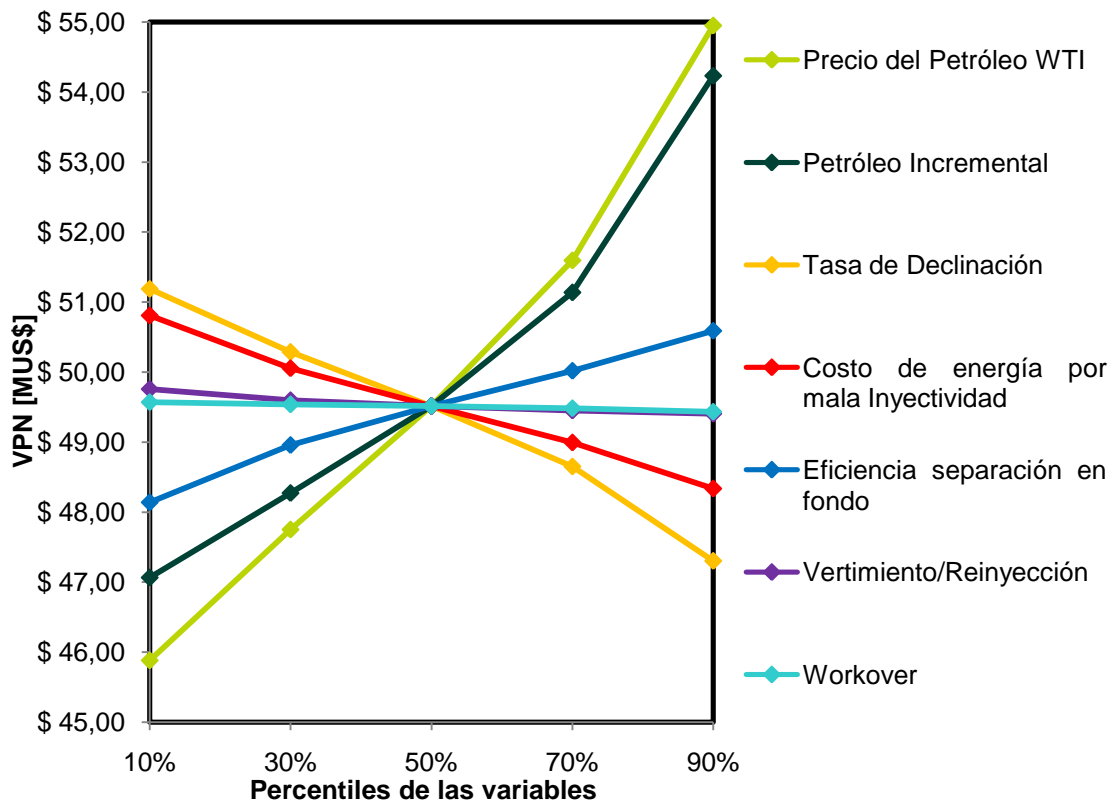
Figura 41 Análisis tipo Araña para el VPN del piloto



Fuente. Crystal Ball®

<sup>46</sup> BRAVO, Oscar Y SÁNCHEZ, Marleny, op. cit, p.289

Figura 42 Análisis tipo Araña para el VPN de los pozos con DOWS



Fuente. Crystal Ball®

Las gráficas muestran que para cada uno de los parámetros, se varió el valor en un determinado rango de porcentajes respecto a su valor original y se observa la utilidad esperada (ver anexo 13). La magnitud de la pendiente de cada segmento de recta es un indicador del impacto sobre los flujos de efectivo, a mayor pendiente mayor impacto.

Por consiguiente, los análisis de sensibilidad tipo tornado y araña son complementarios, puesto que muestran en forma similar las mismas tendencias, tanto como para el VPN del piloto, como para el VPN de los pozos con DOWS, pues en el análisis tipo araña las variables que más impactan el VPN se encuentran organizadas en orden de importancia respectivamente. Sin embargo, el análisis tipo tornado es más fácil de leer e interpretar, por ello es más empleado.

Como se puede observar, el análisis de sensibilidad nos permite identificar las variables críticas, lo cual conlleva a poder enfocar los esfuerzos y las acciones en mitigar la incertidumbre del riesgo definido, esto contribuye de manera significativa al éxito del proyecto. Cuando se desea analizar la importancia absoluta de las variables dentro de los análisis de sensibilidad de tornado y araña, se deben emplear percentiles de las incertidumbres evaluadas<sup>47</sup>.

Sin embargo, el análisis de sensibilidad tiene una gran limitación al no permitir ver el efecto de modificar las variables de forma simultánea entre sí, por lo que se debe realizar un análisis más realista para poder observar cómo influye en la economía del proyecto.

#### **4.6 SIMULACIÓN MONTECARLO**

Al realizar un análisis de sensibilidad para evaluar una situación incierta se recurre al planteamiento de escenarios buscando hacerse una idea de lo que pueda ocurrir en el futuro. Sin embargo, esos escenarios por bien seleccionados que puedan estar son limitados, ya que en la realidad puede ocurrir cualquier cosa y lo ideal es estar preparados para evaluar cualquier tipo de situación posible.

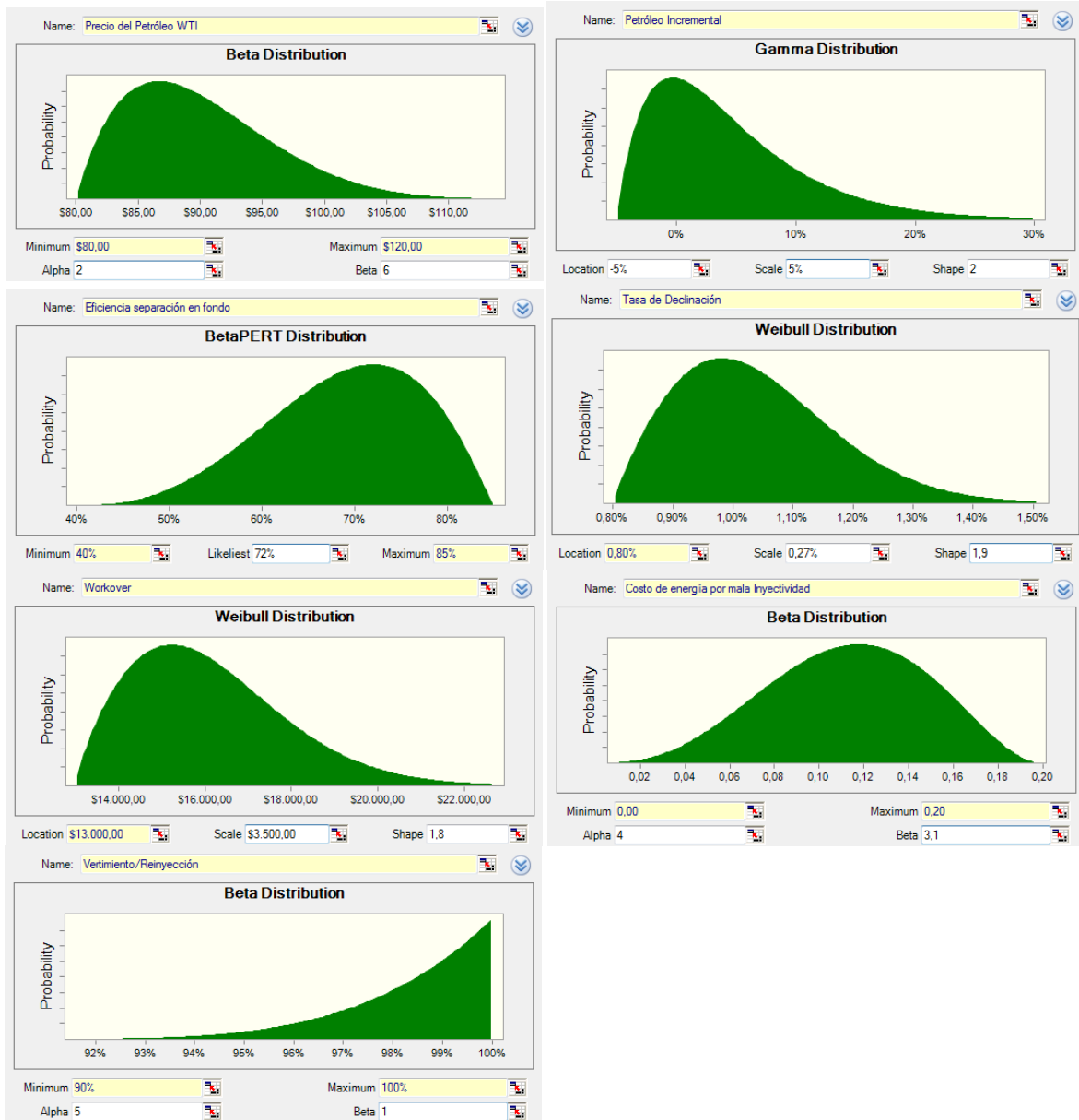
El propósito de la simulación Montecarlo es imitar el mundo real a partir de la utilización de un modelo matemático que permita estudiar las propiedades y características de la situación analizada, para generar conclusiones y tomar decisiones basados en los resultados.

El análisis parte del modelo estático para posteriormente generar el modelo dinámico incluyendo el rango de sensibilidad y distribución de probabilidades de las variables aleatorias de acuerdo a un análisis de las condiciones donde podrían fluctuar estos valores, para luego aplicar un análisis estadístico y establecer escenarios basados en los resultados obtenidos. (ver anexo 14)

---

<sup>47</sup> BRAVO, Oscar Y SÁNCHEZ, Marleny, op. cit, p.292

Figura 43 Distribución de probabilidades de las variables aleatorias



Fuente. Crystal Ball®

Una vez identificadas las variables aleatorias con su respectiva distribución de probabilidad, se generan muestras aleatorias a través de un software para las variables establecidas y se analiza el comportamiento del sistema ante los valores generados, para ello se dispondrá de 10.000 observaciones (escenarios posibles) sobre el comportamiento del sistema, debido a que a cuanto mayor sea el número de veces, más preciso será el análisis.

El software Crystal Ball® permite la construcción de modelos en combinación con Excel®. Una vez instalado, genera una nueva categoría dentro de las funciones que tiene Excel®, contiene una serie de macros que realizan los procesos de definición e incorporación de distribución de probabilidad a variables aleatorias definidas como celdas, la simulación Montecarlo y la generación de reportes gráficos como los histogramas de frecuencia (ver anexo 15).

#### 4.5.1 Histogramas de frecuencia y análisis de escenarios

Los histogramas son diagramas de barras útiles para expresar la variación de los múltiples resultados de la simulación, indica cual es la frecuencia y el valor del VPN de cada escenario posible.

Es común utilizar para resumir los escenarios un análisis estadístico utilizando los percentiles (P) como medida de posicionamiento dentro de los histogramas de frecuencia, donde el P10 es el escenario pesimista, el P50 es el escenario neutral y el P90 es el escenario optimista, esto no significa que no se puedan generar otros escenarios, es un criterio de la persona que evalúa y se debe tener en cuenta que a mayor sea el percentil seleccionado más optimista será el análisis.

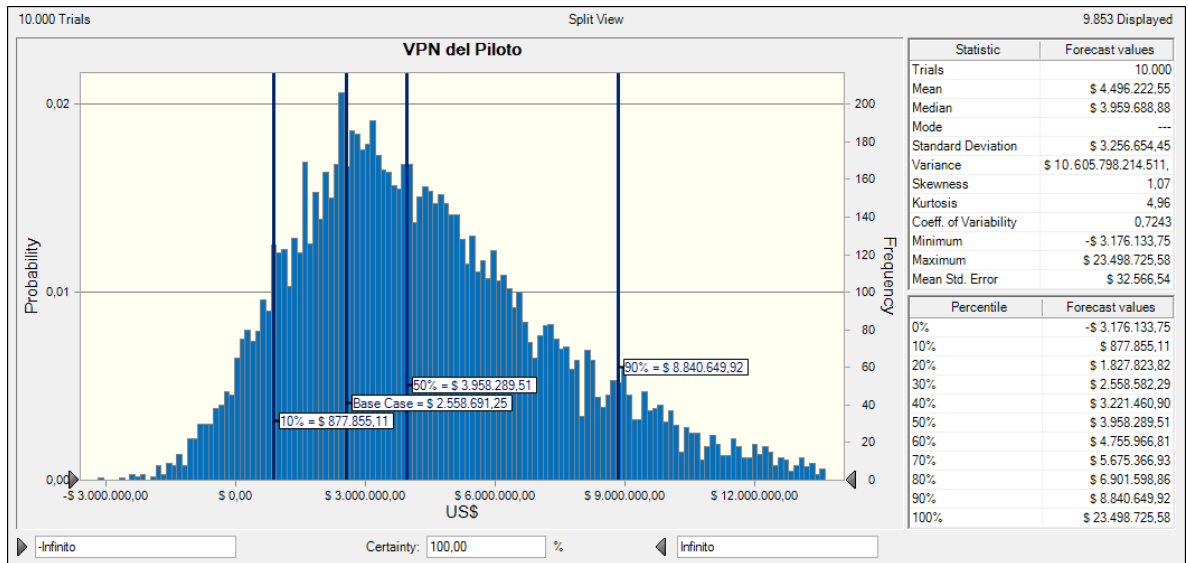
Los resultados de la simulación Montecarlo se resumen en los tres escenarios planteados, de los cuales ninguno reporta un VPN negativo por lo que la ejecución del piloto tendría poca probabilidad de perder dinero a los 5 años del análisis.

Tabla 32 Resultados de la simulación Montecarlo para el piloto DOWS

Escenario	VPN (US\$)
Escenario Optimista (P90)	8'840.649,92
Escenario Conservador (P50)	3'958.289,51
Escenario Pesimista (P10)	877.855,11

Fuente. Crystal Ball®

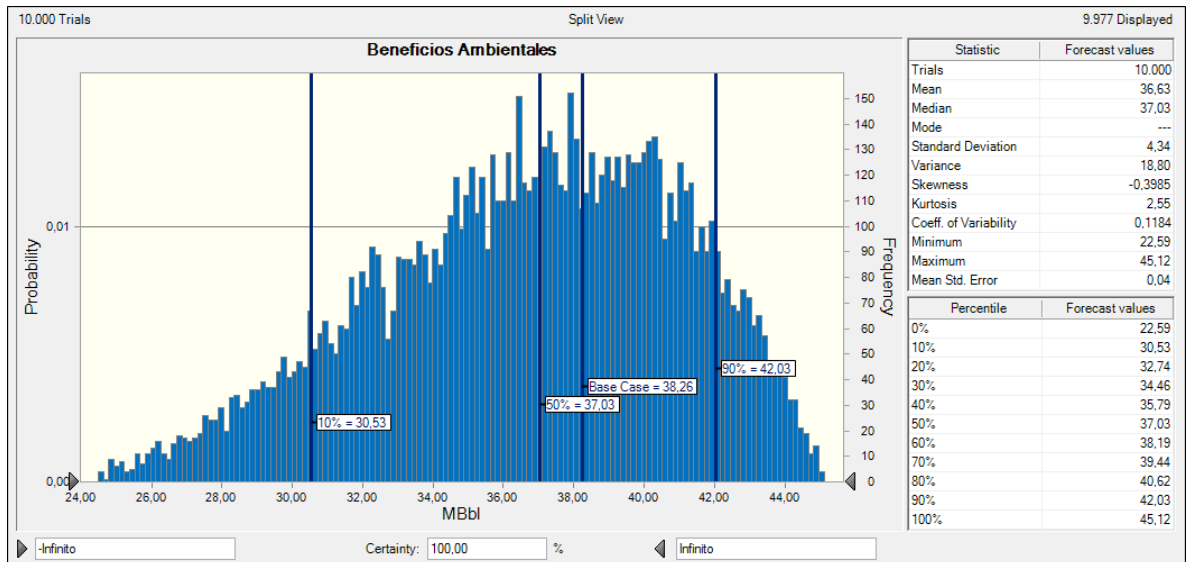
Figura 44 Histograma de frecuencia para la variación del VPN del piloto



Fuente. Crystal Ball®

De igual forma, se realizó un análisis de cuáles podrían ser los beneficios ambientales representados en los volúmenes de agua que se dejen de producir en superficie obtenidos tras la ejecución del piloto a los 5 años propuestos.

Figura 45 Histograma de frecuencia para los beneficios ambientales del piloto



Fuente. Crystal Ball®

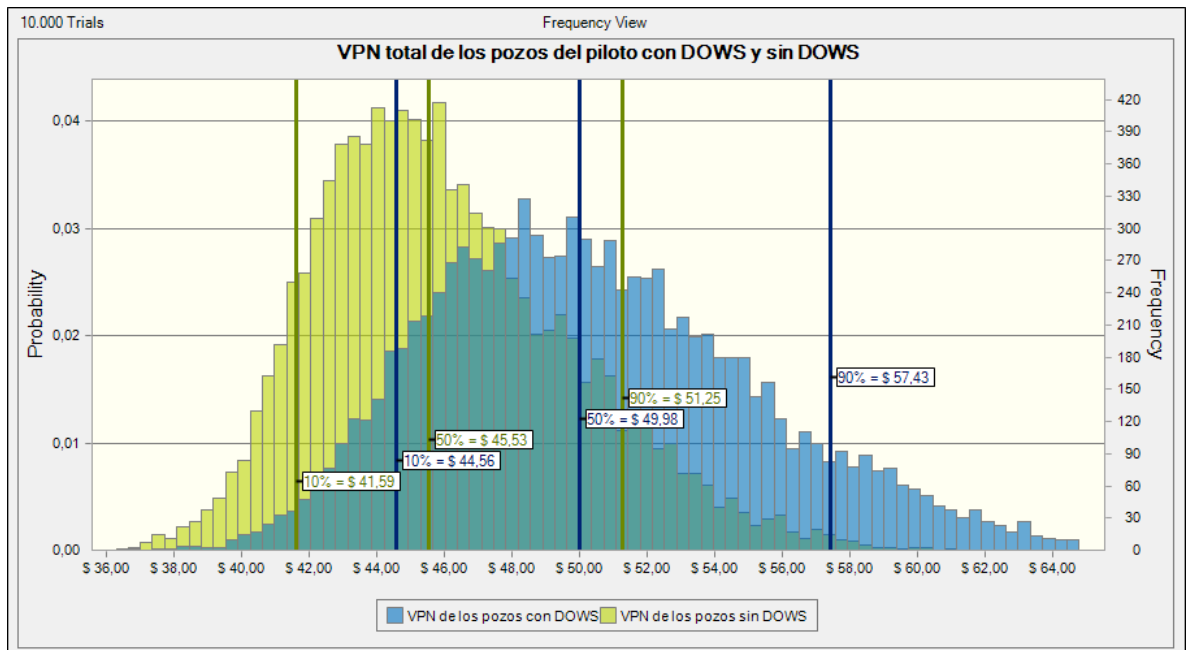
Tabla 33 Resultados de la simulación para beneficios ambientales del piloto

Escenario	MBbl
Escenario Optimista (P90)	42.03
Escenario Conservador (P50)	37.03
Escenario Pesimista (P10)	30.53

Fuente. Crystal Ball®

Por último al comparar los escenarios de los ingresos totales generados por los pozos seleccionados para el piloto con DOWS y sin DOWS se concluye que la instalación de la tecnología se convierte en una alternativa económicamente viable para controlar la producción de agua directamente en la fuente y cumplir con el propósito principal del piloto, el cual consiste en la reducción de la producción de agua en superficie.

Figura 46 VPN de los pozos seleccionados con DOWS y sin DOWS



Fuente. Crystal Ball®

Tabla 34 Resultados de la simulación para los pozos con DOWS y sin DOWS

Escenario	VPN (MUS\$) con DOWS	VPN (MUS\$) sin DOWS
Escenario Optimista (P90)	57.43	51.25
Escenario Conservador (P50)	49.98	45.53
Escenario Pesimista (P10)	44.56	41.59

Fuente. Crystal Ball®

De esta manera, al tomar la decisión de invertir, se pueden visualizar los diferentes resultados esperados, lo cual es mucho mejor que una única estimación o valor más probable, el cual en la realidad nunca ocurre, ya que suele ser un promedio o la combinación de los diferentes escenarios posibles.

Al tener en cuenta las variables que implican riesgo e incertidumbre en la evaluación financiera, se concluye que éstas no generan pérdidas considerables y más aún que el proyecto u oportunidad de negocio es atractivo para la empresa.

## CONCLUSIONES

- La tecnología de separación y reinyección de agua en fondo de pozo (DOWS) es una excelente alternativa para mitigar la problemática presentada en el campo Castilla, debido a que la normatividad ambiental cada vez es más estricta en cuanto al vertimiento a fuentes de agua y contribuiría con las aspiraciones de llegar a cero vertimientos al 2015. Sin embargo, el comportamiento del sistema tendrá que ser verificado en los primeros meses tras la ejecución del piloto, para realizar los ajustes necesarios e implementar los correctivos requeridos para la masificación de la tecnología.
- Con la instalación de la tecnología DOWS y los volúmenes que se dejan de producir en superficie aproximadamente 20.000 BWPD, durante la ejecución del piloto se tiene la posibilidad de reactivar una serie de pozos, para cubrir la capacidad de las facilidades de tratamiento de agua, generando beneficios adicionales al proyecto por la incorporación de petróleo adicional.
- Al incorporar el análisis de riesgo e incertidumbre a la evaluación financiera es fundamental identificar las variables involucradas en los flujos de efectivo, al igual que las distribuciones de probabilidades de los posibles escenarios, con el fin de establecer cómo afectan la viabilidad del proyecto a través de la simulación Montecarlo.
- Al realizar el análisis de sensibilidad a la evaluación financiera del piloto, se determinaron que las variables que generan mayor incertidumbre son el petróleo incremental y el costo de energía por mala inyectividad, debido al gran impacto que generan en la viabilidad económica de la aplicación del sistema (VPN). Asimismo, es muy sensible a las fluctuaciones en el precio del petróleo, ya que es un factor crítico si se llegan a presentar incrementos en la producción de petróleo tras la implementación del sistema.

## RECOMENDACIONES

- Monitorear las variables de operación, tales como tasas de producción, RAP, parámetros físico-químicos del agua producida, GOR, niveles de fluido, presión en fondo de la zona de producción e inyección durante la ejecución del piloto, con el fin de establecer rangos de confiabilidad para el correcto funcionamiento del sistema.
- Para tener un mayor grado de certeza al predecir la respuesta del pozo con la tecnología de una forma más realista se propone crear un modelo de simulación del sistema de separación y reinyección de agua en fondo de pozo a partir de los simuladores convencionales.
- Discretizar cada uno de los costos asociados a la producción del campo, para poder cuantificar con más veracidad los beneficios y los costos asociados al proyecto.
- Implementar plan de gestión de conocimiento antes, durante y después de la aplicación de la piloto, debido a que es la primera vez que se va a realizar en un campo colombiano, pues sólo se han reportado pruebas de esta tecnología en Colombia en superficie.

## BIBLIOGRAFÍA

BAILEY, B. et al. Water Control, Schlumberger Oil Field Review Spring 2000 Sugar Land, Texas, U.S.A: s.n., 2000, p. 30-51.

Managing Water - From Waste to Resource, Schlumberger Oil Field Review Summer 2004, p 26-41

BRAVO, Oscar Y SÁNCHEZ, Marleny. Gestión Integral de Riesgos Tomo I, 3ª edición, Bogotá, 2006.

COLMENARES KELLY y MUÑOZ EDWIN. Análisis de riesgo e incertidumbre aplicado a la evaluación económica de proyectos de inyección de vapor. UIS 2008.

Feasibility Evaluation of Downhole Oil/Water Separation (DOWS) Technology, prepared by: John A. Veil – Argonne National Laboratory, Bruce G. Langhus – CH2M Hill, Stan Belieu – Nebraska Oil and Gas Conservation Commission. Jan 1999.

GRIMALDOS FRANKLIN. Factibilidad técnica y económica de la aplicación de separación de agua en fondo en los campos rondón y cosechas. UIS 2010.

MEJÍA JENNY y PALMA JORGE. Metodología para la evaluación económica y el análisis de riesgo e incertidumbre de un proyecto de inyección de agua. UIS 2008.

OGUNSINA, O., and WIGGINS, M. A Review of Downhole Separation Technology. SPE 94276, presented at the 2005 SPE Productions and Operations Symposium, Oklahoma City, OK, U.S.A., 17-19 April 2005.

PEACHEY, Bruce R. Downhole Oil/Water Separation for ECOPETROL. New Paradigm Engineering. 16 May 2004.

PEACHEY, Bruce R. New Water Management and Conservation options. New Paradigm Engineering. 22 March 2004.

SCHRENKEL, P.J., et al. Joint Industry Development of the Downhole Oil Water Separation System - Field Case Study. SPE 37453, presented at the 1997 SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, OK, 9-11 March 1997.

VEIL, J.A., and QUINN, J.J. Downhole Separation Technology Performance: Relationship to Geological Conditions, prepared by Argonne National Laboratory for the U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, United States, November 2004.

## Anexo A Instalaciones ESP-DOWS reportadas

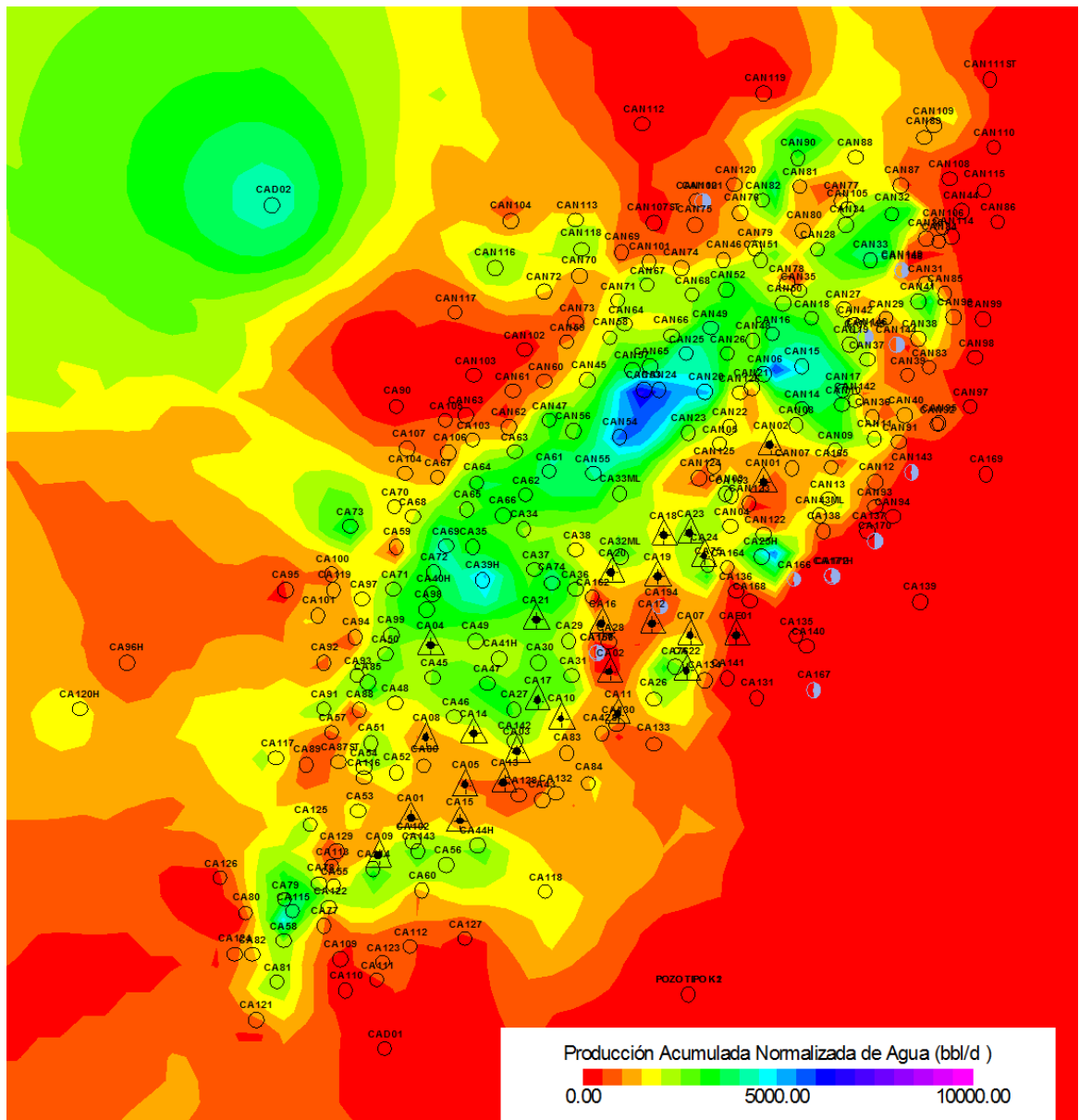
N°	Operador y Nombre del Pozo	Campo	Estado/Provincia	País	Tipo de ESP-DOWS	Formación Productora	Formación Inyectora	Litología Productora/Inyectora
1	Imperial Redwater #1-6	Redwater	Alberta	Canadá	Aqwanot™	Devonian D-3	Devonian D 3	Carbonate/ carbonate
2	Pinnacle-Alliance 7C2	Alliance	Alberta	Canadá	Aqwanot™	Ellerslie-Dina	Dina	Sandstone/ sandstone
3	Pinnacle-Alliance 06D	Alliance	Alberta	Canadá	Aqwanot™	Ellerslie-Dina	Dina	Sandstone/ sandstone
4	Pinnacle-Alliance 07C	Alliance	Alberta	Canadá	Aqwanot™	Ellerslie-Dina	Dina	Sandstone/ sandstone
5	PanCanadian 00/11C-05	Provost	Alberta	Canadá	Aqwanot™	Dina		Sandstone/ sandstone
6	PanCanadian 00/11A2-05	Provost	Alberta	Canadá	Aqwanot™	Dina		Sandstone/ sandstone
7	PanCanadian 00/16-05	Provost	Alberta	Canadá	Aqwanot™	Dina		Sandstone/ sandstone
8	Talisman Energy 4-27-9 33W1	Parkman	Saskatchewan	Canadá	Aqwanot™			Carbonate/ carbonate
9	PanCanadian 00/02-09	Bashaw	Alberta	Canadá	Aqwanot™	Nisku D-2	Nisku D-3	Carbonate/ carbonate
10	Anderson 08-17	Swan Hills Unit #1	Alberta	Canadá	Aqwanot™	Beaverhill Lake	Beaverhill Lake	Carbonate/ carbonate
11	Chevron Fee 153X	Rangely	Colorado	USA	Aqwanot™	Weber Zone 1&3	Weber Zone 5	Sandstone/ sandstone
12	Talisman Energy Creelman 3c7-12dB	Creelman	Saskatchewan	Canadá	Aqwanot™	Alida	Alida	Carbonate/ carbonate
13	Talisman Energy Handsworth 4d8-16/d6	Hands-worth	Saskatchewan	Canadá	Hydro-Sep	Alida	Blairmore	Carbonate/ sandstone
14	Wascana B7-27	South Success	Saskatchewan	Canadá	Aqwanot™	Upper Rosary	Lower Rosary	Sandstone/ sandstone
15	PT C'altex Pacific 5E83	Minas	Indonesia	Indonesia	Aqwanot™			Sandstone/ sandstone
16	Marathon Etah #7	Garland	Wyoming	USA	Hydro-Sep	Madison	Madison	Carbonate/ carbonate
17	Gulf Canadá 02/12-01	Fenn-Big Valley	Alberta	Canadá	Aqwanot™	Nisku D-2	Nisku D-3	Carbonate/ carbonate
18	Talisman Energy 7d9-6/1-6-10-7w2m	Hands-worth	Saskatchewan	Canadá	Subsep			Carbonate/ sandstone
19	Talisman Energy Handsworth 2d5-13/lc7	Hands-worth	Saskatchewan	Canadá	Aqwanot™	Alida	Blairmore	Carbonate/ carbonate
20	Shell International Eldingen 58	Eldingen	Germany	Germany	Aqwanot™	Top Lias Alpha	Top Lias Alpha	Sandstone/ sandstone
21	PanCanadian 00/07-09 Bashaw	Bashaw	Alberta	Canadá	Hydro-Sep	Nisku D-2	Nisku D-3	Carbonate/ carbonate
22	Pioneer Resources 5b-25-040-03	David. Dina	Alberta	Canadá	Subsep			Sandstone/ sandstone
23	Astra VM-097	La Ventana	Argentina	Argentina	SubSep	Barrancas	Rio Blanco	Sandstone/ sandstone
24	Chevron HSA#1107	Wickett	Texas	USA	Hydro-Sep	Wichita-Albany	Wichita-Albany	Carbonate/ carbonate
25	PanCanadian 4C-33-40-1W4	Hayter	Alberta	Canadá	Aqwanot™			Sandstone/ sandstone
26	Marathon Colony Fee 16		Wyoming	USA	Subsep			Carbonate/ sandstone
27	Elf LaqSup 90	LaqSup	France	France	Subsep	Lower Senonien		Carbonate/ sandstone
28	Spirit Energy	Van	Texas	USA	Aqwanot™			Sandstone/ sandstone
29	Marathon IHU-12	Indian Hills	New México	USA	Aqwanot™			Sandstone/ sandstone
30	Astra VI-284	Vizcacheras	Argentina	Argentina	Subsep	Papagayos	Barrancas	Sandstone/ sandstone
31	Astra VI-261	Vizcacheras	Argentina	Argentina	Subsep	Papagayos	Barrancas	Sandstone/ sandstone
32	Phillips XJ30-2	Xijiang platform	China	China	Subsep			Sandstone/ sandstone
33	PDO Y-216	Yibal	Oman	Oman	Aqwanot™			Desconocido
34	RepsolYPF Amo C-I	Tivacuno	Ecuador	Ecuador	Subsep			Desconocido
35	EnCana 13W4	Schneider Lake	Alberta	Canadá	Subsep			Desconocido
36	PDVSA	La Victoria	Venezuela	Venezuela	Read			Desconocido
37	EnCana 21W4	Wayne Rosedale	Canadá	Canadá	Subsep			Desconocido
38	Astra VI-122	Vizcacheras	Argentina	Argentina	Subsep			Sandstone/ sandstone
39	Santa Fe Energy Jones Canyon 4-#2	Indian Basin	New Mexico	USA	Aqwanot™	Cisco-Canyon	Devonian & Montoya	Carbonate/ carbonate

N°	Operador y Nombre del Pozo	Pre-ESP-DOWS		Post-ESP DOWS		Incremento Aceite (%)	Disminución Agua (%)	Eficiencia Separación	Pre-RAP (%)	Post-RAP (%)	Pre-Cw (%)	Post-Cw (%)
		Aceite (BPD)	Agua (BPD)	Aceite (BPD)	Agua (BPD)							
1	Imperial Redwater #1-6	19	1780	24	59	26	97	97%	94	2	99	71
2	Pinnacle-Alliance 7C2	44	380	100	95	127	75	75%	9	1	90	49
3	Pinnacle-Alliance 06D	25	820	100	160	300	80	80%	33	2	97	62
4	Pinnacle-Alliance 07C	38	1200	37	220	-3	82	82%	32	6	97	86
5	PanCanadian 00/11C-05	21	690	17		-19		100%	33		97	
6	PanCanadian 00/11A2-05	34	979	14		-59		100%	29		97	
7	PanCanadian 00/16-05	9,4	546	16		70		100%	58		98	
8	Talisman Energy 4-27-9 33W1	6	629	39	21	550	97	97%	105	1	99	35
9	PanCanadian 00/02-09	13	428	164	239	1162	44	44%	33	1	97	59
10	Anderson 08-17	176	3648	264	264	50	93	93%	21	1	95	50
11	Chevron Fee 153X	45	1400	32	500	-29	64	64%	31	16	97	94
12	Talisman Energy Creelman 3c7-12dB	113	2516	277	126	145	95	95%	22	0	96	31
13	Talisman Energy Handsworth 4d8-16/ld6	88	1700	50	189	-43	89	89%	19	4	95	79
14	Wascana B7-27	76	2450	0	380	-100	84	84%	32		97	100
15	PT C'altex Pacific 5E83	631	7060	14	1153	-98	84	84%	11	82	92	99
16	Marathon Etah #7	70	4000	78	320	11	92	92%	57	4	98	80
17	Gulf Canadá 02/12-01	21	1038	117	217	457	79	79%	49	2	98	65
18	Talisman Energy 7d9-6/1-6-10-7w2m	94	1560	133	586	41	62	62%	17	4	94	82
19	Talisman Energy Handsworth 2d5-13/lc7	63	1260	38	63	-40	95	95%	20	2	95	62
20	Shell International Eldingen 58	10	470	31	168	210	64	64%	47	5	98	84
21	PanCanadian 00/07-09 Bashaw	19	352	62	250	226	29	29%	19	4	95	80
22	Pioneer Resources 5b-25-040-03	53	2994	80	150	51	95	95%	56	2	98	65
23	Astra VM-097	57	2463	41	567	-28	77	77%	43	14	98	93
24	Chevron HSA#1107											
25	PanCanadian 4C-33-40-1W4	28	1387	25	352	-11	75	75%	50	14	98	93
26	Marathon Colony Fee 16	86	7692	47	567	-45	93	93%	89	12	99	92
27	Elf LaqSup 90	19	961	31	16	63	98	98%	51	1	98	34
28	Spirit Energy	62	3402	71	167	15	95	95%	55	2	98	70
29	Marathon IHU-12	560	7440	560	560	0	92	92%	13	1	93	50
30	Astra VI-284	18	1052	18	265	0	75	75%	58	15	98	94
31	Astra VI-261	51	1408	51	117	0	92	92%	28	2	97	70
32	Phillips XJ30-2	1903	6747	2200	1800	16	73	73%	4	1	78	45
33	PDO Y-216	462	3840	708	954	53	75	75%	8	1	89	57
34	RepsolYPF Amo C-I	636	8964	275	2800	-57	69	69%	14	10	93	91
35	EnCana 13W4	118	668	118	118	0	82	82%	6	1	85	50
36	PDVSA	300	8000	800	3700	167	54	54%	27	5	96	82
37	EnCana 21W4	57	2295	57	138	0	94	94%	40	2	98	71
38	Astra VI-122	38	1972	38	254	0	87	87%	52	7	98	87
39	Santa Fe Energy Jones Canyon 4-#2	100	3000						30		97	

Nº	Operador y Nombre del Pozo	Casing (in)	Inyectividad (BPD/Psi)	Espacio entre Formaciones (ft)	Fecha de Instalación	Fecha de Retiro	Comentarios
1	Imperial Redwater #1-6	7			jul-94	ene-95	Problemas con Scale
2	Pinnacle-Alliance 7C2	5,5	20	43	jul-95		
3	Pinnacle-Alliance 06D	5,5	2	73	ago-95		
4	Pinnacle-Alliance 07C	5,5	20	60	sep-95		
5	PanCanadian 00/11C-05	5,5			dic-95		Taponamiento con Arena
6	PanCanadian 00/11A2-05	7			dic-95		Taponamiento con Arena
7	PanCanadian 00/16-05	5,5			ene-96		Taponamiento con Arena
8	Talisman Energy 4-27-9 33W1	7			may-96		
9	PanCanadian 00/02-09	5,5		104	may-96		Problemas con H2S y formación de Scale
10	Anderson 08-17	7	21	23	jul-96		Problemas con el Well bore y formación de Scale
11	Chevron Fee 153X	7		30	ago-96		Recirculación del Agua debido al dimensionamiento de la bomba
12	Talisman Energy Creelman 3c7-12dB	7			ago-96		
13	Talisman Energy Handsworth 4d8-16/ld6	7	34	1284	abr-97		
14	Wascana B7-27	7	Muy Alto	12	may-97	nov-97	Daño al hidrociclón debido a la producción de arena
15	PT C'altex Pacific 5E83	7			may-97	jun-97	Fugas por empaques
16	Marathon Etah #7	9	20	48	jun-97		No se instalo válvula check
17	Gulf Canadá 02/12-01	7	23	148	jul-97		
18	Talisman Energy 7d9-6/1-6-10-7w2m	7			jul-97	dic-97	Zona de inyección Arriba de la de producción
19	Talisman Energy Handsworth 2d5-13/lc7	7	43		ago-97		Tubo capilar bloqueado
20	Shell International Eldingen 58	7		89	sep-97	mar-00	
21	PanCanadian 00/07-09 Bashaw	5,5		133	nov-97		
22	Pioneer Resources 5b-25-040-03	5,5			abr-98		Zona de inyección Arriba de la de producción
23	Astra VM-097	5,5			abr-98	nov-98	Zona de inyección Arriba de la de producción
24	Chevron HSA#1107				jul-98		Permiso asignado, a la espera de Herramientas
25	PanCanadian 4C-33-40-1W4	7			ago-98		
26	Marathon Colony Fee 16	7			sep-98	ene-00	Motor quemado
27	Elf LaqSup 90	10			oct-98	may-01	Prueba finalizada
28	Spirit Energy	5,5			oct-98		Zona de inyección Arriba de la de producción
29	Marathon IHU-12	7			oct-98		Falla del Casing
30	Astra VI-284	5,5			feb-99	nov-00	
31	Astra VI-261	5,5			jul-99	oct-00	Motor quemado
32	Phillips XJ30-2	10			sep-00	oct-00	Recirculación del Agua
33	PDO Y-216	10			feb-01	mar-01	Falla en el motor
34	RepsolYPF Amo C-I	10			abr-01	abr-02	Motor quemado
35	EnCana 13W4	7			may-01	dic-03	
36	PDVSA				dic-01	may-02	Falla del cable, la bomba y manómetros.
37	EnCana 21W4	5,5			jun-02	dic-03	
38	Astra VI-122	5,5			oct-02	may-03	
39	Santa Fe Energy Jones Canyon 4-#2	7		2300			Permitido

Fuente. John A. Veil and John J. Quinn, Downhole Separation Technology Performance Relationship to Geologic Conditions, November 2004.

## Anexo B Producción Acumulada Normalizada de Agua del Campo Castilla



Fuente. Oil Field Manager (OFM)

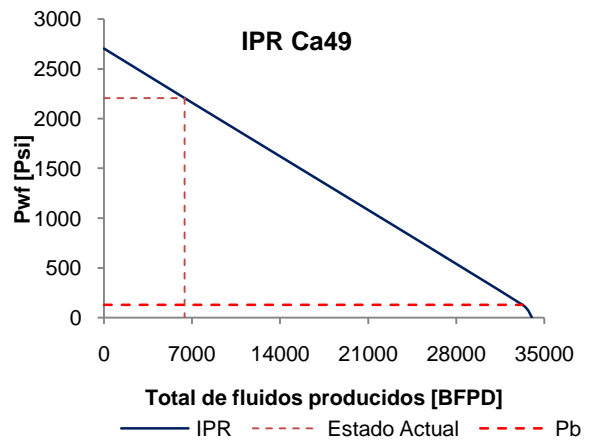
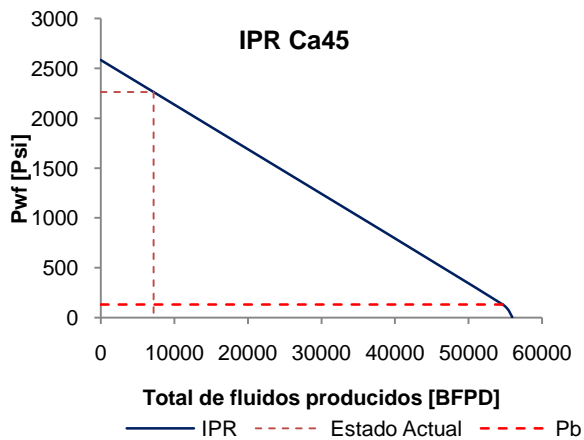
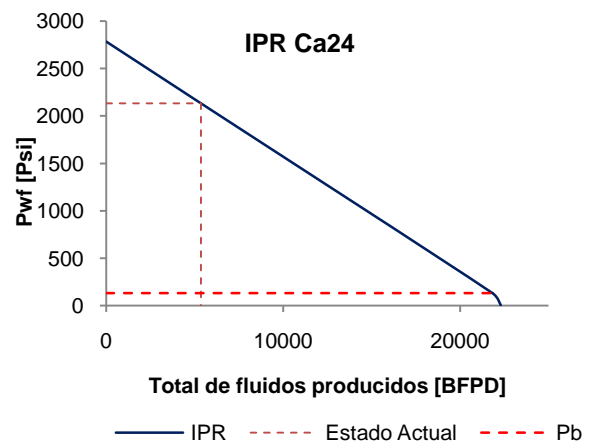
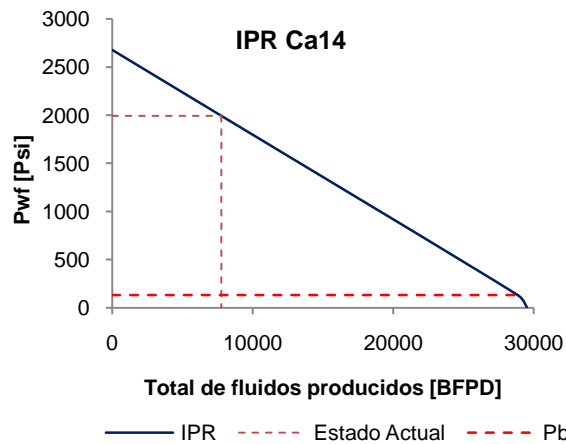
Anexo C Condiciones en fondo de pozo, índice de productividad y gráficas IPR de los pozos seleccionados para el piloto y los pozos opcionales

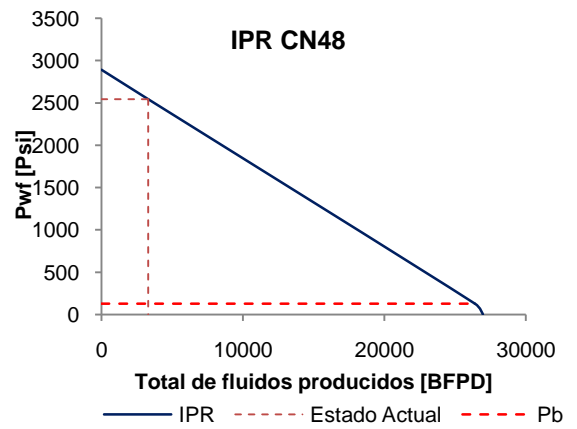
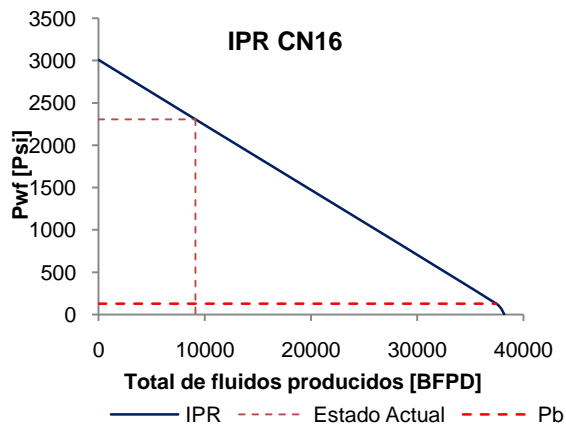
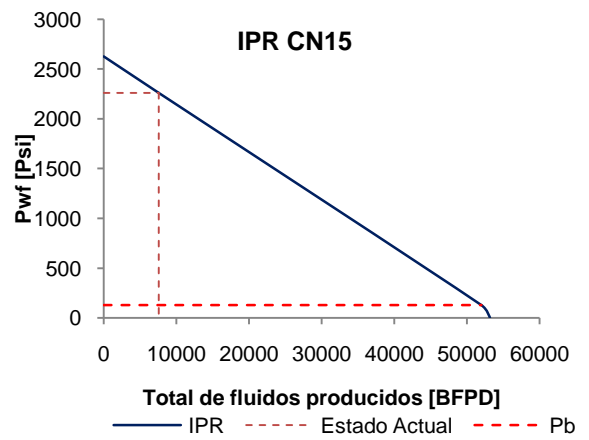
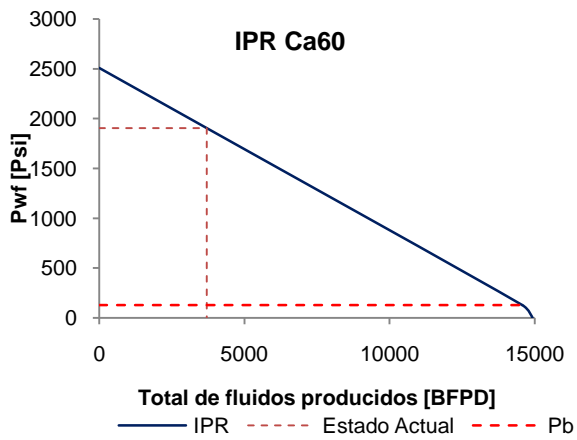
**Condiciones en fondo**

Pozo	Ca14	Ca 24	Ca 45	Ca 49	Ca 60	CN 15	CN16	CN48
°API @ Tw	20	19,4	19,3	20	18,9	18,5	18,9	18,9
GEo @ Tw	0,9340	0,9377	0,9383	0,9340	0,9408	0,9433	0,9408	0,9408
GEw @ Tw	0,9698	0,9690	0,9796	0,9773	0,9705	0,9720	0,9721	0,9710
GE promedio	0,9691	0,9667	0,9782	0,9756	0,9676	0,9698	0,9691	0,9682

**Índice de productividad**

PM Perforaciones, pies	6626	6856	6793	6700	6682,34	7423	7498	7661
Presión de Yto, psi	2679	2783	2583	2703	2511	2628	3009	2892
°API @ 60°F	12,9	13	12,6	13	12,5	10,7	12,1	13,1
Pwf, psi	1993	2133	2261	2206	1907	2263	2308	2547
Delta-P, psi	686	650	322	497	604	365	701	345
IP, BFPD/psi	11,32	8,23	22,28	12,93	6,12	20,82	13,01	9,56

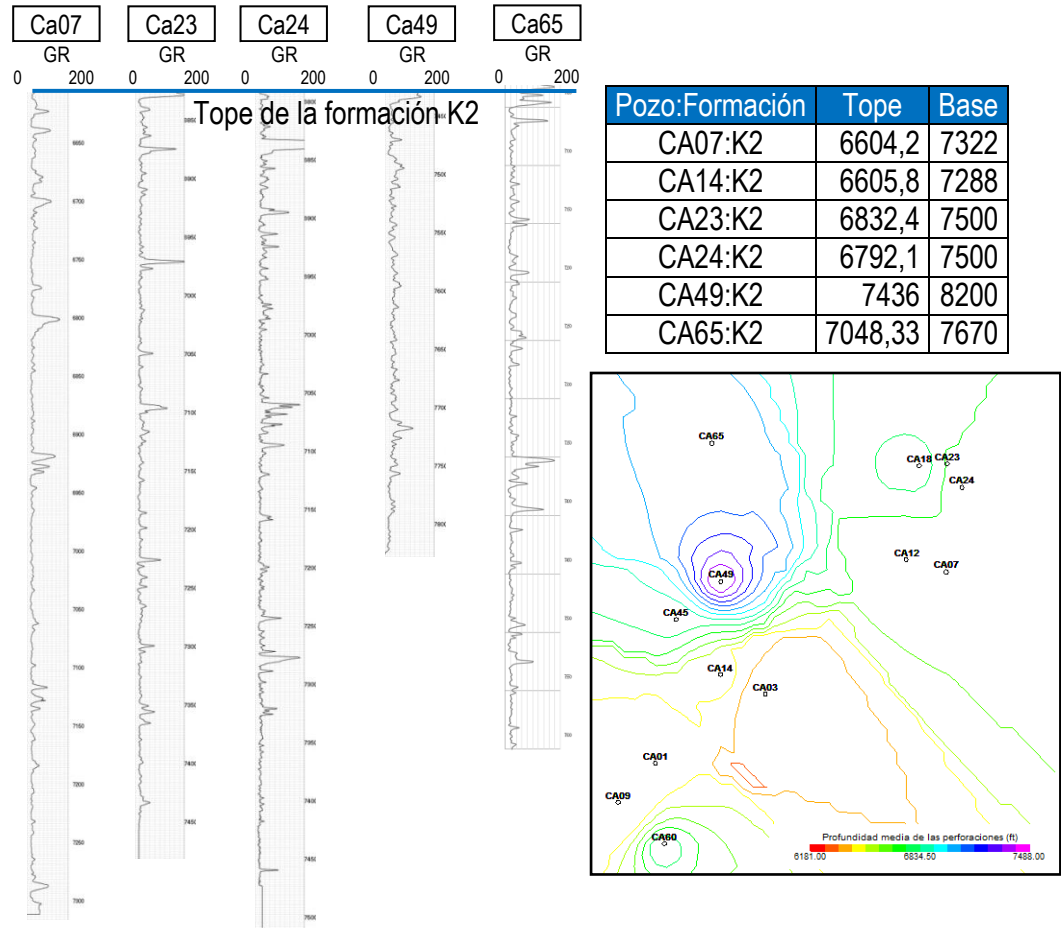




Fuente. ECOPETROL S. A. Potencial de producción campo Castilla, Abril 2012

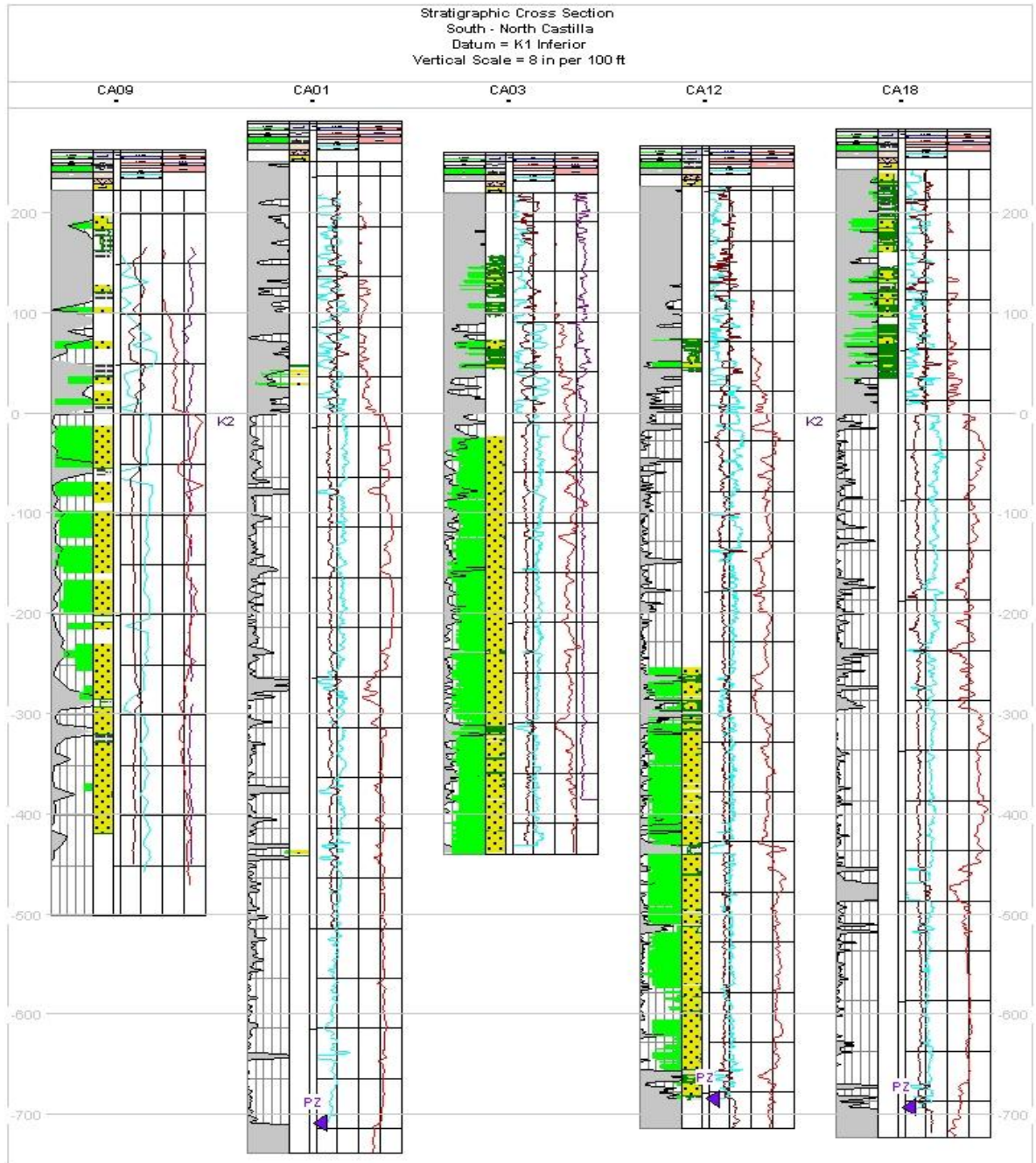
## Anexo D Registros del Campo Castilla

### Continuidad de los sellos y geología en la formación K2



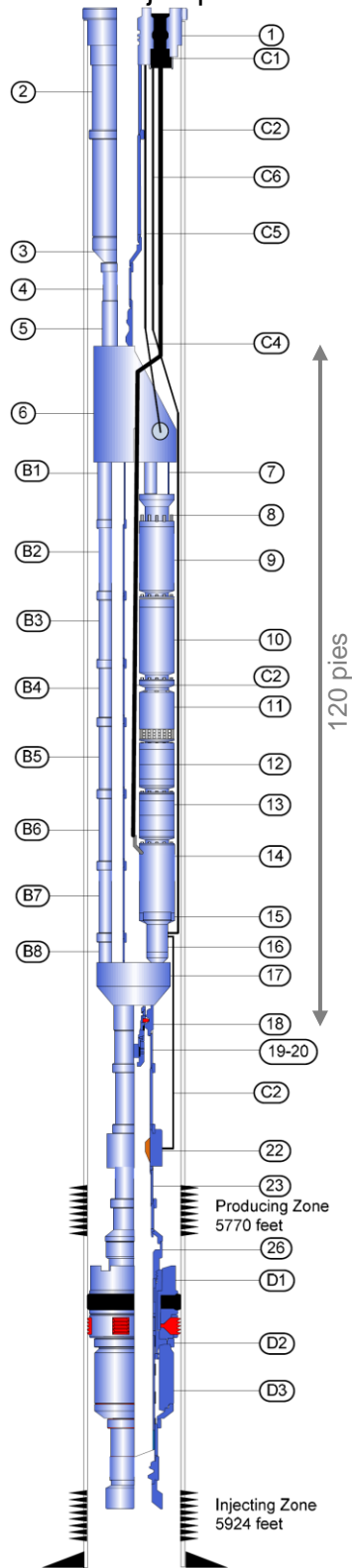
Fuente. Geographix / Oil Field Manager (OFM)

## Sección transversal orientada Estratigráficamente de los pozos en del Campo Castilla



Fuente: Internacional Reservoir Technologies, Inc. Estudio integrado de los campos Castilla y Chichimene, Colombia. Marzo 2009

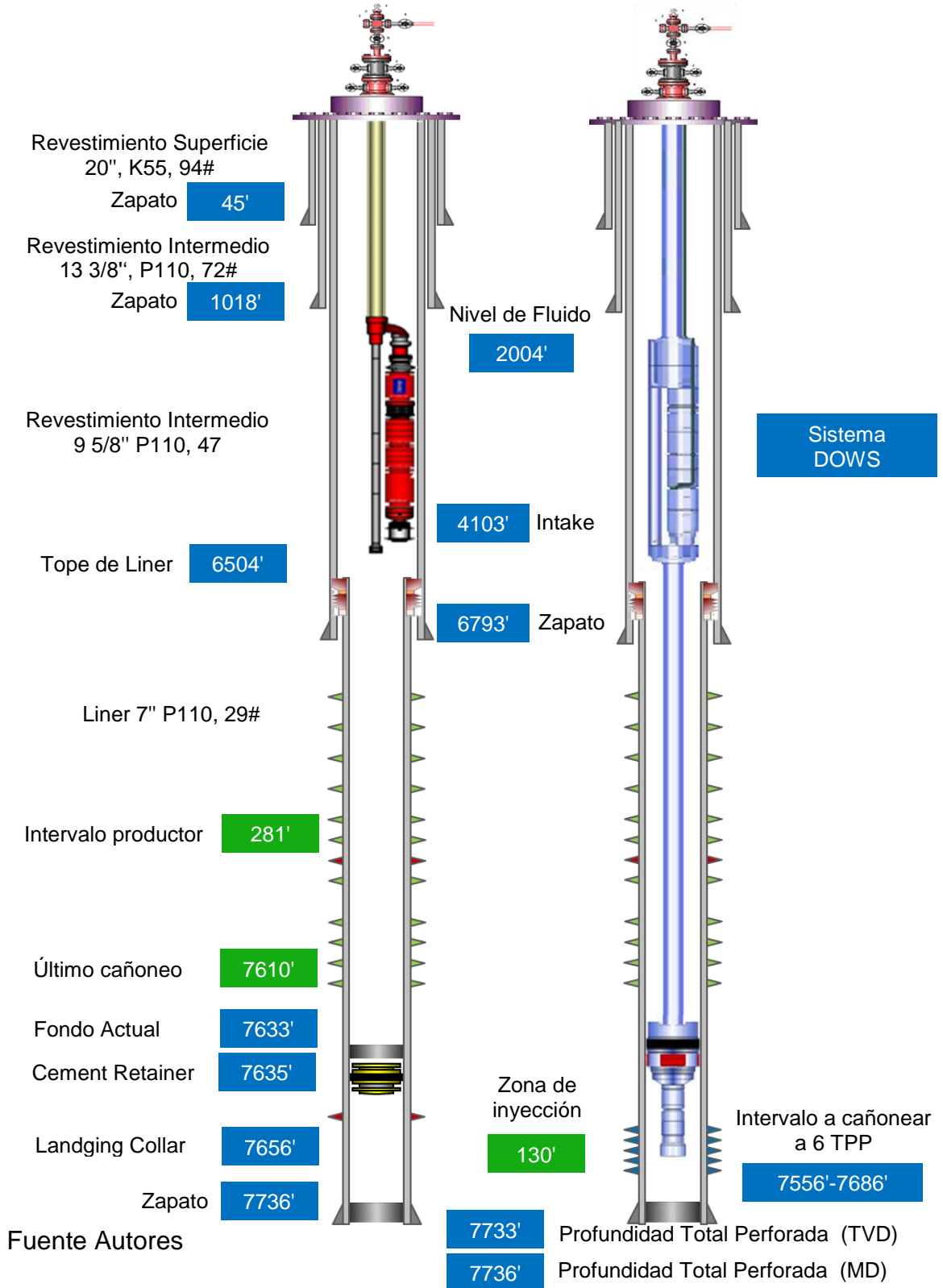
Anexo E Ejemplo Sistema ESP-DOWS y sus características.



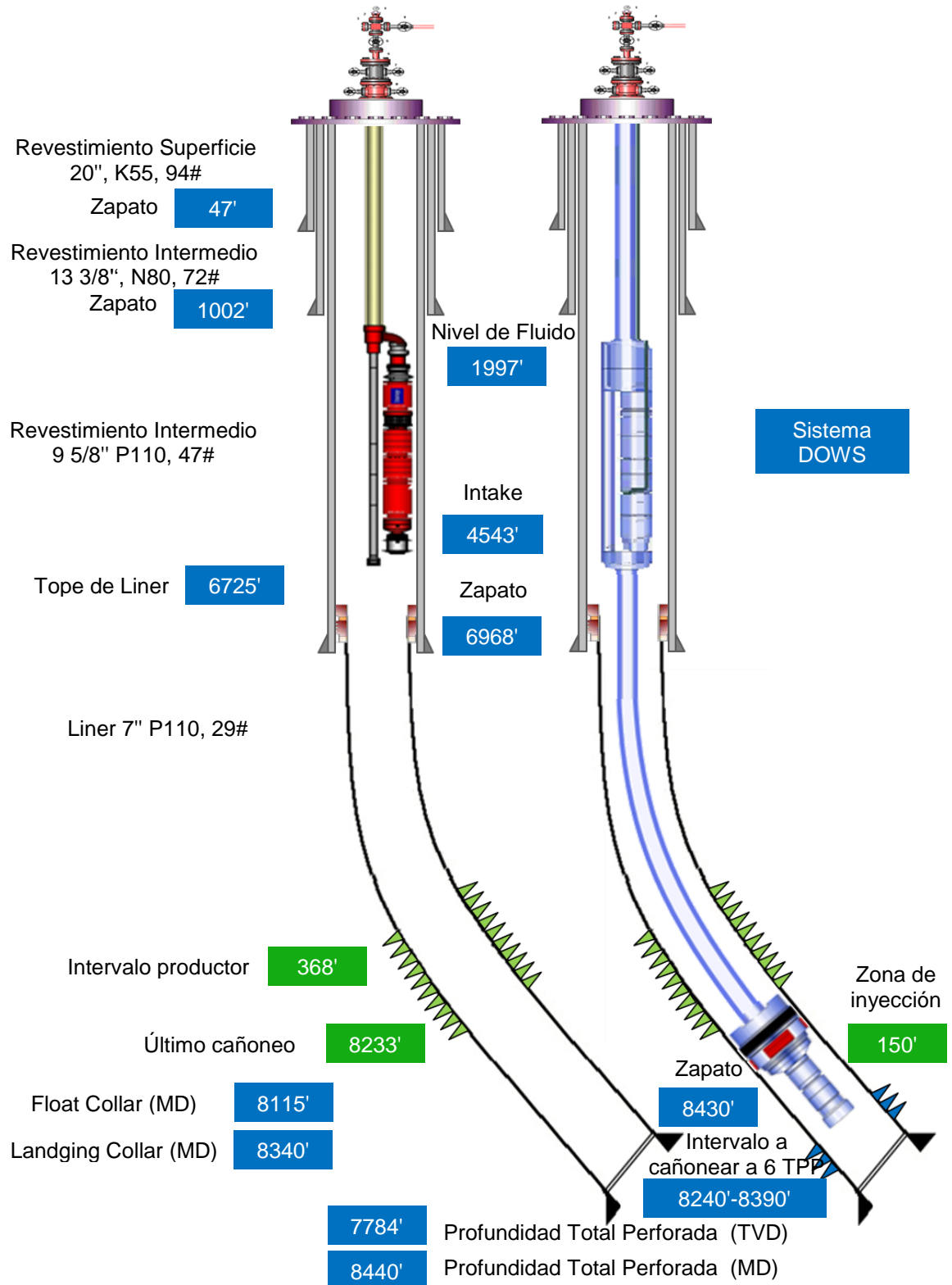
<b>Schlumberger</b>		
<b>DFPS Field Test</b>		
Item	Description	Leght (ft)
1	WELLHEAD, 3-1/2 EUE X 3/4 NPT X 3/4 NPT X BIW	0
2	TUBING, 3-1/2 9.2 PPF EUE BOX X PIN	5651.00
3	CROSSOVER, 3-1/2 9.2 PPF EUE BOX X 2-7/8 6.4 PPF VAM TOP PIN	1.00
4	PUP JOINT, 2-7/8" 6.4 PPF, L-80 13 VAM TOP PIN X PIN X 8 FEET	8.00
5	TOP NIPPLE, 2 7/8 VAM TOP BOX - PIN, CS, TICXN LOCK	1.09
6	DIVERTER HEAD, DOWN INJECT	2.11
7	JOINT, PUP, L-80, 3-1/2 9.2 PPF VAM TOP PIN X 3-1/2 9.2 PPF VAM TOP PIN	3.87
8	HEAD, BOLT ON DISCHARGE, 13 CR, 9-5/8 INCH DOWS, 3.5 VAM TOP/ 540 PUMP	0.82
9	ASSEMBLY: OPTISEP, 538 SERIES	10.50
10	PUMP: S6000N CR-CT 82 STG 538/540 150 RLOY BTHD, 1.00 INC, M-TRM, HSN, ARZ-SS, LOCKING CPLG, OPTISEP	21.80
11	INTAKE: BOI, 540/540 RLOY 1.18 HS MON, MTRM, HSN, ARZ-SS, LOCKING CPLG, OPTISEP	1.4
12	PROTECTOR: LSBSL, 540/540, KTB/KTB, 1.18 HS MON, RLOY, M-TRM, HSN, LOCKING CPLG, OPTISEP	9.1
13	PROTECTOR: LSBPB, 540/540, NTB/HL, 1.18 HS MON, CS, HSN, M-TRM	8.9
14	MOTOR: 562, 10, F103 DOMINATOR RA-UT, CS, M-TRM XD, AS	23.7
15	ADAPTER: PHOENIX MULTI-SENSOR MTR 562 STRM, AFL	2.1
16	BASE UNIT, SELECT ESP GAUGE, MDS-16, CNMS-E2101 WITH MODIFICATION PER RFQ 104378	1.20
17	BASE: DIVERTER, S/A, CS, 9-5/8 INCH DOWNINJECT	1.00
18	NIPPLE, RC & WJ-275-3.5 EUE PIN X PIN, 13 CR BRACE P/N# 1401-CRC-275-02-10 w/ VALVE, WJ STANDING-3-316SST, BRACE P/N# 1101-WJ-300-A0-21	0.80
19	PUP JOINT, 3-1/2" 9.3# L-80, EUE BOX X PIN TUBE, 4 FEET LONG	4.00
20	TUBING, 3-1/2 9.3 PPF EUE BOX X PIN	32.00
21	FLOWMETER, DFPS DOWN-INJECT	3.00
22	TUBING 3-1/2 9,3 PPF EUE BOX X PIN	68.00
23	SEAL ASSEMBLY STINGER	3.00
B1	TELESWIVEL NIPPLE ASSY, 1.875 2-3/8 VAM TOP X 2-3/8 PTJ, 7INS 13CR VIT (A032)	4.71
B2	BYPASS TUBE 2-3/8 4.6 PTJ BXP 15 FT TYPE 1(A036)	14.80
B3	BYPASS TUBE 2-3/8 4.6 PTJ BXP 15 FT TYPE 1(A036)	14.80
B4	BYPASS TUBE 2-3/8 4.6 PTJ BXP 15 FT TYPE 1(A036)	14.80
B5	BYPASS TUBE 2-3/8 4.6 PTJ BXP 15 FT TYPE 1(A036)	14.80
B6	BYPASS TUBE 2-3/8 4.6 PTJ BXP 15 FT TYPE 1(A036)	14.80
B7	BYPASS TUBE 2-3/8 4.6 PTJ BXP 15 FT TYPE 1(A036)	14.80
B8	SUB: CROSSOVER, 2-3/8 VAM TOP PIN X 2-3/8 PTJ BOX, CS	0.80
B9	9-5/8X2-3/8 UNIVERSAL BY-PASS CLAMP C/W CABLE CLIPS, SUPER 13CR A437/A438)	0.0
C1	WELLHEAD PENETRATOR	
C2	CABLE:REDALEAD 2, 5KV (2/1 EL G5F)	5570.00
C3	MLE:540/562 100FT, KELB M, 5KV, 4/1, T/I	100.00
C4	3/8 X 0.032 HYDRAULIC LINE, 316L S.S	10.00
C5	1/2 X 0.032 HYDRALIC LINE, 316L S.S	5614.00
C6	PDC 1/4 0.028 316L ETFE PP PP	5763.80
C7	PDC 1/4 0.028 316L ETFE PP PP	39.00
D1	9-5/8 X 6.000 QUANTUM (40-47), 4130/4140 (80), NITRILE (90), 7.000-6 STUB ACME	4.75
D2	X-OVER, 7.000-6 STUB ACME BOX X 4.937-6 STUB ACME PIN,	1.50
D3	7, 7-5/8 X 4.000 X 117, SEAL BORE EXTENSION ASSEMBLY	9.75
E1	CPLG: S/A, 1.00-6B SPL, LOCKING SCREWS, OPTISEP	
E2	COUPLING: S/A, 1.18-6B TO 1.00-6B SPL, W/LOCKING SCREWS, MONEL	
E3	COUPLING: S/A, 1.18-6B SPL, LOCKING SCREWS, OPTISEP	

Fuente. DFPS Completion Overview Schlumberger

Anexo F Estado mecánico y sistema DOWS de los pozos opcionales  
 1. Estado mecánico y sistema DOWS del pozo Castilla Norte 15 (CN15)

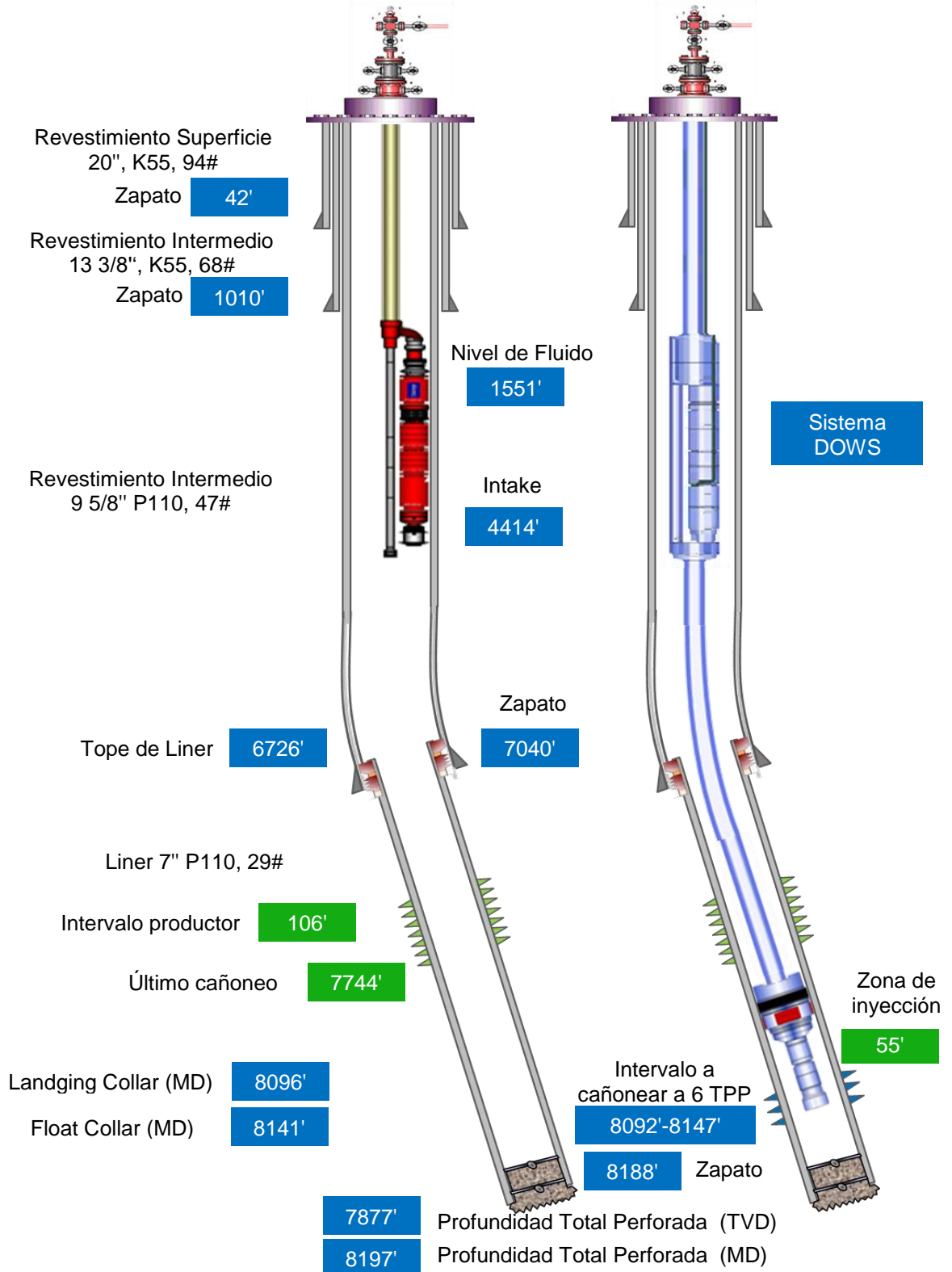


## 2. Estado mecánico y sistema DOWS del pozo Castilla Norte 16 (CN16)



Fuente. Autores

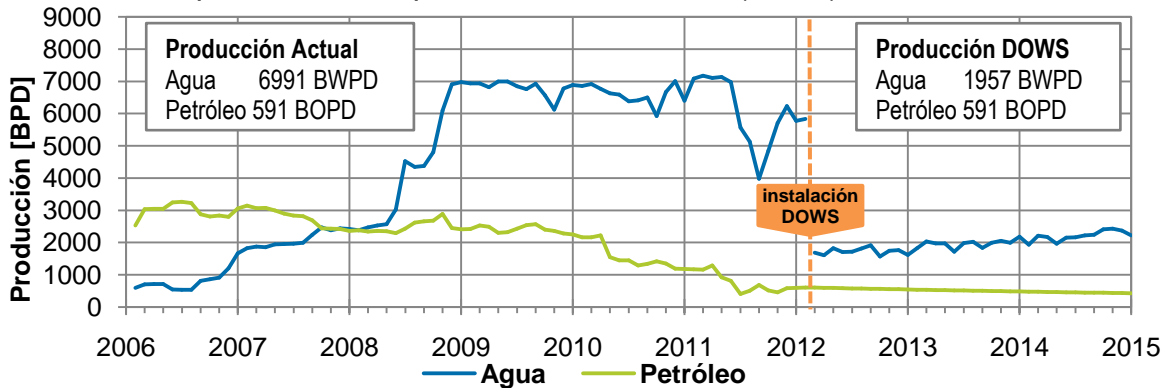
### 3. Estado mecánico y sistema DOWS del pozo Castilla Norte 48 (CN48)



Fuente. Autores

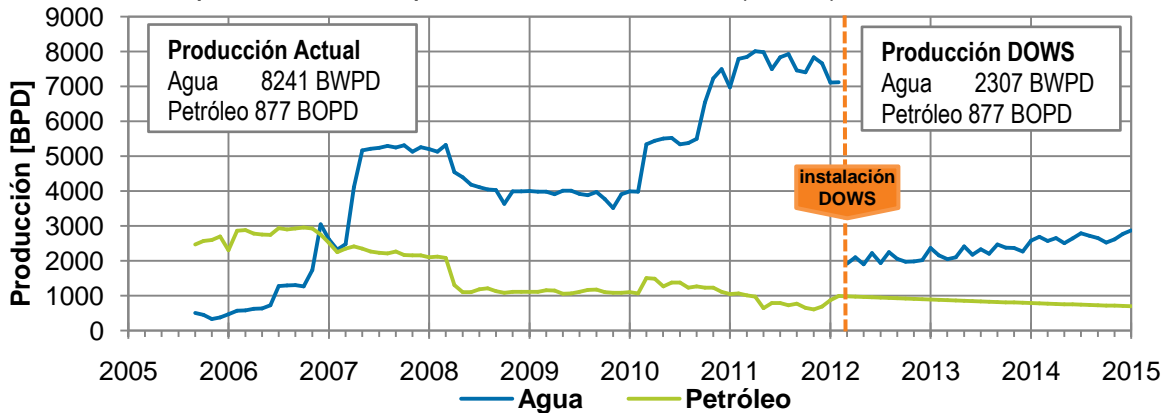
Anexo G Historia de producción de los pozos opcionales

1. Historia de producción del pozo Castilla Norte 15 (CN15)



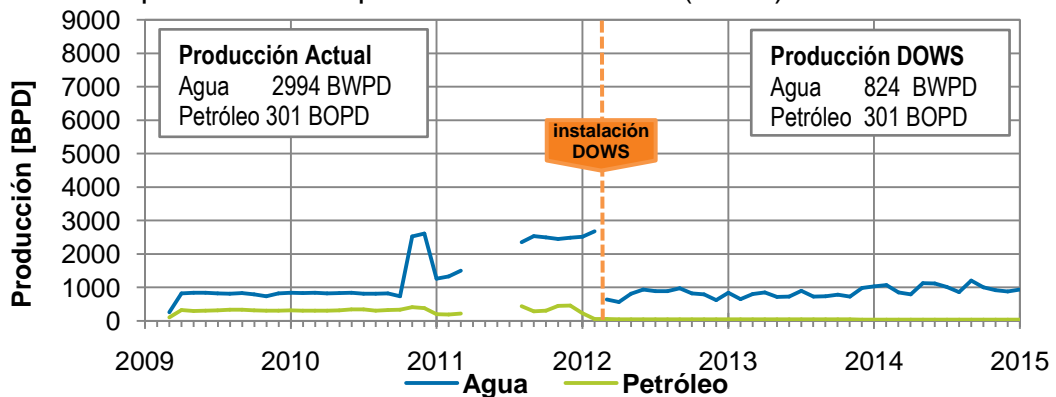
Fuente. ECOPETROL S. A. Potencial de producción campo Castilla, Abril 2012

2. Historia de producción del pozo Castilla Norte 16 (CN16)



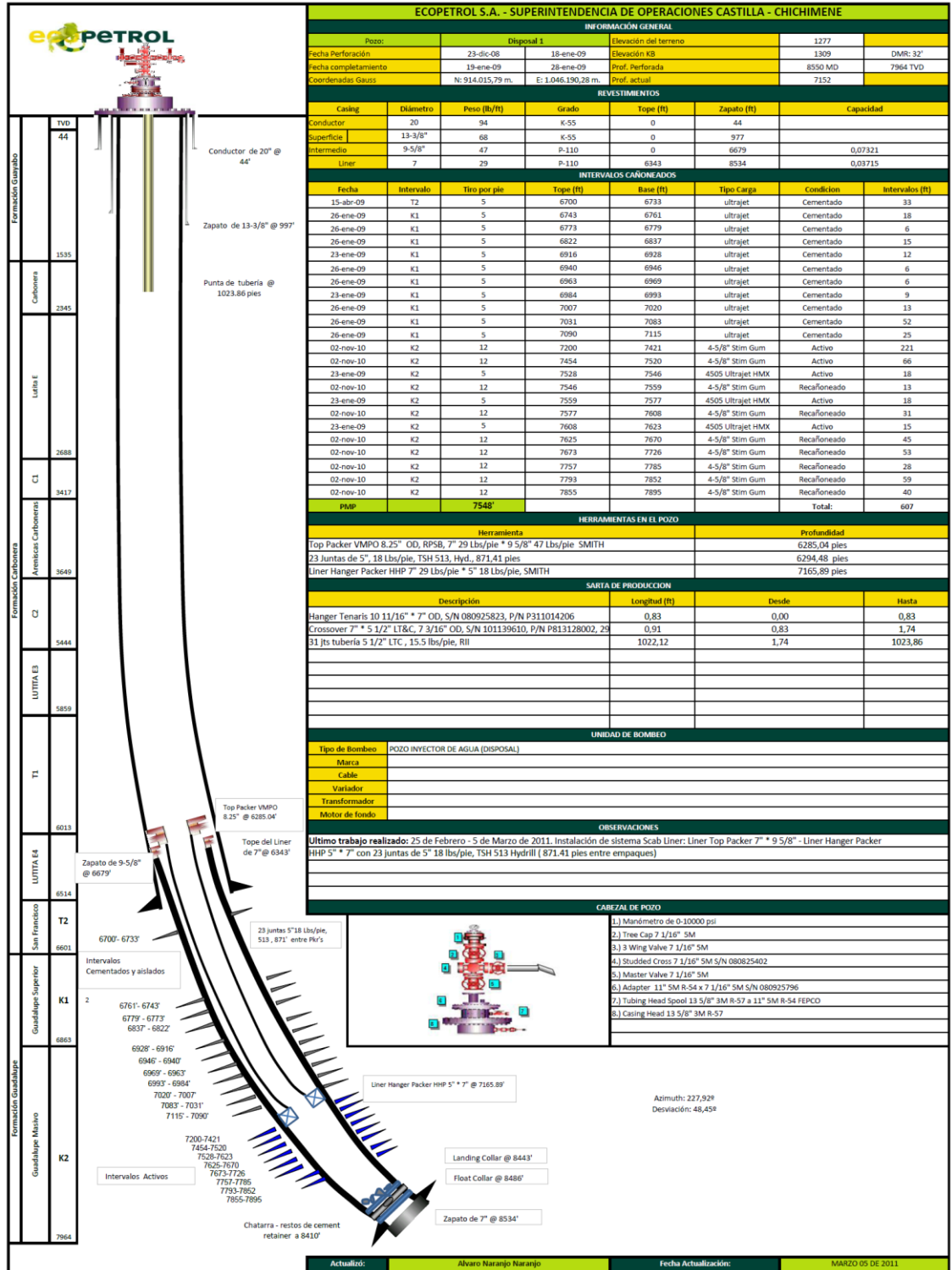
Fuente. ECOPETROL S. A. Potencial de producción campo Castilla, Abril 2012

3. Historia de producción del pozo Castilla Norte 48 (CN48)



Fuente. ECOPETROL S. A. Potencial de producción campo Castilla, Abril 2012

# Anexo H Estado mecánico del pozo Castilla Disposal 1



Fuente. ECOPETROL S.A.

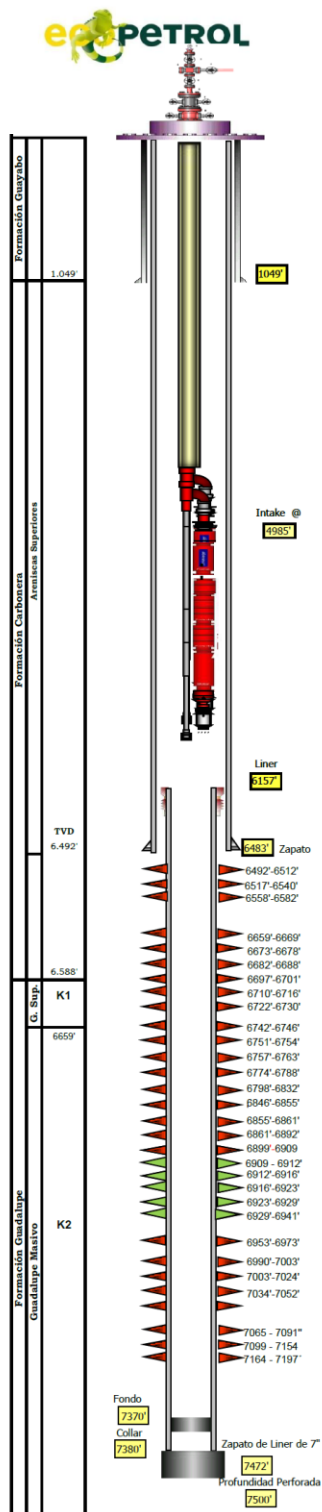
Anexo I Características de la zona de inyección de los pozos seleccionados y opcionales para el piloto.

Características de la Zona de inyección				
Pozos	Agua (BWPD)	Agua a inyectar (BWPD) (Eficiencia de separación = 72%)	Espesor Total a cañonear (pies)	Agua a inyectar (BWPD/pies)
<b>C-14</b>	7.606	5476	140	39,12
<b>C-24</b>	4.900	3528	90	39,20
<b>C-45</b>	6.939	4996	130	38,43
<b>C-49</b>	6.180	4450	110	40,45
<b>C-60</b>	3.587	2583	65	39,73
<b>CN-15</b>	6.991	5034	130	38,72
<b>CN-16</b>	8.241	5934	150	39,56
<b>CN-48</b>	2.944	2120	55	38,54

Fuente. ECOPETROL S. A. Potencial de producción campo Castilla, Abril 2012



## 2. Estado mecánico del pozo Castilla 24 (Ca24)



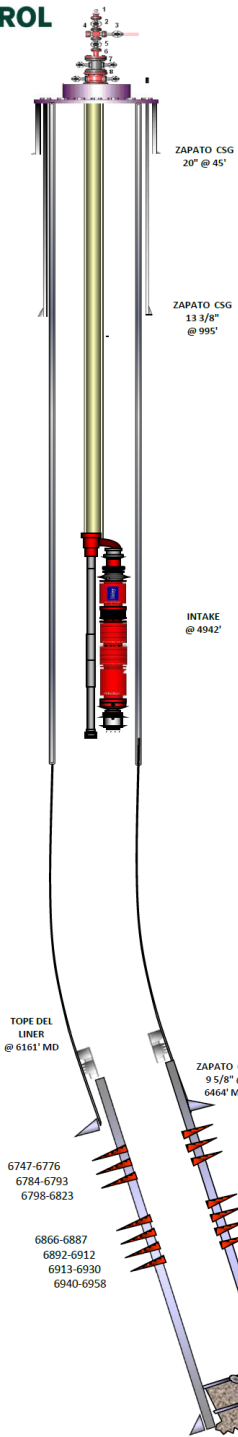
ECOPETROL S.A. Superintendencia de Operaciones Castilla - Chichimene									
INFORMACIÓN GENERAL									
Pozo:	Castilla 24			Profundidad Perforada (ft)	7500'				
Fecha Perforación	16-sep-97	15-oct-97	Profundidad actual (ft)	7367'					
Fecha completamiento	01-nov-97	02-nov-97	Elevación mesa Rotaria (ft)	1296					
Coordenadas Gauss	Este 1.049.213,5 mts	Norte 919.180,7 mts	Elevación del terreno (ft)	1275					
REVESTIMIENTOS									
Casing	Díametro	Peso (lb/ft)	Grado	Tope (ft)	Zapato (ft)	Drift	Capacidad		
Superficie	13 3/8"	61	N80	0'	1049'				
Intermedio	9 5/8"	43,5	N80	0'		8,599"	0,0744 B/ft		
		43,5	S95			6483"	8,599"		
Producción	7"	26	N80	6157'	7472'		0,0744 B/ft		
INTERVALOS CAÑONEADOS									
N°	Fecha	Formación	Tiro por pie	Tope (ft)	Base (ft)	Tipo Carga	Condicción	Intervalos (ft)	
1	19-ago-08	T2	5	6492	6512	4 5/8" Millenium	Activo	20	
2	19-ago-08	T2	5	6517	6540	4 5/8" Millenium	Activo	23	
3	19-ago-08	T2	5	6558	6582	4 5/8" Millenium	Activo	24	
4	11-jun-03	K2	5	6659	6669	4 5/8" Millenium	Activo	10	
5	11-jun-03	K2	5	6673	6678	4 5/8" Millenium	Activo	5	
6	12-jun-03	K2	5	6682	6688	4 5/8" Millenium	Activo	6	
7	12-jun-03	K2	5	6697	6701	4 5/8" Millenium	Activo	4	
8	12-jun-03	K2	5	6710	6716	4 5/8" Millenium	Activo	6	
9	12-jun-03	K2	5	6722	6730	4 5/8" Millenium	Activo	8	
10	12-jun-03	K2	5	6742	6746	4 5/8" Millenium	Activo	4	
11	12-jun-03	K2	5	6751	6754	4 5/8" Millenium	Activo	3	
12	12-jun-03	K2	5	6757	6763	4 5/8" Millenium	Activo	6	
13	12-jun-03	K2	5	6774	6788	4 5/8" Millenium	Activo	14	
14	12-nov-02	K2	5	6798	6832	4" Millenium	Activo	34	
15	12-nov-02	K2	5	6822	6832	4" Millenium	RECAÑONEADO	10	
16	12-nov-02	K2	5	6846	6855	4" Millenium	RECAÑONEADO	9	
17	02-nov-97	K2	5	6855	6861	4 1/2" Millenium	RECAÑONEADO	6	
18	13-nov-02	K2	5	6861	6892	4" Millenium	RECAÑONEADO	31	
19	29-ago-10	K2	12	6899	6909	4 5/8" Millenium	RECAÑONEADO	10	
20	02-nov-97	K2	5	6909	6916	4 1/2" Millenium	CEMENTADO	7	
21	13-nov-02	K2	5	6916	6923	4" Millenium	CEMENTADO	7	
22	02-nov-97	K2	5	6923	6929	4 1/2" Millenium	CEMENTADO	6	
23	13-nov-02	K2	5	6929	6941	4" Millenium	CEMENTADO	12	
24	06-dic-08	K2	5	6953	6973	4 5/8" Millenium	Activo	20	
25	06-dic-08	K2	5	6990	7003	4 5/8" Millenium	Activo	13	
26	06-dic-08	K2	5	7003	7024	4 5/8" Millenium	Activo	21	
27	06-dic-08	K2	5	7034	7052	4 5/8" Millenium	Activo	18	
28	29-ago-10	K2	5	7085	7091	4 5/8" Millenium	Activo	6	
29	29-ago-10	K2	5	7099	7154	4 5/8" Millenium	Activo	55	
30	29-ago-10	K2	5	7164	7197	4 5/8" Millenium	Activo	33	
PMP				6.845'				Total Activo	399
HERRAMIENTAS EN EL POZO									
Herramienta	Fecha de Instalación	Profundidad							
SARTA DE PRODUCCIÓN									
Descripción	Longitud (ft)	Desde	Hasta						
Tubing hanger S/N 090731705, P/N P341012308. Nuevo	1,10	0	1,10						
87 Juntas de 5 1/2" LTC, 15.5 lb/ft. nuevas	2806,92	1,1	2808,02						
12 Juntas de 5 1/2" LTC, 15.5 lb/ft. usadas	394,77	2808,02	3202,79						
54 Juntas de 5 1/2" ltc, 15.5 lb/ft. nuevas	1732,79	3202,79	4935,58						
X-Over 3-1/2" EUE PIN x 5-1/2" LTC BOX (nuevo)	0,81	4935,58	4936,39						
Pup Joint 3-1/2" EUE N -80, 9.3 lbs/pipe. Nuevo	6,33	4936,39	4942,72						
Y-tool -Fepco 3 1/2" NU pin x 3 1/2" EUE box I, P/N P781039586, S/N 100637281 (nueva)	5,00	4942,72	4947,72						
Check Valve 3 1/2" EUE BRD (nueva)	0,58	4947,72	4948,30						
Pup Joint 3-1/2" EUE N-80, 9.3 lbs/pipe, Nuevo	6,15	4948,3	4954,45						
Cabeza de descarga convencional (nueva)	0,55	4954,45	4955,00						
Cabeza de descarga dual "Phoenix" series 513 (nueva)	0,77	4955,00	4955,77						
Bomba serie 513, P/N C04007379, S/N 11738312, model PM5SDH6, Type ESP62, OD 5 3/8". Nueva	27,96	4955,77	4983,73						
Intake serie 513 S/N 11686773, P/N C414000513, modelo GPXARCINTH6 (nuevo)	1,03	4983,73	4984,76						
Sello upper serie 513, P/N C314022195, S/N 11727067, model CS8BGHPESM6, OD 5 1/8". Nuevo	6,31	4984,76	4991,07						
Sello lower serie 513, P/N C314023821, S/N 11727066, model CS8BGHTH6, OD 5 1/8". Nuevo	6,31	4991,07	4997,38						
Motor serie 562, S/N 11724006, model KMHG, HP 304, Volt: 1900, 98 amp @ 60 Hz (nuevo)	25,29	4997,38	5022,67						
Sensor Centinell serie 450 P/N C904236, S/N 11665849, modelo DCS000C, Type 6-95341. Nuevo	4,18	5022,67	5026,85						
UNIDAD DE BOMBEO									
Tipo de Bombeo	Bombeo Electrosumergible Nuevo								
Marca	CENTRILIFT								
Cable	Cable plano sin capilar # 1. MLE KHT 5 KV, 64 PIES S/N 11701431								
Variador	Clase GSC. Tipo NEMA 3. Pulso 12								
Transformador	Modelo AB8. Voltios primarios: 480 Voltios Secundarios: 2052								
Motor	Motor serie 562, S/N 11724008, model KMHG, HP 304, Volt: 1900, 98 amp @ 60 Hz (nuevo)								
OBSERVACIONES									
Ultimo trabajo: Agosto 22 - sept 1 2010: Alisó tapón de cemento intervalos K2 alto BS&W 6929-6941', 6923-6929', 6912-6923', 6909-6912. Cañoneo adicional K2 7065-7091, 7065-7091, 7164-7197', 7065-7091 y recañoneo K2: 6822-6832', 6846-6892' y 6899-6909'. Bajo BES Centriflir Nueva									
Instruments tube : entry guide: 0.65', 6 lbs de 19.90, 19.89', 18.92', 5.92', 4.88' y 4.66' total 77.64', quedó cola de 2.82'									
Peso EBES: 9000 (incluye polea viajera) Lbs. Instalo capilar de 1/4". Total peso sarta 92000 Lbs (con tubería llena/polea).									
Guardacables BHA: 11. Superbandas BHA: 49 Superbandas en tubería : 308 Total Superbandas:357									
CABEZAL DE POZO									
1.) Tree Cap 5-1/8"-3M x 5-1/2" LTC y manómetro de 0-1000 psi NUEVO 2.) Swab Valve 5-1/8"-3M R-41 FEPCO NUEVA 3.) Wing Valve 5-1/8"-3M R-41 FEPCO NUEVA 4.) Studded Cross 5-1/8"-3M R-41 FEPCO NUEVA 5.) Master Valve 5-1/8"-3M R-41 FEPCO NUEVA 6.) ESP Adapter for BES 11" 5M R-54 x 5-1/8" 3M R-41 FEPCO NUEVO 7.) Tubing Head Spool 13-5/8" 3M R-57 # 11" 5M R-54 FEPCO USADO 8.) Casing Head 13-5/8" 3M R-57 USADO SISTEMA PACK OFF									
Actualizado:	NESTOR R. DEL REAL CACERES			Fecha actualización:	agosto 31, 2010				

Fuente. ECOPETROL S.A.

### 3. Estado mecánico del pozo Castilla 45 (Ca45)



GUAYABO	1164'
ABRASCAS SUPERIORES	2240'
LUTITA E	2356'
UNIDAD C1	3294'
SS CARBONERA	3583'
UNIDAD C2	5080'
LUTITA E-3	5658'
UNIDAD T1	5828'
LUTITA E-4	TVD
TVD	6340'
SAN FERNANDO UNIDAD T2	TVD
TVD	6431'
GUADALUPE SUPERIOR UNIDAD K1	TVD
TVD	6724'
GUADALUPE MASIVO UNIDAD K2	TVD
TVD	7225'

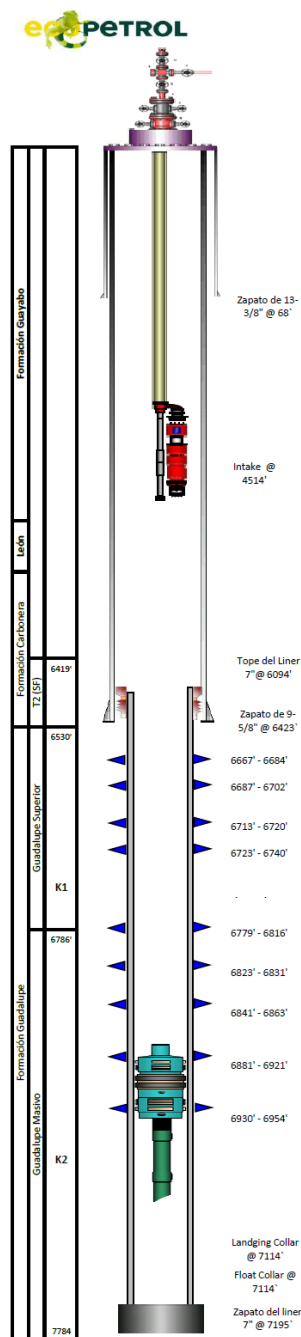


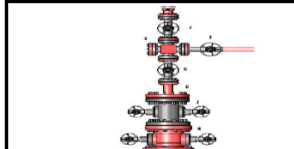
ECOPETROL S.A Superintendencia de Operaciones Central - Campo Castilla							
INFORMACIÓN GENERAL							
Pozo:	Castilla 60		Elevación del Terreno	1302,5'			
Fecha Perforación	01-abr-09	21-abr-09	Elevación Mesa Rotaria	1324,5'			
Fecha Completamiento	22-abr-09	24-abr-09	Profundidad Perforada	7425' MD			
Coordenadas Gauss	Este 1.045.784,73 m	Norte 915.475,29m	Profundidad Actual	7323' MD			
REVESTIMIENTOS							
Casing	Diámetro	Peso (lb/ft)	Grado	Topo (ft)	Zapato (ft)	Drift	Capacidad
Conductor	20"	94	K-55	0	45		
Superficie	13 3/8"	68	K-55	0	995	12.259"	0,1497
Intermedio	9 5/8"	47	P-110	0	6464	8.525"	0,0732
Liner	7"	29	P-110	6161	7420	6.059"	0,0371
INTERVALOS CAÑONEADOS							
Fecha	Formación	Tiro por pie	Topo (ft)	Base (ft)	Tipo Carga	Condición	Intervalos (ft)
14-ene-10	K1- Superior	12	6747	6776	4-5/8" Millenium	Activo	29
14-ene-10	K1- Superior	12	6784	6793	4-5/8" Millenium	Activo	9
14-ene-10	K1- Superior	12	6798	6823	4-5/8" Millenium	Activo	25
14-ene-10	K1- Superior	12	6866	6887	4-5/8" Millenium	Activo	21
22-abr-09	K2	12	6892	6912	ULTRAJET	Activo	20
22-abr-09	K2	12	6913	6930	ULTRAJET	Activo	17
22-abr-09	K2	12	6940	6958	ULTRAJET	Activo	18
Total Activos							139
PMP	6853						
HERRAMIENTAS EN EL POZO							
Herramienta	Profundidad (ft)						
SARTA DE PRODUCCION							
Descripción	Longitud (ft)	Desde (ft)	Hasta (ft)				
Ylanger 11 x 5 1/2" LTC. Usado	1	0	1,00				
152 Juntas de 5-1/2" LTC 15.5 lb/ft J-SS. Usadas	4876,23	1,00	4.877,23				
X/over 3-1/2" 8rd pin x 5-1/2" LTC caja. Usado	0,8	4.877,23	4.878,03				
Junta 3-1/2" EUE N-80 9.3 #/ft. Usada	30,84	4.878,03	4.908,87				
Y Tool 3 1/2" EUE reparada (Blanking Plug reparado. S/N: 081026780). Usada	5	4.908,87	4.913,87				
Check Valve 3-1/2" 8RD Nueva	0,56	4.913,87	4.914,43				
Pup joint 3-1/2" EUE 9.3 #/ft. Usado	6,2	4.914,43	4.920,63				
Cabeza de descarga 3-1/2" 8rd caja. Nueva	0,54	4.920,63	4.921,17				
Cabeza descarga Sensor. Nueva	0,78	4.921,17	4.921,95				
Bomba Series 538, Modelo PMXSDH6FERR, Tipo 83 stg, P17, S/N 01G-18550. Usada	18,95	4.921,95	4.940,90				
Intake Series 513, Modelo GPARCINTH6, S/N 41G-54801. Usado	1,02	4.940,90	4.941,92				
Sello Upper Series 513, Modelo GS83DBHLA2PFSASP, S/N 31G-161296. Nuevo	6,3	4.941,92	4.948,22				
Sello Lower Series 513, Modelo GS83DBLT2PFSAB, S/N 31G-161295. Nuevo	6,3	4.948,22	4.954,52				
Motor Series 562, Modelo KMHG, S/N 21K-87968, 228 HP, 1425 V, 98 A. Usado	19,58	4.954,52	4.974,10				
Sensor Series 450, Modelo DQS000C, S/N 10521392. Usado	4,17	4.974,10	4.978,27				
UNIDAD DE BOMBEO							
Tipo de Bombeo	Electrosurgible						
Marca	Centriflir - Baker						
Cable de Potencia - MLE	Cable plano No1 con capilar de 3/8" Usado. MLE S/N 11584242, No4, 5 kv, 60'						
Variador	Centriflir S/N 10471189 4350-4-GCS-12pulsos, 390 KVA						
Transformador	ABB S/N 11CD310500, Tap 3-1, 1760 Voltios, 500 KVA						
OBSERVACIONES							
Último trabajo: 12-16 de Enero de 2010. Corrió canasta calibradora @ 7295'. Cañoneo 84' del K-1 Superior. Torre Independence 42.							
Bajo el mismo equipo BES CENTRILIFT. Guardacables: 10. Superbandas EBES: 44. Superbandas Tubería: 305. Total: 349							
4 Instruments tube: 20.25' + 19.01' + 19.02' + 4.92' + Entry guide: 0.65'. Total: 63.2' dejando Cola: 2.21'.							
Peso EBES: 3000 lbs. Peso Neto de la Sarta: 90.000 lbs. Se realiza prueba de giro OK.							
CABEZAL DE POZO							
<ul style="list-style-type: none"> <li>1.) Tree Cap 5 1/8"-3M x 5 1/2" LTC y manómetro de 0-1000 psi</li> <li>2.) Swab Valve 5 1/8"-3M R-41 FEPCO</li> <li>3.) Wing Valve 5 1/8"-3M R-41 FEPCO</li> <li>4.) Studed Cross 5 1/8"-3M R-41 FEPCO</li> <li>5.) Master Valve 5 1/8"-3M R-41 FEPCO</li> <li>6.) ESP Adapter for BES 11" 5M R-54 x 5 1/8" 3M R-41 FEPCO</li> <li>7.) Tubing Head Spool 13 5/8" 3M R-57 a 11" 5M R-54 FEPCO</li> <li>8.) Casing Head 13 5/8" 3M R-57</li> </ul>							
Sistema Pack Off							
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;">                 Último SURVEY @ 7425'                  Inclinación = 23.65° Azimut = 174.47°             </div>							
Actualizó:	Pablo Ferreira Mejía		Fecha Actualización:	Enero 16 de 2010			

Fuente. ECOPETROL S.A.



## 5. Estado mecánico del pozo Castilla 60 (Ca60)



Ecopetrol S.A. - Superintendencia de Operaciones Central - Campo Castilla									
INFORMACIÓN GENERAL									
Pozo:	Castilla 45				Profundidad Perforada (ft)	8000'	MD		
Fecha Perforación	19-mar-08	16-abr-08			Profundidad actual (ft)	6924	MR		
Fecha completamiento	17-abr-08	21-abr-08			Elevación mesa Rotaria (ft)	1355	25'		
Coordenadas Gauss	Este 1,045,958 mts	Norte 917,678.91 mts			Elevación del terreno (ft)	1330			
REVESTIMIENTOS									
Casing	Díametro	Peso (lb/ft)	Grado	Tope (ft)	Zapato (ft)	Rosca	Capacidad		
Conductor	20"	94	K-55	0'	39'	R3	0,35528 bb/ft		
Intermedio	13 3/8"	68	K-55	0'	980'	BTC R3	0,14973 bb/ft		
	9 5/8"	47	P-110	0'	6423'	BTC R3	0,07321 bb/ft		
Producción	7"	29	P-110	6094'	7195'	BLUE R3	0,03715 bb/ft		
INTERVALOS CAÑONEADOS									
Fecha	Formación	Tiro por pie	Tope (ft)	Base (ft)	Tipo Carga	Condición	Intervalos (ft)		
18-ago-09	K1	5	6667	6684	4 5/8" Millennium	Activo	17		
18-ago-09	K1	5	6687	6702	4 5/8" Millennium	Activo	15		
18-ago-09	K1	5	6713	6720	4 5/8" Millennium	Activo	7		
18-ago-09	K1	5	6723	6740	4 5/8" Millennium	Activo	17		
17-abr-08	K1-K2	5	6779	6816	ULTRAJET 4505	Activo	37		
17-abr-08	K2	5	6823	6831	ULTRAJET 4505	Activo	8		
18-abr-08	K2	5	6841	6863	ULTRAJET 4505	Activo	22		
18-abr-08	K2	5	6881	6921	ULTRAJET 4505	Activo	40		
18-abr-08	K2	5	6930	6954	ULTRAJET 4505	Chocado	24		
PMP: 6793					Total Activos: 187				
HERRAMIENTAS EN EL POZO									
Herramienta							Profundidad		
1 Pate mulo de 3-1/2" EUE, Long 1.65; 1 Junta de 3-1/2", 9.3 libas/pie nueva, longitud 30.34'; 1 Seating Nipple de 2.75", Long 1.18'; 1 Empaque Hidráulico Baker FHL 7", x 3-1/2", Size 47 B2, OD 5.983" x 3" ID, para casing de 7" 29 libas/pie, con 2 plines de asentamiento, Long total 7.15'; Long a mitad de cauchos 2.3'							6924		
SARTA DE PRODUCCIÓN									
Cantidad	Descripción	Longitud (ft)	Desde	Hasta					
1	Hanger 11" x 5-1/2" LTC		1.1	0	1.1				
137	Juntas 5 1/2" LTC 15.5 lb/ft, J-55. Usadas		4445,07	1.1	4446,17				
1	X/O 3-1/2" EUE pin x 5-1/2" LTC box Usado.		0,8	4446,17	4446,97				
1	Junta 3 1/2" EUE 9.3 lb/ft, N-80, usada		31	4446,97	4477,97				
1	"Y Tool" 3 1/2" S/N: D80523998, 3-1/2" EUE, Nueva		5	4477,97	4482,97				
1	Check Valve 3 1/2" EUE P/N: 77172, Nueva		0,58	4482,97	4483,55				
1	Pup Joint 3 1/2" EUE		6,1	4483,55	4489,65				
1	Cabeza de descarga, 3-1/2" EUE 8RD, P/N: 194381, Nueva		0,58	4489,65	4490,23				
1	Cabeza de descarga Phoenix, Series 538, S/N ID 1291288, P/N 100134133. Nueva		0,7	4490,23	4490,93				
1	Bomba TYPO: CR-CT- ES-CS -S8000N, P/N: 100422740, S/N 29PG-09172, 81 stg, Series 538. Nueva		21,75	4490,93	4512,68				
1	Intake SERIES 540 S/N: R0990-909486, P/N: 1242320. Nuevo		1,17	4512,68	4513,85				
1	Sello Superior S/N 3 FP9G-09185, TYPO: LS8PB-ALF- CS 540 P/N R04540C. Nuevo.		8,94	4513,85	4522,79				
1	Sello Inferior S/N 3 FP9G-09185, TYPO: LS8PB-ALF- CS 540 P/N R04540C. Nuevo.		8,94	4522,79	4531,73				
1	Motor 300 HP, 2450 V, 73.5 A, TYPE: RA-UT-CS- XD-AS DOM, Series 562, S/N: 1H59D-900269. Nuevo		23,73	4531,73	4555,46				
1	Adapter: PHOENIX MULTI-SENSOR serie 562, P/N: 1250034, Nuevo		2,32	4555,46	4557,78				
1	Sensor Phoenix, Series 450, P/N: 100462067, S/N: XT1 19642. Nuevo.		1,83	4557,78	4559,61				
UNIDAD DE BOMBEO									
Tipo de Bombeo		Descripción							
Bombeo Eléctrosurgible		REDA SCHLUMBERGER.							
Marca		REDA SCHLUMBERGER.							
Motor de subsuelo		Motor 300 HP, 2450 V, 73.5 A, TYPE: RA-UT-CS- XD-AS DOM, Series 562, S/N: 1H59D-900269. Nuevo							
Cable		REDALEAD No 2, S/N 58202, 2.5 KV plano, con capilar de 3/8", NUEVO							
Variador		Centriflft Tipo: electrospeed 3, 519 Kva, S/N 10401178, 480 Volts, 624 Amps, 12 Pulsos.							
Transformador		Model ABB, 500 Kva, 480 Prim V, 2366 Sec V, Tap Range A4-B5, S/N 1LCB-303432							
OBSERVACIONES									
Último trabajo: 18-23 Agosto, 2009. Cañoneo unidad K1 y Sentó packer FHL con choque de 9/64" a 6924'									
Se hace empalme de cable plano Redamax con plano Centriflft por haber incompatibilidad para hacer el Pack-Off.									
El ON-OFF que se usó es L-10. Bandas usadas: 138 tuberías+ 48 en lña 136 protectores Cannon, 7 Guardas planas.									
MLE Redalead No 4 S/N K10013733 (65'), 70' de instrument tube con Extensión joint 4', Total 82,57', Sarta lado ESP: 81.75', Cola debajo sensor 0.82'.									
El arbolito se deja sin Mandómetro.									
CABEZAL DE POZO									
									
1.) Tree Cap de arbolito 5 1/8" con rosca 5 1/2" LTC. 2.) Fepeco Swab Gate Valve 5 1/8" 3M R41 3.) Fepeco Wing Gate Valve 5 1/8" 3M R41 4.) Studded Cross 5 1/8" 3M R41 5.) Fepeco Master Gate Valve 5 1/8" 3M R41 6.) ESP Spool Adapter 11" 5M R54 x 5 1/8" 3M R41 7.) Tubing Head 11" 5M R54 x 13 5/8" 3M R57 8.) Casing Head 13 5/8" 3M R57									
Actualizó: Pablo Ferreira Mejía					Fecha actualización: agosto 23, 2009				

Fuente. ECOPETROL S.A.







## Anexo K Datos de producción para el piloto-Declinación Exponencial 1%

Datos de Producción para el piloto -Declinación Exponencial 1%										
Periodo [Meses]	sin DOWS		con DOWS			sin DOWS		con DOWS		
	Petróleo [BOPD]	Agua en Sup. [BWPD]	Petróleo [BOPD]	Agua en Sup. [BWPD]	Agua Iny. [BWPD]	Petróleo [Bbl]	Agua en Sup. [Bbl]	Petróleo [Bbl]	Agua en Sup. [Bbl]	Agua Iny. [Bbl]
0	1408	29212	1408	8179	21033	42827	888532	42827	248789	639743
1	1394	29226	1394	8193	21033	42401	888958	42401	249215	639743
2	1380	29240	1380	8207	21033	41979	889380	41979	249637	639743
3	1366	29254	1366	8221	21033	41561	889797	41561	250055	639743
4	1353	29267	1353	8235	21033	41147	890211	41147	250468	639743
5	1339	29281	1339	8248	21033	40738	890620	40738	250878	639743
6	1326	29294	1326	8261	21033	40333	891026	40333	251283	639743
7	1313	29307	1313	8275	21033	39931	891427	39931	251684	639743
8	1300	29320	1300	8288	21033	39534	891824	39534	252082	639743
9	1287	29333	1287	8301	21033	39141	892218	39141	252475	639743
10	1274	29346	1274	8313	21033	38751	892607	38751	252864	639743
11	1261	29359	1261	8326	21033	38366	892993	38366	253250	639743
12	1249	29371	1249	8339	21033	37984	893374	37984	253632	639743
13	1236	29384	1236	8351	21033	37606	893752	37606	254010	639743
14	1224	29396	1224	8363	21033	37232	894127	37232	254384	639743
15	1212	29408	1212	8375	21033	36861	894497	36861	254754	639743
16	1200	29420	1200	8388	21033	36494	894864	36494	255121	639743
17	1188	29432	1188	8399	21033	36131	895227	36131	255484	639743
18	1176	29444	1176	8411	21033	35772	895586	35772	255844	639743
19	1164	29456	1164	8423	21033	35416	895942	35416	256200	639743
20	1153	29467	1153	8435	21033	35064	896295	35064	256552	639743
21	1141	29479	1141	8446	21033	34715	896644	34715	256901	639743
22	1130	29490	1130	8457	21033	34369	896989	34369	257246	639743
23	1119	29501	1119	8469	21033	34027	897331	34027	257588	639743
24	1108	29512	1108	8480	21033	33689	897670	33689	257927	639743
25	1097	29523	1097	8491	21033	33353	898005	33353	258262	639743
26	1086	29534	1086	8502	21033	33022	898337	33022	258594	639743
27	1075	29545	1075	8513	21033	32693	898665	32693	258923	639743
28	1064	29556	1064	8523	21033	32368	898991	32368	259248	639743
29	1054	29566	1054	8534	21033	32046	899313	32046	259570	639743
30	1043	29577	1043	8544	21033	31727	899632	31727	259889	639743
31	1033	29587	1033	8555	21033	31411	899947	31411	260204	639743
32	1022	29598	1022	8565	21033	31099	900260	31099	260517	639743
33	1012	29608	1012	8575	21033	30789	900569	30789	260826	639743
34	1002	29618	1002	8585	21033	30483	900876	30483	261133	639743
35	992	29628	992	8595	21033	30179	901179	30179	261436	639743
36	982	29638	982	8605	21033	29879	901479	29879	261736	639743
37	973	29647	973	8615	21033	29582	901776	29582	262034	639743
38	963	29657	963	8624	21033	29288	902071	29288	262328	639743
39	953	29667	953	8634	21033	28996	902362	28996	262619	639743
40	944	29676	944	8644	21033	28708	902651	28708	262908	639743
41	934	29686	934	8653	21033	28422	902936	28422	263194	639743
42	925	29695	925	8662	21033	28139	903219	28139	263476	639743
43	916	29704	916	8671	21033	27859	903499	27859	263756	639743
44	907	29713	907	8681	21033	27582	903776	27582	264034	639743
45	898	29722	898	8690	21033	27307	904051	27307	264308	639743
46	889	29731	889	8699	21033	27036	904323	27036	264580	639743
47	880	29740	880	8707	21033	26767	904592	26767	264849	639743
48	871	29749	871	8716	21033	26500	904858	26500	265115	639743
49	863	29757	863	8725	21033	26237	905122	26237	265379	639743
50	854	29766	854	8733	21033	25976	905383	25976	265640	639743
51	845	29775	845	8742	21033	25717	905641	25717	265898	639743
52	837	29783	837	8750	21033	25461	905897	25461	266154	639743
53	829	29791	829	8759	21033	25208	906150	25208	266408	639743
54	821	29799	821	8767	21033	24957	906401	24957	266658	639743
55	812	29808	812	8775	21033	24709	906649	24709	266907	639743
56	804	29816	804	8783	21033	24463	906895	24463	267153	639743
57	796	29824	796	8791	21033	24220	907139	24220	267396	639743
58	788	29832	788	8799	21033	23979	907380	23979	267637	639743
59	780	29840	780	8807	21033	23740	907618	23740	267876	639743
60	773	29847	773	8815	21033	23504	907855	23504	268112	639743
Producción total a 5 años (bbl)						1965471	54847388	1965471	15823077	39024311

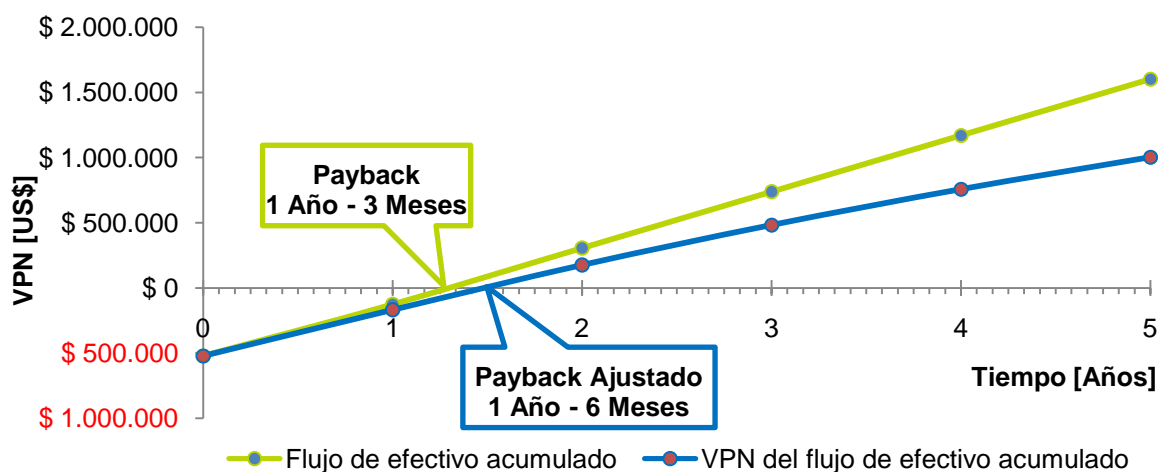
Fuente. ECOPEPETROL S.A. Potencial de producción campo Castilla, Abril 2012

## Anexo L Flujo de caja para los pozos seleccionados para el piloto

### 1. Flujo de caja del pozo Castilla 14 (CA14)

Parámetros de calculo						
Período [Años]	1	2	3	4	5	
Petróleo sin DOWS [Bbl]	54757	48565	43074	38203	33883	
Petróleo DOWS [Bbl]	53807	48565	43074	38203	33883	
Agua en Superficie sin DOWS [Bbl]	2779833	2786025	2791516	2796387	2800707	
Agua en Superficie con DOWS [Bbl]	768188	787168	792660	797530	801850	
Agua Inyectada a la Formación [Bbl]	1965999	1998857	1998857	1998857	1998857	
Inversiones						
Estimulación zona de Inyección	\$ 300.000,00					
Prueba de Inyectividad	\$ 118.000,00					
Costos de Laboratorio	\$ 12.000,00					
Workover	\$ 90.000,00					
Total de inversiones	\$ 520.000,00					
Ingresos Netos						
Venta del Petróleo sin DOWS	\$ 1.671.030,13	\$ 1.482.070,77	\$ 1.314.478,85	\$ 1.165.838,16	\$ 1.034.005,69	
Venta del Petróleo Incremental	\$ 29.004,82	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
Venta del Petróleo con DOWS	\$ 1.642.025,31	\$ 1.482.070,77	\$ 1.314.478,85	\$ 1.165.838,16	\$ 1.034.005,69	
Ahorros tras la aplicación de la Tecnología						
Tratamiento del Agua	\$ 735.283,58	\$ 747.572,44	\$ 747.572,44	\$ 747.572,44	\$ 747.572,44	
Vertimiento del Agua (100%)	\$ 58.979,97	\$ 59.965,70	\$ 59.965,70	\$ 59.965,70	\$ 59.965,70	
Reinyección Disposal (0%)	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
Total de Ahorros	\$ 794.263,55	\$ 807.538,15	\$ 807.538,15	\$ 807.538,15	\$ 807.538,15	
Costos de la aplicación de la Tecnología						
Alquiler ESP-DOWS	\$ 135.415,00	\$ 135.415,00	\$ 135.415,00	\$ 135.415,00	\$ 135.415,00	
Energía para la Inyección	\$ 235.919,87	\$ 239.862,82	\$ 239.862,82	\$ 239.862,82	\$ 239.862,82	
Total costos de la aplicación de la Tecnología	\$ 371.334,87	\$ 375.277,82	\$ 375.277,82	\$ 375.277,82	\$ 375.277,82	
Rentabilidad del pozo piloto DOWS	\$ 520.000,00	\$ 2.064.953,99	\$ 1.914.331,10	\$ 1.746.739,18	\$ 1.598.098,49	\$ 1.466.266,02
Rentabilidad Acumulada del pozo DOWS	\$ 520.000,00	\$ 1.544.953,99	\$ 3.459.285,09	\$ 5.206.024,27	\$ 6.804.122,76	\$ 8.270.388,78
Flujo de Caja generado por el piloto	\$ 520.000,00	\$ 393.923,87	\$ 432.260,33	\$ 432.260,33	\$ 432.260,33	\$ 432.260,33
Flujo de Caja Acumulado generado por el piloto	\$ 520.000,00	\$ 126.076,13	\$ 306.184,20	\$ 738.444,53	\$ 1.170.704,86	\$ 1.602.965,19

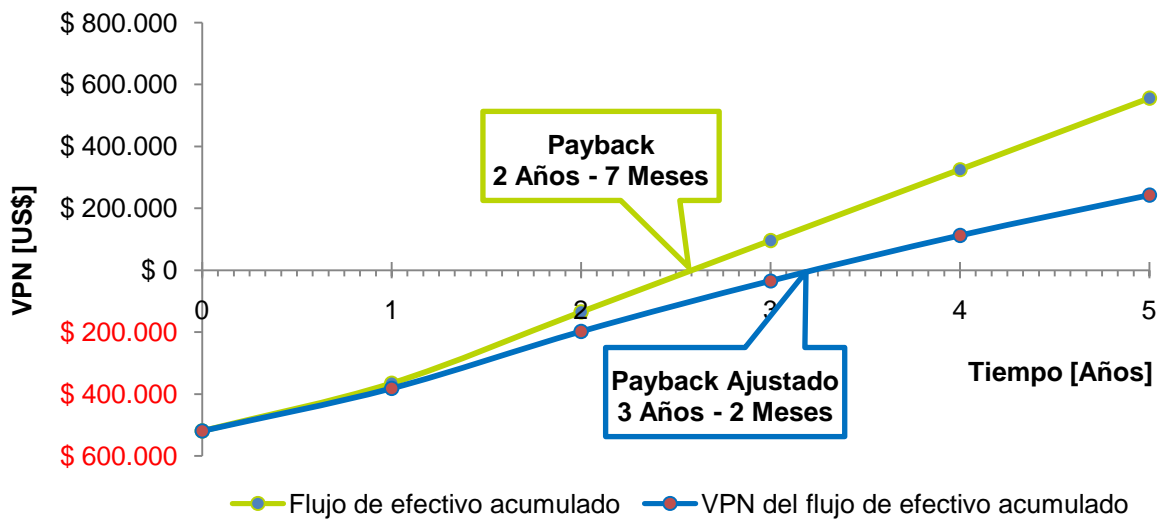
Tasa de Descuento Anual ECOPETROL	12%
VPN [US\$]	\$ 1.003.972,77
TIR	75%
PayBack Time	1 Año 3 Meses
PayBack Ajustado	1 Año 6 Meses
VPN Ingresos	\$ 2.873.244,82
VPN Egresos	\$ 1.869.272,05
RCB	1,54



Fuente. Autores

## 2. Flujo de caja del pozo Castilla 24 (CA24)

<b>Parámetros de cálculo</b>						
Período [Años]	1	2	3	4	5	
Petróleo sin DOWS [Bbl]	131418	116557	103377	91687	81319	
Petróleo DOWS [Bbl]	129137	116557	103377	91687	81319	
Agua en Superficie sin DOWS [Bbl]	1797242	1812103	1825283	1836973	1847341	
Agua en Superficie con DOWS [Bbl]	501267	524383	537563	549253	559621	
Agua Inyectada a la Formación [Bbl]	1266552	1287720	1287720	1287720	1287720	
<b>Inversiones</b>						
Estimulación zona de Inyección	\$ 300.000,00					
Prueba de Inyectividad	\$ 118.000,00					
Costos de Laboratorio	\$ 12.000,00					
Workover	\$ 90.000,00					
<b>Total de inversiones</b>	<b>\$ 520.000,00</b>					
<b>Ingresos Netos</b>						
Venta del Petróleo sin DOWS	\$ 4.010.472,30	\$ 3.556.969,84	\$ 3.154.749,25	\$ 2.798.011,58	\$ 2.481.613,65	
Venta del Petróleo Incremental	\$ 69.611,56	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
Venta del Petróleo con DOWS	\$ 3.940.860,74	\$ 3.556.969,84	\$ 3.154.749,25	\$ 2.798.011,58	\$ 2.481.613,65	
<b>Ahorros tras la aplicación de la Tecnología</b>						
Tratamiento del Agua	\$ 473.690,45	\$ 481.607,28	\$ 481.607,28	\$ 481.607,28	\$ 481.607,28	
Vertimiento del Agua (100%)	\$ 37.996,56	\$ 38.631,60	\$ 38.631,60	\$ 38.631,60	\$ 38.631,60	
Reinyección Disposal (0%)	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
<b>Total de Ahorros</b>	<b>\$ 511.687,01</b>	<b>\$ 520.238,88</b>	<b>\$ 520.238,88</b>	<b>\$ 520.238,88</b>	<b>\$ 520.238,88</b>	
<b>Costos de la aplicación de la Tecnología</b>						
Alquiler ESP-DOWS	\$ 135.415,00	\$ 135.415,00	\$ 135.415,00	\$ 135.415,00	\$ 135.415,00	
Energía para la Inyección	\$ 151.986,24	\$ 154.526,40	\$ 154.526,40	\$ 154.526,40	\$ 154.526,40	
<b>Total costos de la aplicación de la Tecnología</b>	<b>\$ 287.401,24</b>	<b>\$ 289.941,40</b>	<b>\$ 289.941,40</b>	<b>\$ 289.941,40</b>	<b>\$ 289.941,40</b>	
Rentabilidad del pozo piloto DOWS	\$ 520.000,00	\$ 4.165.146,51	\$ 3.787.267,32	\$ 3.385.046,73	\$ 3.028.309,06	\$ 2.711.911,13
Rentabilidad Acumulada del pozo DOWS	\$ 520.000,00	\$ 3.645.146,51	\$ 7.432.413,83	\$ 10.817.460,56	\$ 13.845.769,62	\$ 16.557.680,75
<b>Flujo de Caja generado por el piloto</b>						
	\$ 520.000,00	\$ 154.674,21	\$ 230.297,48	\$ 230.297,48	\$ 230.297,48	
<b>Flujo de Caja Acumulado generado por el piloto</b>						
	\$ 520.000,00	\$ 365.325,79	\$ 135.028,31	\$ 95.269,17	\$ 325.566,65	\$ 555.864,13
<b>Resumen de Indicadores</b>						
Tasa de Descuento Anual ECOPELROL	12%					
<b>VPN [US\$]</b>	<b>\$ 242.650,10</b>					
TIR	28%					
<b>PayBack Time</b>	<b>2 Años 7 Meses</b>					
<b>PayBack Ajustado</b>	<b>3 Años 2 Meses</b>					
VPN Ingresos	\$ 1.805.555,96					
VPN Egresos	\$ 1.562.905,86					
<b>RCB</b>	<b>1,16</b>					



Fuente. Autores

### 3. Flujo de caja del pozo Castilla 45 (CA45)

Parámetros de calculo	1	2	3	4	5
Período [Años]					
Petróleo sin DOWS [Bbl]	80425	71330	63264	56111	49766
Petróleo DOWS [Bbl]	79029	71330	63264	56111	49766
Agua en Superficie sin DOWS [Bbl]	2538085	2547180	2555246	2562399	2568744
Agua en Superficie con DOWS [Bbl]	702844	723610	731676	738830	745175
Agua Inyectada a la Formación [Bbl]	1793593	1823569	1823569	1823569	1823569

Inversiones	
Estimulación zona de Inyección	\$ 300.000,00
Prueba de Inyectividad	\$ 118.000,00
Costos de Laboratorio	\$ 12.000,00
Workover	\$ 90.000,00
<b>Total de inversiones</b>	<b>\$ 520.000,00</b>

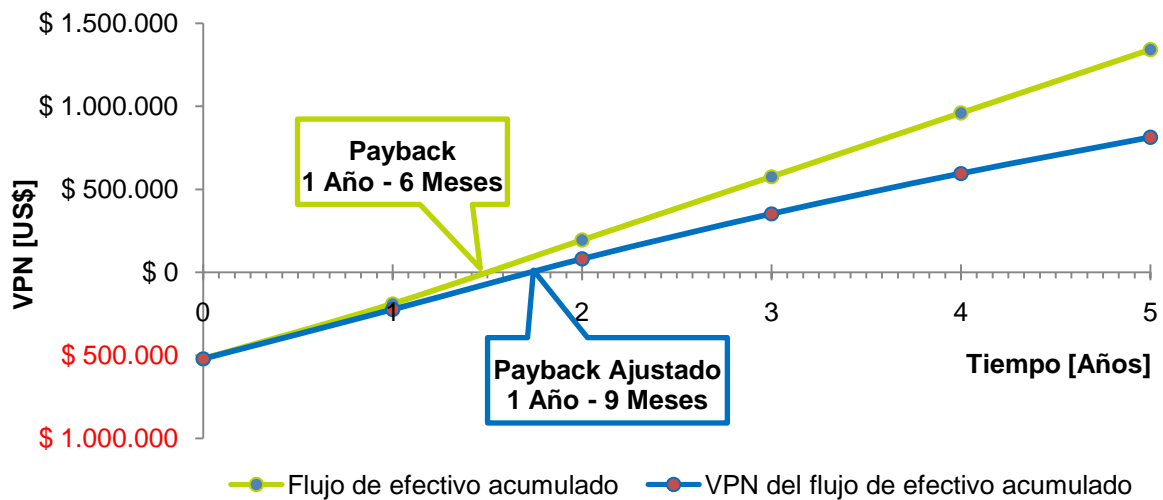
Ingresos Netos	
Venta del Petróleo sin DOWS	\$ 2.454.325,50
Venta del Petróleo Incremental	\$ 42.600,82
Venta del Petróleo con DOWS	\$ 2.411.724,67

Ahorros tras la aplicación de la Tecnología	
Tratamiento del Agua	\$ 670.803,68
Vertimiento del Agua (100%)	\$ 53.807,78
Reinyección Disposal (0%)	\$ 0,00
<b>Total de Ahorros</b>	<b>\$ 724.611,46</b>

Costos de la aplicación de la Tecnología	
Alquiler ESP-DOWS	\$ 135.415,00
Energía para la Inyección	\$ 215.231,13
<b>Total costos de la aplicación de la Tecnología</b>	<b>\$ 350.646,13</b>
Rentabilidad del pozo piloto DOWS	\$ 520.000,00
Rentabilidad Acumulada del pozo DOWS	\$ 520.000,00

Flujo de Caja generado por el piloto	\$ 520.000,00	\$ 331.364,51	\$ 382.478,65	\$ 382.478,65	\$ 382.478,65	\$ 382.478,65
Flujo de Caja Acumulado generado por el piloto	\$ 520.000,00	\$ 188.635,49	\$ 193.843,16	\$ 576.321,81	\$ 958.800,47	\$ 1.341.279,12

Tasa de Descuento Anual ECOPEPETROL	12%
<b>VPN [US\$]</b>	<b>\$ 813.112,32</b>
TIR	63%
PayBack Time	1 Año 6 Meses
PayBack Ajustado	1 Año 9 Meses
VPN Ingresos	\$ 2.606.868,38
VPN Egresos	\$ 1.793.756,07
<b>RCB</b>	<b>1,45</b>

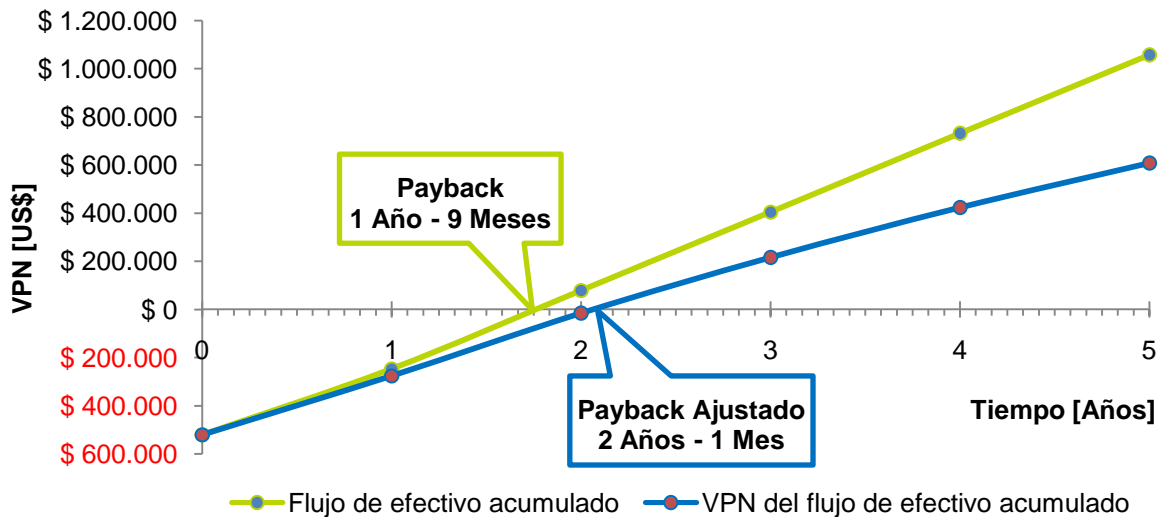


Fuente. Autores

#### 4. Flujo de caja del pozo Castilla 49 (CA49)

<b>Parámetros de calculo</b>						
Período [Años]	1	2	3	4	5	
Petróleo sin DOWS [Bbl]	84189	74669	66226	58737	52095	
Petróleo DOWS [Bbl]	82728	74669	66226	58737	52095	
Agua en Superficie sin DOWS [Bbl]	2261301	2270821	2279264	2286753	2293395	
Agua en Superficie con DOWS [Bbl]	626799	646717	655160	662649	669291	
Agua Inyectada a la Formación [Bbl]	1597406	1624104	1624104	1624104	1624104	
<b>Inversiones</b>						
Estimulación zona de Inyección	\$ 300.000,00					
Prueba de Inyectividad	\$ 118.000,00					
Costos de Laboratorio	\$ 12.000,00					
Workover	\$ 90.000,00					
<b>Total de inversiones</b>	<b>\$ 520.000,00</b>					
<b>Ingresos Netos</b>						
Venta del Petróleo sin DOWS	\$ 2.569.208,82	\$ 2.278.683,81	\$ 2.021.011,24	\$ 1.792.476,17	\$ 1.589.783,75	
Venta del Petróleo Incremental	\$ 44.594,91	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
Venta del Petróleo con DOWS	\$ 2.524.613,91	\$ 2.278.683,81	\$ 2.021.011,24	\$ 1.792.476,17	\$ 1.589.783,75	
<b>Ahorros tras la aplicación de la Tecnología</b>						
Tratamiento del Agua	\$ 597.429,99	\$ 607.414,90	\$ 607.414,90	\$ 607.414,90	\$ 607.414,90	
Vertimiento del Agua (100%)	\$ 47.922,19	\$ 48.723,12	\$ 48.723,12	\$ 48.723,12	\$ 48.723,12	
Reinyección Disposal (0%)	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
<b>Total de Ahorros</b>	<b>\$ 645.352,19</b>	<b>\$ 656.138,02</b>	<b>\$ 656.138,02</b>	<b>\$ 656.138,02</b>	<b>\$ 656.138,02</b>	
<b>Costos de la aplicación de la Tecnología</b>						
Alquiler ESP-DOWS	\$ 135.415,00	\$ 135.415,00	\$ 135.415,00	\$ 135.415,00	\$ 135.415,00	
Energía para la Inyección	\$ 191.688,77	\$ 194.892,48	\$ 194.892,48	\$ 194.892,48	\$ 194.892,48	
<b>Total costos de la aplicación de la Tecnología</b>	<b>\$ 327.103,77</b>	<b>\$ 330.307,48</b>	<b>\$ 330.307,48</b>	<b>\$ 330.307,48</b>	<b>\$ 330.307,48</b>	
Rentabilidad del pozo piloto DOWS	\$ 520.000,00	\$ 2.842.862,33	\$ 2.604.514,34	\$ 2.346.841,77	\$ 2.118.306,70	\$ 1.915.614,28
Rentabilidad Acumulada del pozo DOWS	\$ 520.000,00	\$ 2.322.862,33	\$ 4.927.376,67	\$ 7.274.218,44	\$ 9.392.525,15	\$ 11.308.139,43
<b>Flujo de Caja generado por el piloto</b>						
Flujo de Caja generado por el piloto	\$ 520.000,00	\$ 273.653,51	\$ 325.830,54	\$ 325.830,54	\$ 325.830,54	\$ 325.830,54
Flujo de Caja Acumulado generado por el piloto	\$ 520.000,00	\$ 246.346,49	\$ 79.484,05	\$ 405.314,58	\$ 731.145,12	\$ 1.056.975,66

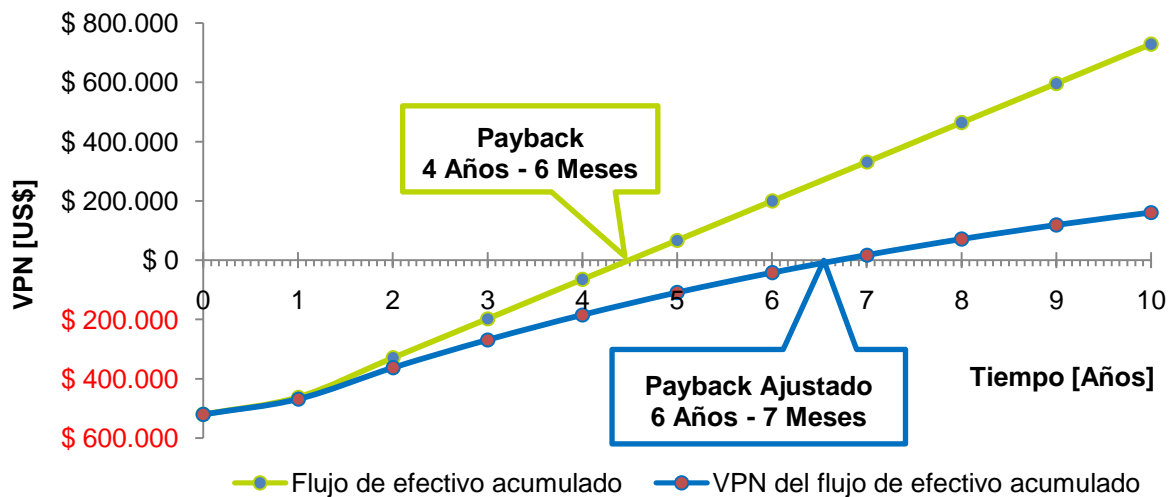
Tasa de Descuento Anual ECOPEPETROL	12%
<b>VPN [US\$]</b>	<b>\$ 607.959,53</b>
TIR	51%
<b>PayBack Time</b>	<b>1 Año 9 Meses</b>
<b>PayBack Ajustado</b>	<b>2 Años 1 Mes</b>
VPN Ingresos	\$ 2.315.783,62
VPN Egresos	\$ 1.707.824,09
<b>RCB</b>	<b>1,36</b>



Fuente. Autores

## 5. Flujo de caja del pozo Castilla 60 (CA60)

<b>Parámetros de cálculo</b>						
Período [Años]	1	2	3	4	5	
Petróleo sin DOWS [Bbl]	131075	116253	103108	91448	81107	
Petróleo DOWS [Bbl]	128800	116253	103108	91448	81107	
Agua en Superficie sin DOWS [Bbl]	1317975	1332797	1345942	1357602	1367943	
Agua en Superficie con DOWS [Bbl]	369262	390133	403279	414938	425279	
Agua Inyectada a la Formación [Bbl]	927168	942664	942664	942664	942664	
<b>Inversiones</b>						
Estimulación zona de Inyección	\$ 300.000,00					
Prueba de Inyectividad	\$ 118.000,00					
Costos de Laboratorio	\$ 12.000,00					
Workover	\$ 90.000,00					
<b>Total de inversiones</b>	<b>\$ 520.000,00</b>					
<b>Ingresos Netos</b>						
Venta del Petróleo sin DOWS	\$ 4.000.028,36	\$ 3.547.706,90	\$ 3.146.533,75	\$ 2.790.725,09	\$ 2.475.151,12	
Venta del Petróleo Incremental	\$ 69.430,28	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
Venta del Petróleo con DOWS	\$ 3.930.598,08	\$ 3.547.706,90	\$ 3.146.533,75	\$ 2.790.725,09	\$ 2.475.151,12	
<b>Ahorros tras la aplicación de la Tecnología</b>						
Tratamiento del Agua	\$ 346.760,74	\$ 352.556,19	\$ 352.556,19	\$ 352.556,19	\$ 352.556,19	
Vertimiento del Agua (100%)	\$ 27.815,03	\$ 28.279,91	\$ 28.279,91	\$ 28.279,91	\$ 28.279,91	
Reinyección Disposal (0%)	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
<b>Total de Ahorros</b>	<b>\$ 374.575,78</b>	<b>\$ 380.836,09</b>	<b>\$ 380.836,09</b>	<b>\$ 380.836,09</b>	<b>\$ 380.836,09</b>	
<b>Costos de la aplicación de la Tecnología</b>						
Alquiler ESP-DOWS	\$ 135.415,00	\$ 135.415,00	\$ 135.415,00	\$ 135.415,00	\$ 135.415,00	
Energía para la Inyección	\$ 111.260,13	\$ 113.119,63	\$ 113.119,63	\$ 113.119,63	\$ 113.119,63	
<b>Total costos de la aplicación de la Tecnología</b>	<b>\$ 246.675,13</b>	<b>\$ 248.534,63</b>	<b>\$ 248.534,63</b>	<b>\$ 248.534,63</b>	<b>\$ 248.534,63</b>	
Rentabilidad del pozo piloto DOWS	\$ 520.000,00	\$ 4.058.498,73	\$ 3.680.008,36	\$ 3.278.835,22	\$ 2.923.026,55	\$ 2.607.452,58
Rentabilidad Acumulada del pozo DOWS	\$ 520.000,00	\$ 3.538.498,73	\$ 7.218.507,09	\$ 10.497.342,31	\$ 13.420.368,86	\$ 16.027.821,44
<b>Flujo de Caja generado por el piloto</b>						
	\$ 520.000,00	\$ 58.470,36	\$ 132.301,46	\$ 132.301,46	\$ 132.301,46	\$ 132.301,46
<b>Flujo de Caja Acumulado generado por el piloto</b>						
	\$ 520.000,00	\$ 461.529,64	\$ 329.228,17	\$ 196.926,71	\$ 64.625,25	\$ 67.676,21
<b>Tasa de Descuento Anual ECOPETROL</b>						
						12%
<b>VPN [US\$]</b>						
						\$ 109.003,46
<b>TIR</b>						
						4%
<b>PayBack Time</b>						
						4 Años 6 Meses
<b>PayBack Ajustado</b>						
						6 Años 7 Meses
<b>VPN Ingresos</b>						
						\$ 1.305.248,00
<b>VPN Egresos</b>						
						\$ 1.414.251,46
<b>RCB</b>						
						0,92



Fuente. Autores

## Anexo M Resultados del Análisis de Sensibilidad

### 1. Análisis tipo tornado para el VPN del piloto

Variable	VPN del Piloto (US\$)			Datos de entrada		
	Riesgo	Oportunidad	Rango	Riesgo	Oportunidad	Caso Base
Petróleo incremental	\$ 1.413.939,13	\$ 8.580.879,29	\$ 7.166.940,16	-3%	13%	3%
Costo de energía por mala inyectividad	\$ 5.154.833,51	\$ 2.683.142,92	\$ 2.471.690,59	0,065	0,158	0,114
Eficiencia separación en fondo	\$ 2.489.228,24	\$ 4.938.252,63	\$ 2.449.024,39	57%	79%	70%
Vertimiento/Reinyección	\$ 4.103.527,83	\$ 3.751.134,31	\$ 352.393,52	96%	100%	99%
Precio del Petróleo WTI	\$ 3.777.833,98	\$ 3.985.619,89	\$ 207.785,91	\$ 83,15	\$ 98,10	\$ 89,14
Workover	\$ 3.916.622,21	\$ 3.779.812,94	\$ 136.809,26	\$ 14.002,56	\$ 18.562,87	\$ 15.855,21
Tasa de declinación	\$ 3.907.753,43	\$ 3.799.479,73	\$ 108.273,70	0,88%	1,22%	1,02%

Fuente. Reporte Crystal Ball®

### 2. Análisis tipo tornado para el VPN con DOWS

Variable	VPN de los pozos con DOWS (MUS\$)			Datos de entrada		
	Riesgo	Oportunidad	Rango	Riesgo	Oportunidad	Caso Base
Precio del Petróleo WTI	\$ 45,88	\$ 54,95	\$ 9,07	\$ 83,15	\$ 98,10	\$ 89,14
Petróleo incremental	\$ 47,07	\$ 54,23	\$ 7,17	-3%	13%	3%
Tasa de declinación	\$ 51,19	\$ 47,30	\$ 3,89	0,88%	1,22%	1,02%
Costo de energía por mala inyectividad	\$ 50,81	\$ 48,34	\$ 2,47	0,065	0,158	0,114
Eficiencia separación en fondo	\$ 48,14	\$ 50,59	\$ 2,45	57%	79%	70%
Vertimiento/Reinyección	\$ 49,76	\$ 49,40	\$ 0,35	96%	100%	99%
Workover	\$ 49,57	\$ 49,43	\$ 0,14	\$ 14.002,56	\$ 18.562,87	\$ 15.855,21

Fuente. Reporte Crystal Ball®

### 3. Análisis tipo araña para el VPN del piloto

Variable	VPN del Piloto (US\$)				
	10,0%	30,0%	50,0%	70,0%	90,0%
Petróleo Incremental	\$ 1.413.939,13	\$ 2.620.992,29	\$ 3.861.042,83	\$ 5.485.001,92	\$ 8.580.879,29
Costo de energía por mala Inyectividad	\$ 5.154.833,51	\$ 4.403.232,90	\$ 3.861.042,83	\$ 3.339.548,02	\$ 2.683.142,92
Eficiencia separación en fondo	\$ 2.489.228,24	\$ 3.303.851,31	\$ 3.861.042,83	\$ 4.364.872,31	\$ 4.938.252,63
Vertimiento/Reinyección	\$ 4.103.527,83	\$ 3.946.610,76	\$ 3.861.042,83	\$ 3.799.712,07	\$ 3.751.134,31
Precio del Petróleo WTI	\$ 3.777.833,98	\$ 3.820.697,11	\$ 3.861.042,81	\$ 3.908.740,27	\$ 3.985.619,89
Workover	\$ 3.916.622,21	\$ 3.887.481,33	\$ 3.861.042,83	\$ 3.830.292,81	\$ 3.779.812,94
Tasa de Declinación	\$ 3.907.753,43	\$ 3.882.660,35	\$ 3.861.042,83	\$ 3.836.963,22	\$ 3.799.479,73

Fuente. Reporte Crystal Ball®

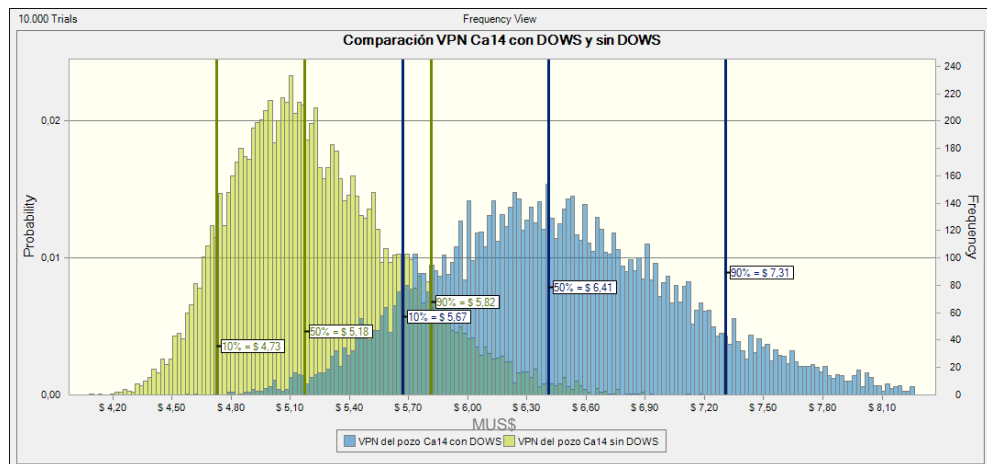
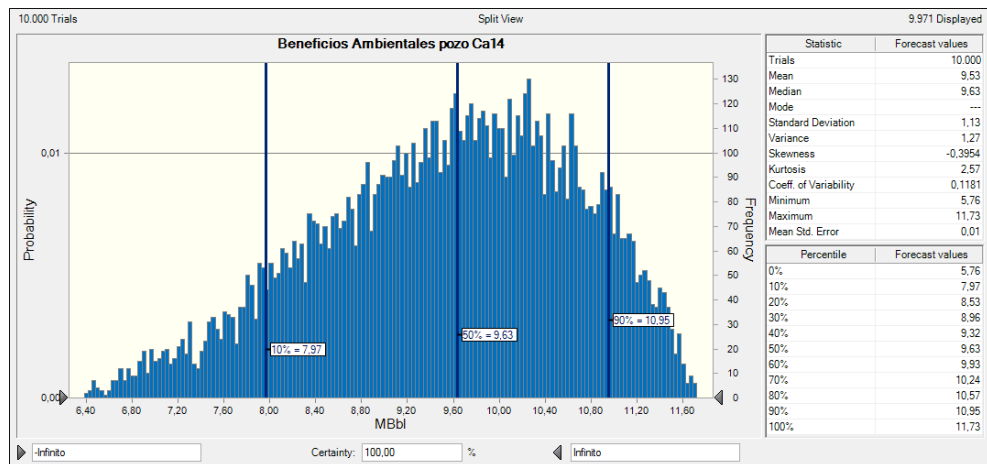
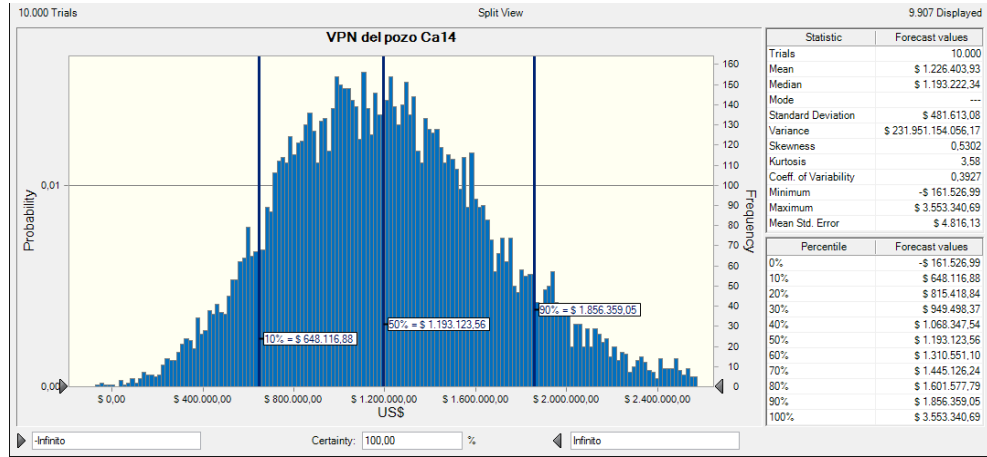
### 4. Análisis tipo araña para el VPN con DOWS

Variable	VPN de los pozos con DOWS (MUS\$)				
	10,0%	30,0%	50,0%	70,0%	90,0%
Precio del Petróleo WTI	\$ 45,88	\$ 47,75	\$ 49,51	\$ 51,59	\$ 54,95
Petróleo Incremental	\$ 47,07	\$ 48,27	\$ 49,51	\$ 51,14	\$ 54,23
Tasa de Declinación	\$ 51,19	\$ 50,29	\$ 49,51	\$ 48,65	\$ 47,30
Costo de energía por mala Inyectividad	\$ 50,81	\$ 50,06	\$ 49,51	\$ 48,99	\$ 48,34
Eficiencia separación en fondo	\$ 48,14	\$ 48,96	\$ 49,51	\$ 50,02	\$ 50,59
Vertimiento/Reinyección	\$ 49,76	\$ 49,60	\$ 49,51	\$ 49,45	\$ 49,40
Workover	\$ 49,57	\$ 49,54	\$ 49,51	\$ 49,48	\$ 49,43

Fuente. Reporte Crystal Ball®

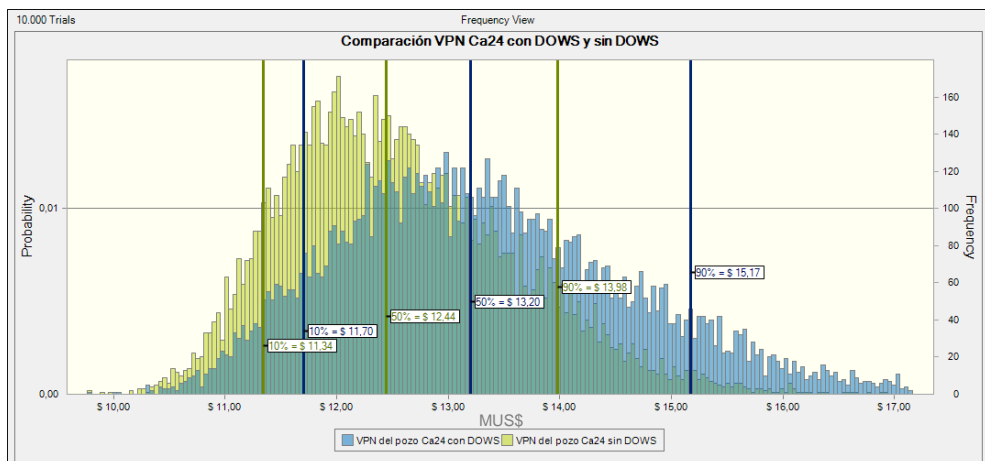
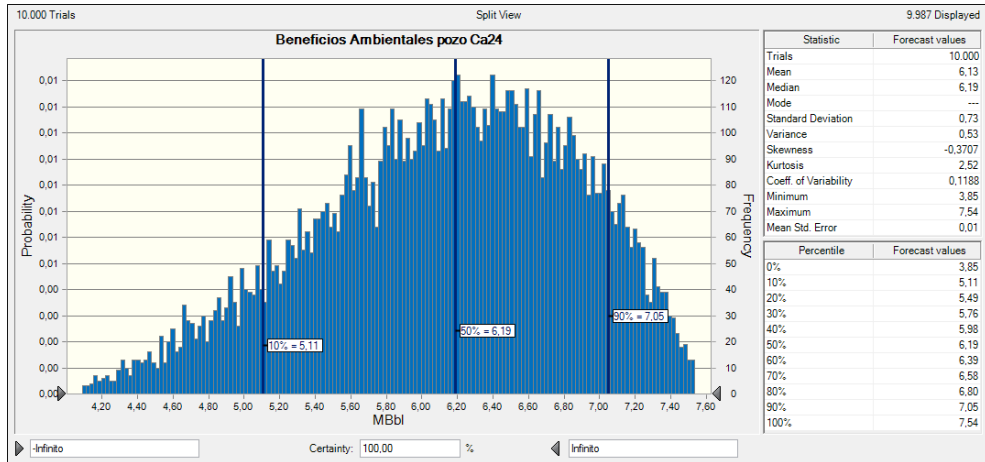
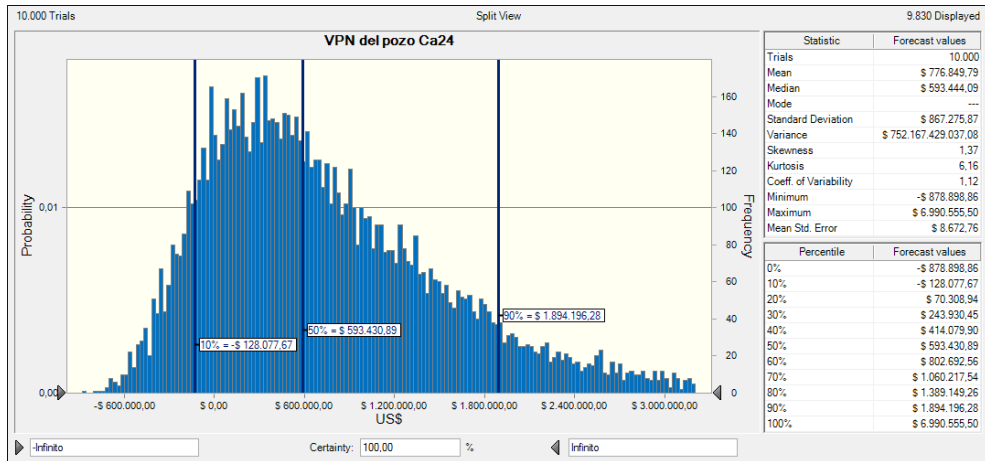
# Anexo N Simulación Montecarlo para cada pozo del piloto

## 1. Simulación Montecarlo para el pozo Castilla 14 (Ca14)



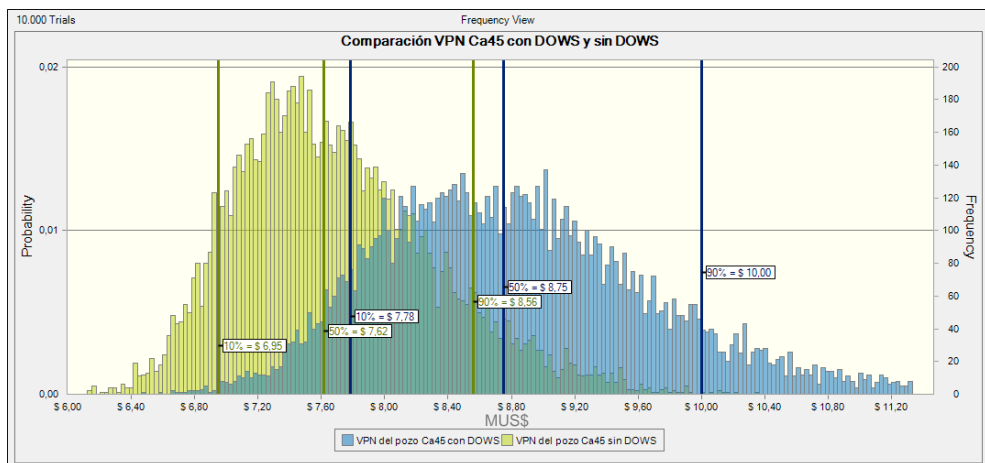
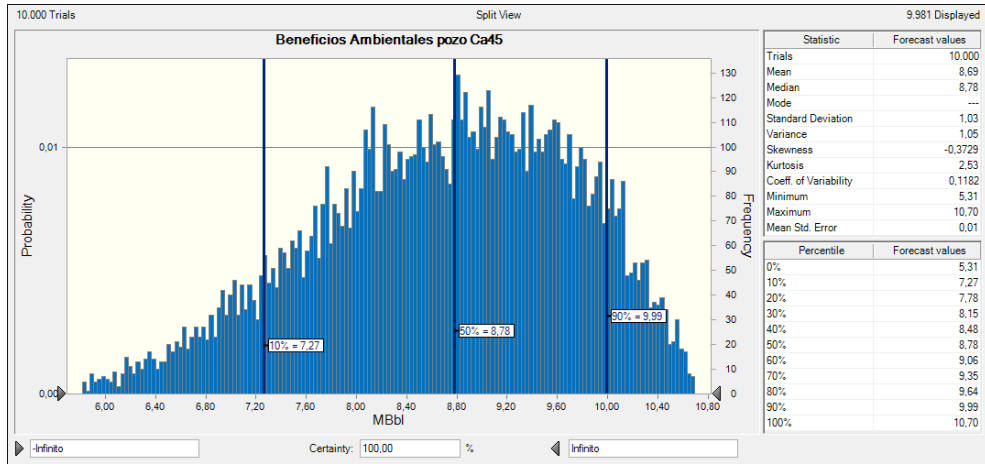
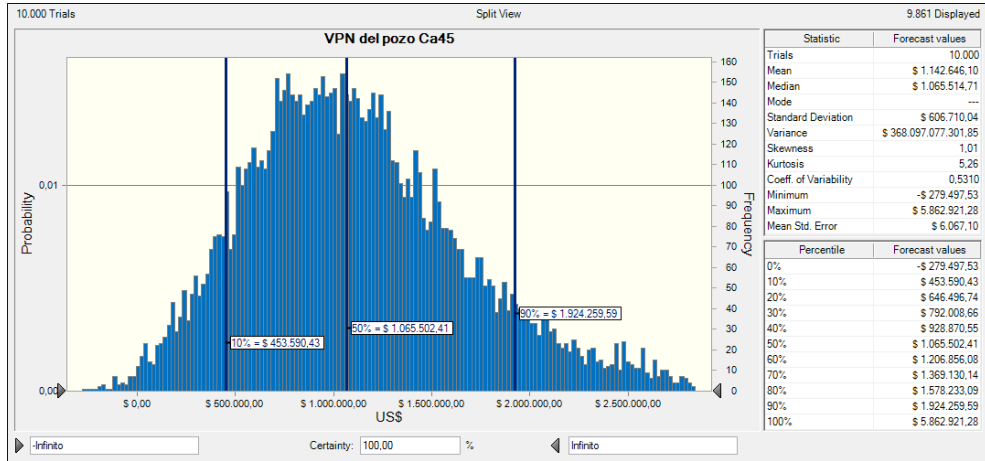
Fuente. Crystal Ball®

## 2. Simulación Montecarlo para el pozo Castilla 24 (Ca24)



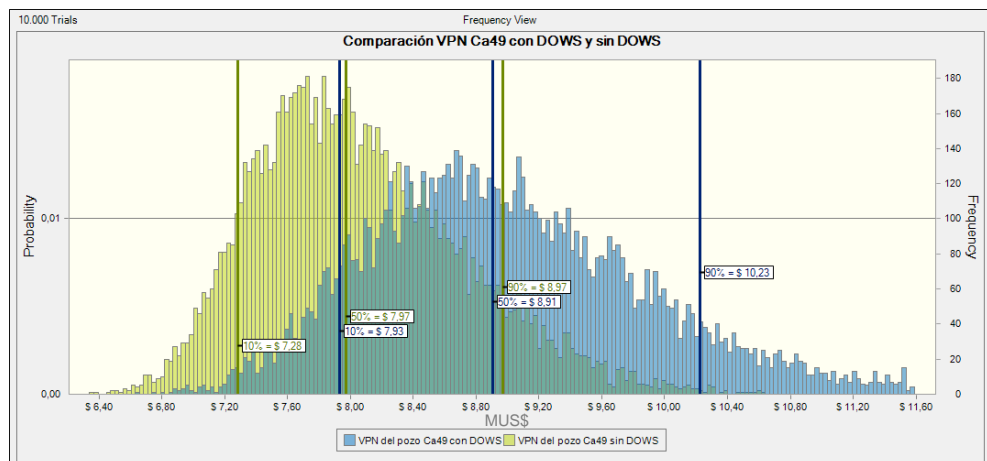
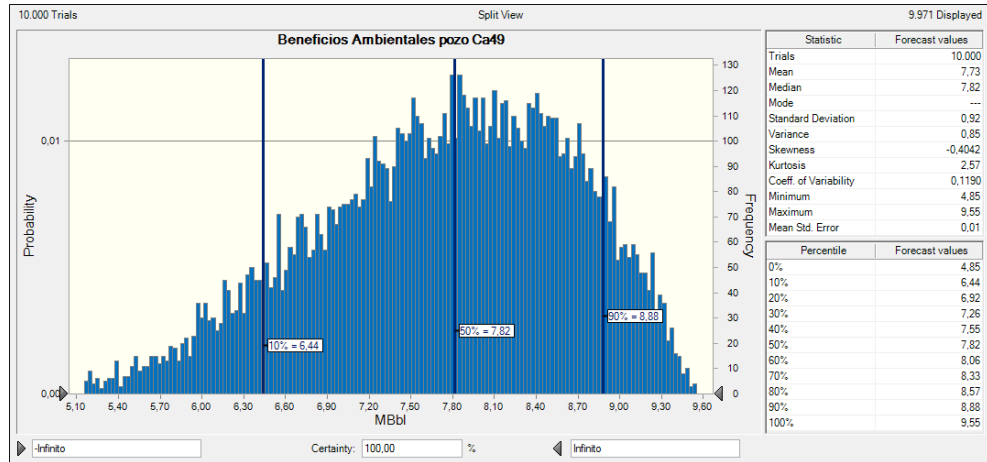
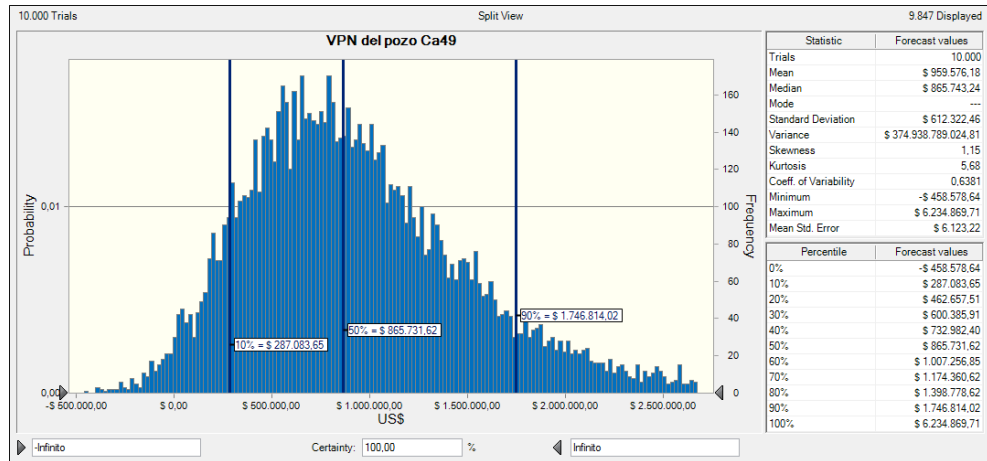
Fuente. Crystal Ball®

### 3. Simulación Montecarlo para el pozo Castilla 45 (Ca45)



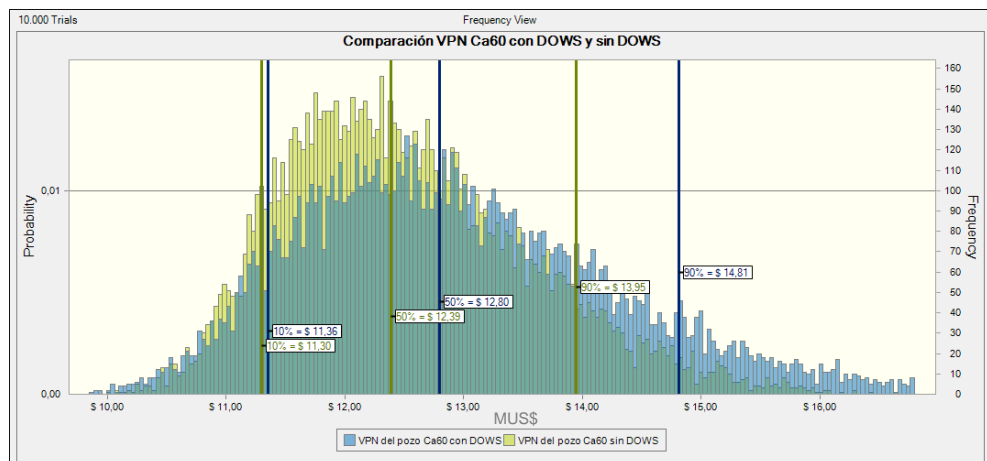
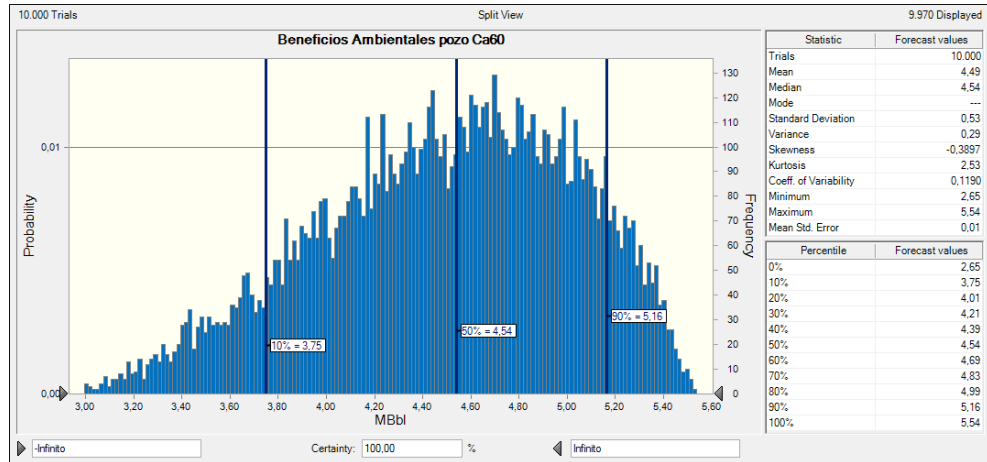
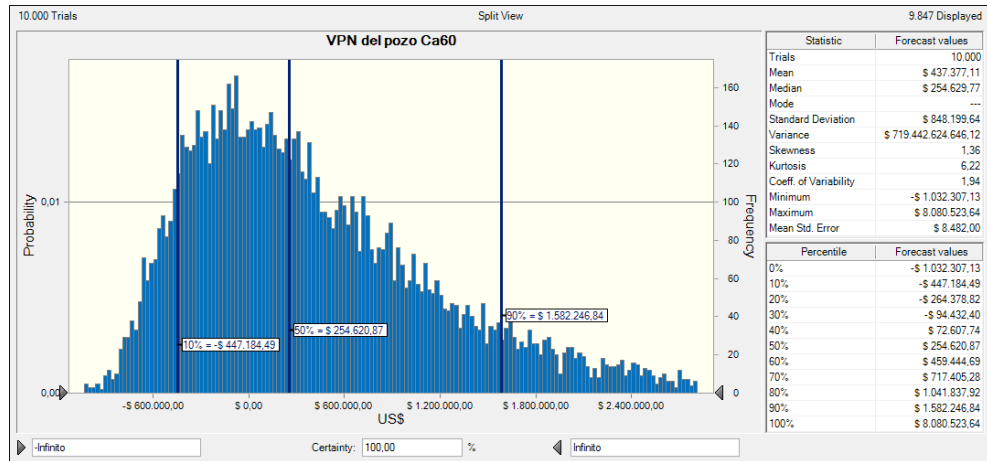
Fuente. Crystal Ball®

#### 4. Simulación Montecarlo para el pozo Castilla 49 (Ca49)



Fuente. Crystal Ball®

## 5. Simulación Montecarlo para el pozo Castilla 60 (Ca60)



Fuente. Crystal Ball®

## Anexo O Uso de Crystal Ball para el desarrollo de la Simulación Montecarlo

Crystal Ball es un conjunto de complementos de Microsoft Office Excel, desarrollados específicamente para realizar análisis de riesgos mediante simulación Montecarlo. Esta desarrollado siguiendo los lineamientos de Microsoft de desarrollo de aplicaciones para Windows utilizando la interface de aplicaciones framework y las herramientas de programación Visual Studio.

Figura 1 Crystal Ball® – Microsoft Office Excel 2007



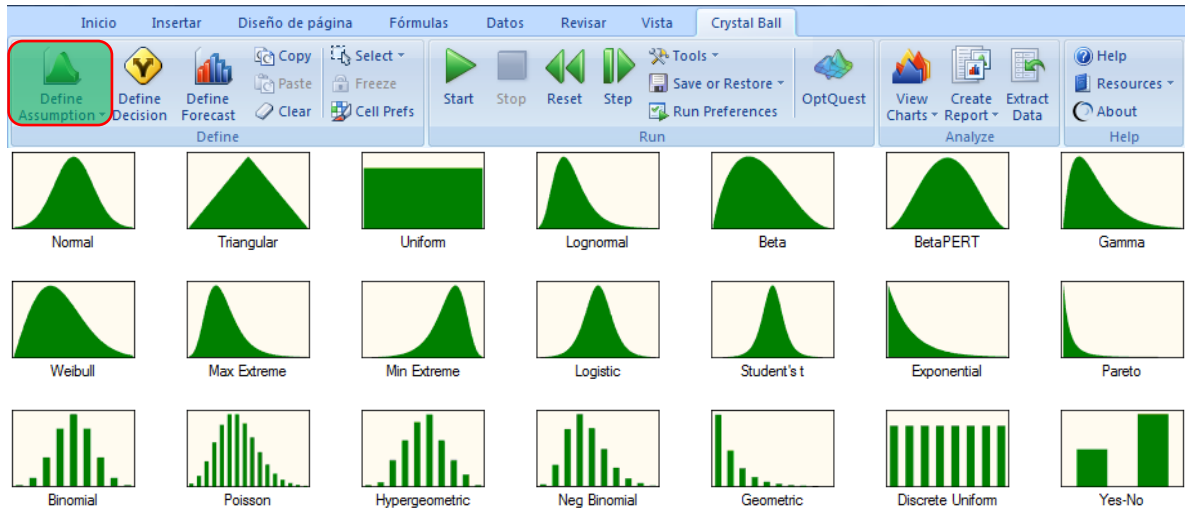
La simulación Montecarlo predice los resultados que puede asumir el VPN del proyecto o cualquier otro resultado, mediante la asignación aleatoria de un valor a cada variable que interviene en el cálculo del flujo de caja.

Cada variable asume individualmente valores aleatorios concordantes con una distribución de probabilidades propia para cada una de ellas.

Para aplicar el Crystal Ball a la simulación de Montecarlo se siguieron los siguientes pasos:

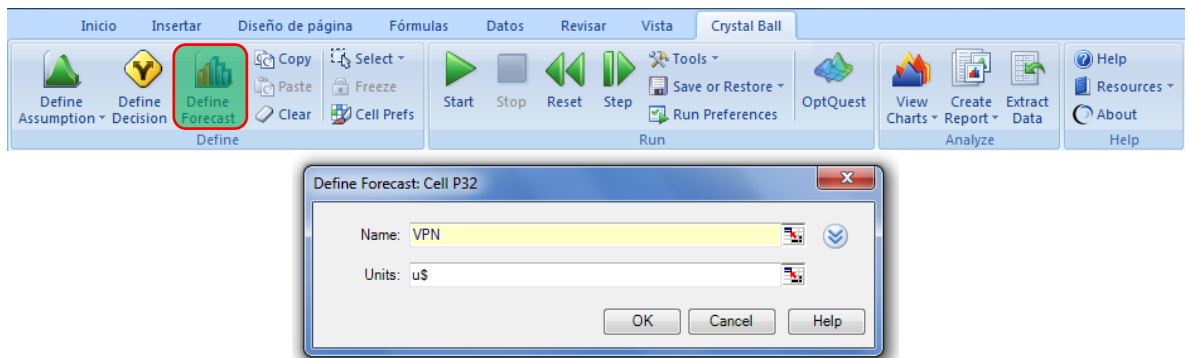
1. Construir los flujos de caja del proyecto en Microsoft Office Excel, para ello se utilizo el modelo de predicción descrito en el capítulo 3, para predecir el comportamiento de la producción en el tiempo y establecer costos e ingresos que generará el proyecto.
2. Elegir la distribución de probabilidades para cada una de las variables a iterar con el botón Define Assumption ubicado en el menú de crystal Ball.

Figura 2 Distribución de probabilidades

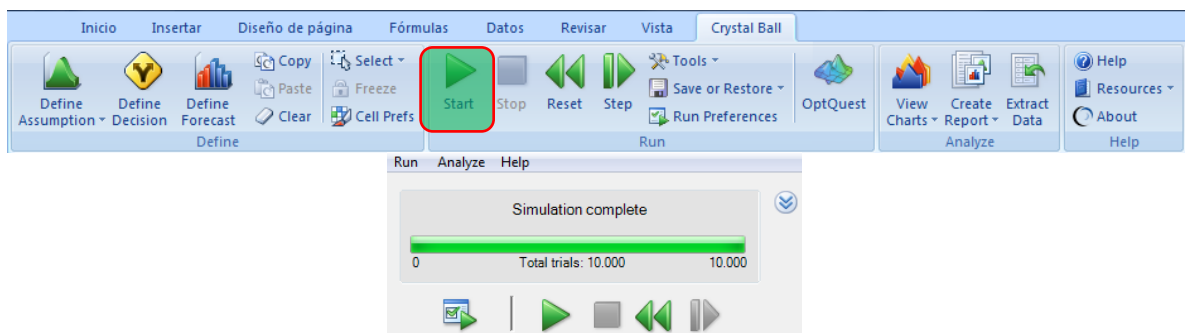


3. Definición de las variables a calcular, seleccionando la celda correspondiente al cálculo del VPN y utilizar la opción Define Forecast

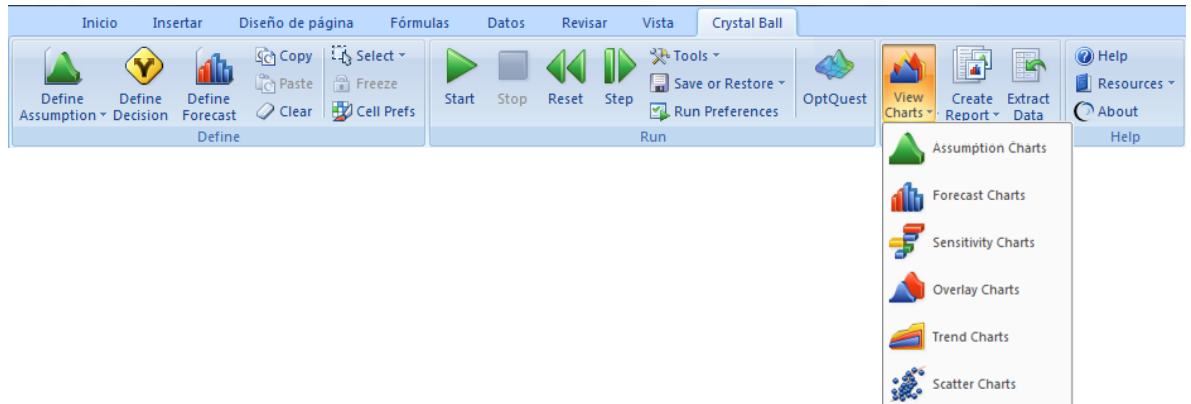
Figura 3 Definición de la variable a calcular (VPN)



4. Comenzar la simulación oprimiendo el botón Start



5. Revisar los resultados de la simulación a través de la opción View Charts



6. Generar los diagramas de tornado y araña a través de la opción Tools/Tornado Chart

