

**VALUACIÓN FINANCIERA DEL CASO DE NEGOCIO: REDUCCIÓN DE
COSTOS DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN MEDIANTE EL
CONTROL DE AGUA EN FONDO, APLICANDO LA TECNOLOGÍA WATER
SHUT OFF (WSO) EN EL CAMPO CASTILLA.**

MARÍA MÓNICA RINCÓN CAÑAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2015

**EVALUACIÓN FINANCIERA DEL CASO DE NEGOCIO: REDUCCIÓN DE
COSTOS DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN MEDIANTE EL
CONTROL DE AGUA EN FONDO, APLICANDO LA TECNOLOGÍA WATER
SHUT OFF (WSO) EN EL CAMPO CASTILLA.**

MARÍA MÓNICA RINCÓN CAÑAS

*Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de
Especialista en Gerencia de
Hidrocarburos*

Director

M.Sc. RAÚL LEONARDO TRIANA ALONSO

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2015

DEDICATORIA

A Dios por guiarme y brindarme la paciencia necesaria durante este tiempo de estudio para finalmente dar por culminado este proyecto profesional.

A mis papas Carlos y Maritza por ser mi apoyo compañía y fortaleza en todos los proyectos personales y profesionales que he tomado en mi vida, sin ellos no los habría podido culminar con la satisfacción que hoy siento.

A Rafael porque su apoyo incondicional y amor me animan cada día a enfrentar los obstáculos que se presentan en las diferentes etapas de la vida.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer de manera especial a:

El Instituto Colombiano de Petróleo (ICP) y en su nombre al Ingeniero Raúl Leonardo Triana Alonso quien con su apoyo y orientación permitió la elaboración de este trabajo.

A la universidad Industrial de Santander a través de la escuela de Ingeniería de Petróleos y en su nombre al Ingeniero Nicolás Santos quien me apoyo para el desarrollo del programa.

A todas las personas que conforman la oficina de posgrados de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de manera especial a Mónica Hernández quien me brindó su apoyo incondicional personal y profesionalmente durante todo el programa.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA EN FONDO MEDIANTE LA TECNOLOGÍA WATER SHUT-OFF	15
1.1. SELECCIÓN DEL MÉTODO WSO AL CAMPO CASTILLA.....	16
1.1.1. Generalidades del Campo Castilla.....	17
1.1.2. Métodos de control de producción de agua en fondo por cierre Water Shut Off (WSO).....	19
1.1.3. casos de campo-tecnología Water Shut Off	20
1.2. ESPECIFICACIONES DEL MÉTODO.....	31
2. SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA WATER SHUT-OFF	34
2.1. PRE - SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS	34
2.2. SELECCIÓN DEL POZO PILOTO	38
2.2.1. Generalidades pozo Castilla 70	40
2.2.2. Resultados de Simulación Preliminares	41
2.2.3. Resultados de las pruebas de laboratorio	44
3. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL CASO DE NEGOCIO DE LA TECNOLOGÍA WATER SHUT OFF	47
3.1. RESULTADOS DE LOS DIFERENTES ESCENARIOS DE EVALUACIÓN FINANCIERA.....	49
3.1.1. Sensibilidad de las variables operativas para cada escenario	54
3.2. ANÁLISIS FINANCIERO DEL IMPACTO DE LA VARIACIÓN DEL PRECIO DEL CRUDO EN LA VIABILIDAD DEL PROYECTO.....	57

4. BENEFICIOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA WATER SHUT OFF (WSO) EN EL CAMPO CASTILLA.....	60
4.1. IMPLEMENTACIÓN DEL PILOTO.....	61
4.1.1. Procedimiento Operativo.....	61
4.1.2. Resultados preliminares.....	63
5. CONCLUSIONES.....	65
6. RECOMENDACIONES.....	66
BIBLIOGRAFÍA.....	67

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Localización geográfica campo Castilla	17
Figura 2 Vista de perfil del contacto agua-aceite del campo castilla. Se observa un acuífero (Color azul) por debajo de la zona saturada de aceite (Color rojo).....	18
Figura 3 Ilustración de los fenómenos de conificación (coning) y canalización (fingering) en campo Castilla.	18
Figura 4 Procedimiento de implementación.	23
Figura 5 Respuesta de la producción 12 meses después del tratamiento.	25
Figura 6 Descripción gráfica del funcionamiento de inyección de polímeros (WSO).....	31
Figura 7 Portafolio de productos RPM que ofrece la compañía consultora.	32
Figura 8 Ubicación de los candidatos en campo Castilla.	35
Figura 9 Principio físico de un proceso de inyección de geles por desplazamiento selectivo	41
Figura 10 Extracción del Sector Model	42
Figura 11 Curvas de Permeabilidad Relativa (Tipo de Roca)	43
Figura 12 Producción de Agua y Petróleo - Pozo CA 70	44
Figura 13 Comportamiento de la Viscosidad Vs Concentración	46
Figura 14 Qt Vs % BSW como criterio de selección de pozos candidatos.....	48
Figura 15 Rentabilidad del proyecto a partir del corte de agua del fluido incorporado a las facilidades de superficie.	54
Figura 16 Rentabilidad del proyecto a partir de la duración del RPM.	55
Figura 17 Rentabilidad del proyecto a partir de la eficiencia de reducción de agua.	55
Figura 18 Rentabilidad del proyecto a partir del escenario de tratamiento	56
Figura 19 VPN Vs %BSW fluido incorporado – Escenario Pesimista	57
Figura 20 VPN Vs %BSW fluido incorporado – Escenario Probable.....	58

Figura 21 VPN Vs %BSW fluido incorporado – Escenario Optimista.....	58
Figura 22 Rentabilidad del proyecto implementando la variación del precio del crudo a 2015.....	59
Figura 23 Producción de agua y aceite por día Pozo CA 110.....	64

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Principales técnicas de cierre y reducción de agua por WSO.	19
Tabla 2 Problemas y soluciones recomendadas en la tecnología WSO.	20
Tabla 3 Resultados del tratamiento Water Shut-Off.	24
Tabla 4. Resultados del tratamiento Water Shut-Off.	27
Tabla 5 Resultados del proyecto de geles en Guafita.	30
Tabla 6. Información de los pozos candidatos para el piloto.	36
Tabla 7. Variables de operación de los 10 candidatos.	37
Tabla 8. Variables de yacimiento de los 10 candidatos.	37
Tabla 9 Primer filtro de selección de la Compañía Consultora.	38
Tabla 10. Segundo filtro de selección realizado por la compañía consultora.	39
Tabla 11. Tercer filtro de selección realizado por la compañía consultora.	39
Tabla 12 PVT campo Castilla.	41
Tabla 13 Relación de la Saturación Respecto a la Formación.	43
Tabla 14 Selección del Producto.	45
Tabla 15 Selección del Plug.	45
Tabla 16. Pozos Masificación.	49
Tabla 17 Resultados del análisis financiero para la masificación en el escenario pesimista.	51
Tabla 18 Resultados del análisis financiero para la masificación en el escenario probable.	52
Tabla 19 Resultados del análisis financiero para la masificación en el escenario probable.	53
Tabla 20 Pruebas de producción pozo CA110.	63

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN FINANCIERA DEL CASO DE NEGOCIO: REDUCCIÓN DE COSTOS DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN MEDIANTE EL CONTROL DE AGUA EN FONDO, APLICANDO LA TECNOLOGÍA WATER SHUT OFF (WSO) EN EL CAMPO CASTILLA. *

AUTOR: ING. MARÍA MÓNICA RINCÓN CAÑAS**

PALABRAS CLAVES: Crudos pesados, Water Shut Off, Polímeros, Reductores de Permeabilidad.

Los métodos químicos de tratamiento y estimulación en campos de petróleo han venido teniendo un crecimiento proporcional a la problemática del aumento en la producción de agua. A raíz de la explotación de campos con empuje por acuífero activo en fondo, como es el caso del campo Castilla, los fenómenos de conificación y canalización han disminuido la producción de crudo, debido a los altos cortes de agua provenientes de fondo de pozo. Con el fin de encontrar una solución efectiva y oportuna al problema, se realizó un análisis financiero preliminar que considera el uso de polímeros, geles y micro geles para el control de agua de producción en fondo de pozo, denominado, por su nombre en inglés, Water Shutoff (WSO).

Para el desarrollo del estudio se realizó una profunda recopilación de información de casos reportados en el mundo para yacimientos con características petrofísicas y de fluido similares a las del campo Castilla. Así mismo, se llevó a cabo una consultoría especializada a través de un socio estratégico internacional, quienes a partir de insumos provistos por ECOPETROL desarrollaron una metodología de trabajo para un pozo piloto seleccionado.

A lo largo del presente trabajo se resume el análisis de los resultados suministrados por la consultoría especializada. De igual manera se evalúa una potencial masificación de la tecnología al campo, resaltando las variables críticas que afectan directamente la rentabilidad del proyecto y se evalúa desde el punto de vista financiero el caso de negocio de reducción de costos de tratamiento de agua de producción bajo diferentes escenarios permitiendo así cuantificar los posibles beneficios de la implementación de la tecnología en el campo Castilla.

* Trabajo de Investigación.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Ingeniería de Petróleos.
Director: M.Sc. Raúl Leonardo Triana Alonso.

ABSTRACT

TITLE: FINANCIAL EVALUATION - BUSINESS CASE: COST REDUCTION IN THE TREATMENT OF PRODUCED WATER THROUGH WATER BOTTOM CONTROL, APPLYING WATER SHUT OFF (WSO) TECHNOLOGY IN CASTILLA FIELD. *

AUTHOR: ING. MARÍA MÓNICA RINCÓN CAÑAS **

KEYWORDS: Heavy oil, Water Shut Off, Polymers, Permeability Reducers

Chemical methods for treatment and stimulation oil fields have been growing proportional to the increased of problems with water production. The exploitation of fields with active aquifer, as is the case of the Castilla field, the phenomena of coning and channeling decreased crude oil production due to high water cuts from downhole. In order to find an effective and timely solution to the problem, a preliminary financial analysis which considers the use of polymers, gels and micro gels to control water production downhole, known as Water Shutoff (WSO).

To development this study it was taken into account a deep collection of information of field's cases reported in the world with similar fluid and petrophysical properties to the Castilla field. Moreover Ecopetrol S.A. contract an associated international consulting firm that using provided information about Castilla field developed a methodology for a pilot hole.

Throughout this work the summarized analysis of the results provided by the specialized consulting firm was presented. At the same time the potential of the technology field masification is evaluated, highlighting the critical variables that directly affect the profitability of the project. Finally from a financial point of view the business case of reducing water production treatment costs under different scenarios quantify the potential benefits of WSO technology implementation in the Castilla field.

* Research Work.

**Faculty of Engineering Physical Chemistry. School of Petroleum Engineering.
Director: M.Sc. Raúl Leonardo Triana Alonso.

INTRODUCCIÓN

En los campos con empuje de agua como es el caso del campo Castilla, aumenta la producción de agua en una etapa temprana de desarrollo, trayendo consigo un impacto económico significativo en la rentabilidad. Así mismo, puede causar disminución en las tasas de producción de petróleo o bloquear por completo la producción, dejando una gran cantidad de aceite recuperable en yacimiento.

Diversas técnicas para controlar la producción de agua han sido utilizadas por la industria del petróleo, como el aislamiento mecánico, el cual tuvo éxito en el pasado, pero se necesitaban técnicas más eficaces para retrasar la invasión de agua, con el fin de obtener el máximo beneficio de los tratamientos de cierre.

La implementación de la alternativa Water Shut-Off, dio lugar debido a la necesidad de controlar la excesiva producción de agua con un polímero diseñado para una penetración profunda en la formación, con un efecto duradero, comparado con cualquier sistema polimérico basado en cromo. Asimismo, el sistema crea una barrera permanente en el interior del yacimiento por encima del contacto Agua-Aceite (OWC), y al interior de la matriz de los perforados para detener el movimiento vertical del agua.

El presente trabajo evalúa financieramente la posibilidad de implementación de la tecnología Water Shut Off al campo Castilla, dada la alta producción de agua del mismo. Basados en resultados satisfactorios obtenidos en diferentes campos del mundo y con el apoyo de una consultoría especializada en los tratamientos con solución química, se planteara una alternativa de reducción de costos mediante la implementación de la tecnología a través de pozos piloto con potencial de aplicación debido a sus elevados cortes de agua.

1. CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA EN FONDO MEDIANTE LA TECNOLOGÍA WATER SHUT-OFF

El agua de producción se define como toda agua proveniente del subsuelo, como consecuencia de la extracción de petróleo o gas natural; Por esta razón, puede estar compuesta por agua de formación, connata o de inyección¹.

En el momento en el que la producción de agua excede los límites económicos de determinado campo, se hace necesario implementar un método que permita reducir los volúmenes de producción de agua. Dentro de los métodos más comunes de uso se tienen los de cierre WSO (Water Shut Off), los cuales pueden ser de tipo mecánico o químico².

Los métodos mecánicos son más conocidos por ser adecuados en problemas relacionados con el wellbore, pero también pueden ser utilizados en conjunto con los químicos, dependiendo de la complejidad que se presenta en el pozo. Por otra parte, los métodos químicos han ganado más aceptación por parte de la industria en los últimos años, por lo que tienen una mayor aplicación que los métodos mecánicos.

Los métodos químicos a pesar de su efectividad ofrecen variadas alternativas que por su naturaleza deben ser seleccionados de manera muy cuidadosa con el fin de evitar futuros daños a la formación producto de la interacción de estos con los diferentes componentes del yacimiento tanto aquellos que conforman la matriz porosa como los fluidos presentes en esta. Teniendo en cuenta lo anterior se realiza un análisis que involucra los estudios realizados para las diferentes

¹ JOSEPH, A., AJIENKA, J.A. A review of Water Shutoff Treatment Strategies in Oil Fields. SPE136969.

² El-Karsani, K., Al-Muntasheri, G., Hussein, I. Polymer Systems for Water Shutoff and Profile Modification: A Review Over The Last Decade. SPE163100.

tecnologías de control de producción de agua y los casos exitosos de aplicación en campo cuyas analogías con el campo Castilla fueran significativas.

1.1. SELECCIÓN DEL MÉTODO WSO AL CAMPO CASTILLA

Para llevar a cabo la selección del método WSO ideal para el Campo Castilla primero se analizaron las principales características del campo así como la fuente principal de donde proviene el agua asociada a su producción. Posteriormente se realizó una revisión bibliográfica sobre los métodos WSO para identificar los más efectivos para cada una de los problemas asociados más comunes. Finalmente se analizan los casos de campo análogos al campo Castilla donde han tenido respuestas exitosas al implementar métodos WSO.

Teniendo en cuenta los problemas del campo Castilla y basados en el análisis mencionado anteriormente el cual se mostrara de manera concreta a continuación, la alternativa de WSO más adecuada a implementar es la de inyección de geles y/o polímeros, la cual forma parte de los métodos químicos de tratamiento. Para realizar el estudio y diseño de selección del químico a utilizar, se adjudicó el contrato a una empresa consultora, la cual hará los estudios respectivos, así como simulaciones y diseños para la selección del producto adecuado.

Para realizar la selección de la compañía consultora se tuvieron en cuenta los siguientes criterios:

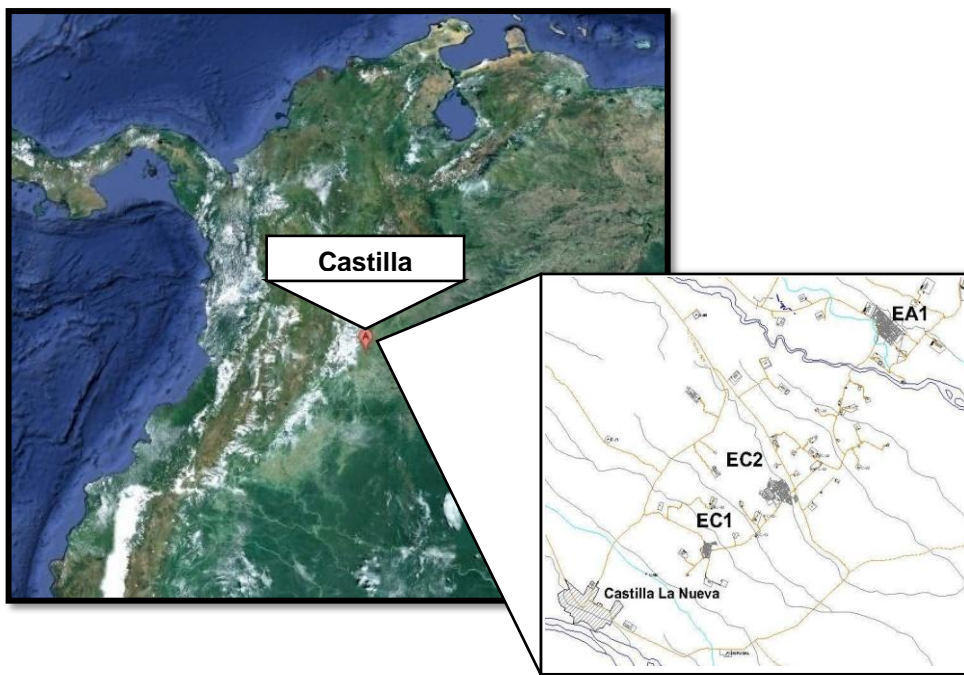
- a) Experiencia en el tratamiento de soluciones químicas a partir de pruebas de laboratorio y estudios de simulación de yacimientos con el apoyo de un software especializado en Geles/Microgeles.

- b) Trayectoria en generación de conocimiento, publicaciones y presentación en eventos y ponencias nacionales e internacionales donde se hayan presentado los estudios realizados e implementación de soluciones químicas para la prevención de excesiva producción de agua en superficie en yacimientos de crudo pesado, acuífero activo, alta temperatura y presión

1.1.1. Generalidades del Campo Castilla

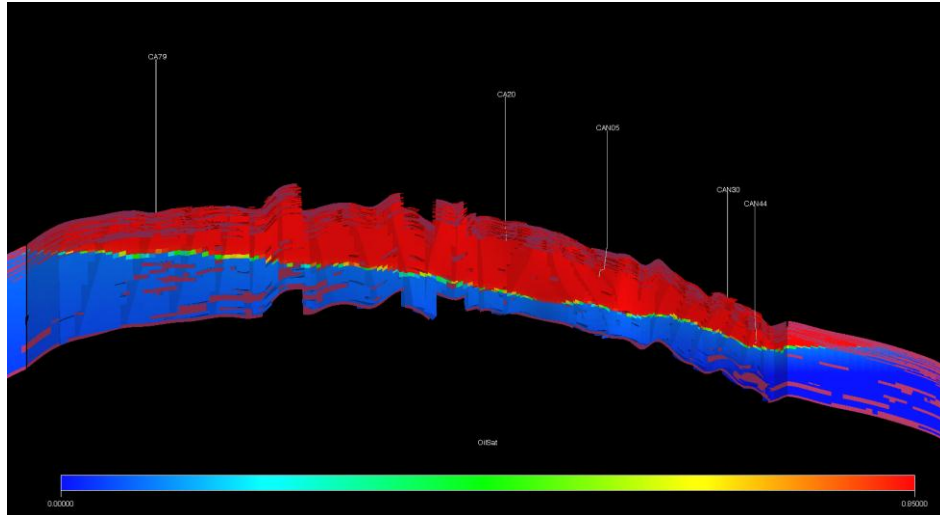
El campo Castilla se encuentra localizado en la cuenca de los llanos, aproximadamente a 55 Km al sur de Villavicencio en el departamento del Meta (Figura 1). En la actualidad el campo presenta una producción excesiva de agua asociada a la presencia de un acuífero activo (Figura 2), problemas de conificación en gran cantidad de pozos perforados y canalización de los pozos a través de las formaciones productoras (Figura 3).

Figura 1 Localización geográfica campo Castilla



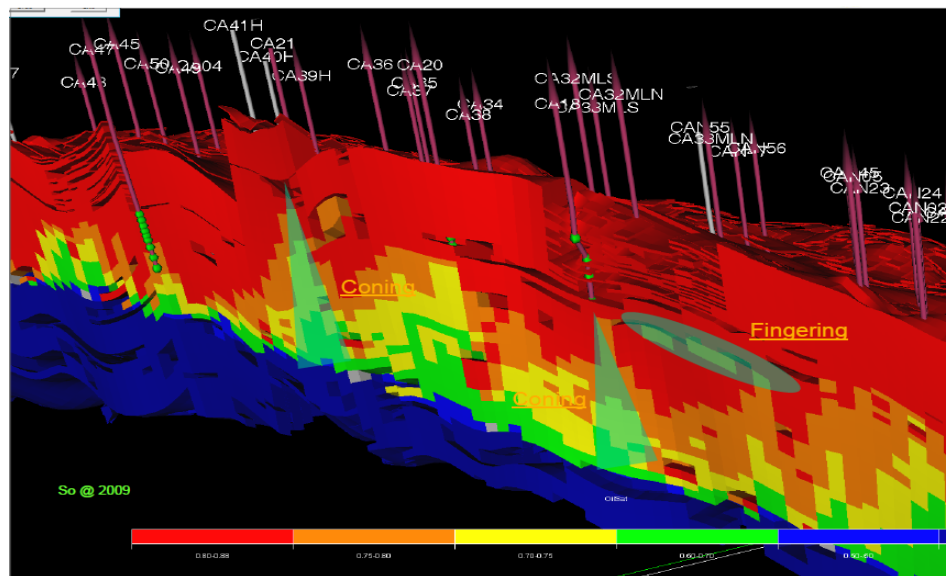
Fuente. : Informe técnico campo Castilla diciembre 2014 - ECOPETROL S.A.

Figura 2 Vista de perfil del contacto agua-aceite del campo castilla. Se observa un acuífero (Color azul) por debajo de la zona saturada de aceite (Color rojo).



Fuente: Informe técnico campo Castilla diciembre 2014 - ECOPEPETROL S.A.

Figura 3 Ilustración de los fenómenos de conificación (coning) y canalización (fingering) en campo Castilla.



Fuente: Informe técnico campo Castilla diciembre 2014 - ECOPEPETROL S.A.

1.1.2. Métodos de control de producción de agua en fondo por cierre Water Shut Off (WSO)

Los métodos de control de producción de agua en fondo por cierre pueden ser de tipo convencional o mecánico y químico, en la Tabla 1 se muestran las principales técnicas utilizadas en los tratamientos WSO por ambos métodos. No obstante, dependiendo del tipo de problema que genera la producción excesiva de agua, Joseph y Ajenka (2010) sugieren los tratamientos más adecuados a utilizar.³

Tabla 1 Principales técnicas de cierre y reducción de agua por WSO.

MÉTODOS MECÁNICOS (CONVENCIONALES)	MÉTODOS QUÍMICOS
Tapón de Cemento	Cemento Micro-matriz
Empacadores Straddle	Geles y Resinas
Bridge Plug	Gelantes
Patches	Micropartícula Blend
Cemento	Sistemas Espumantes
Sand plugs	Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPM)
Expandable Tubular	Emulsiones
Perforación infill	Precipitados
Abandono de pozo	Microorganismos
Pozos Horizontales	Carbonato de calcio
Control del patrón de flujo	Polímeros
Downhole Oil Water Separation (DHOWS)	

Fuente: Joseph y Ajenka, 2010.

A partir de la información de la Tabla 2 se pueden obtener las prácticas más recomendadas para el tratamiento de campos con alto BSW, como es el caso del Campo Castilla.

³ Ibid.

Tabla 2 Problemas y soluciones recomendadas en la tecnología WSO.

CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN EXCESIVA DE AGUA	MÉTODOS SHUT OFF RECOMENDADOS
Fuga en casing, tubing o packer sin restricción	Cemento, Parches, Plugs, Packers
Fuga en casing, tubing o packer con restricción	Geles
Flujo sin restricción bajo la tubería	Cemento
Flujo con restricción bajo la tubería	Geles
Contacto Agua-Aceite en movimiento	Tapón de cemento, Bridge Plug, Sidetrack
Pozos sin fracturas, con barreras efectivas al flujo cruzado	Cemento, Sand Plugs (zona de agua debajo de la de aceite). Cemento, operaciones de squeeze, parches (zona de aceite debajo de la de agua), geles,
Conificación 2D	Gelants, geles y polímeros
Fracturas naturales que llevan a un acuífero	Geles
Conificación y Cusping 3D	Perforar uno o más hoyos de drenaje natural (3D), Tapar el hueco (Cusping)
Fallas o fracturas que atraviesan un pozo horizontal o desviado	Geles
Fracturas que generan canalización entre pozos	Geles
Sistemas de fracturas naturales que favorecen la canalización entre pozos	Geles
Canalización a través de la matriz de la roca	No hay tratamiento efectivo. Por el momento, la inyección de polímeros y geles son el mejor tratamiento que existe.
Pobre Barrido Areal (Waterflooding)	Perforación Infill, hoyos de drenaje lateral, near-wellbore Shut off.
Segregación gravitacional del estrato	Inyección de sistemas espumantes, Hoyos de drenaje lateral.

Fuente: Joseph y Ajenka, 2010.

1.1.3. casos de campo-tecnología Water Shut Off

1.1.3.1. Campo Boscán-Venezuela

El campo Boscán se encuentra a 40 km al suroeste de Maracaibo, Venezuela, y cubre un área de aproximadamente 660 km². Desde su descubrimiento por parte

de la compañía de exploración Richmond en 1947, el campo Boscán ha tenido más de 800 pozos perforados con 525 de ellos activos actualmente.⁴

El campo se sometió a una nueva técnica de soluciones químicas, con la finalidad de combatir y mejorar la producción de agua en el campo. La nueva tecnología a tratar es un sistema de gel permanente a base de silicato y un micro-cemento, permitiendo penetrar en el yacimiento, con el fin de sellar la formación productora de agua. Adicionalmente, la metodología de implementación incluye un gel rígido temporal, cuya finalidad es proteger la formación productora de petróleo.

Descripción del Yacimiento: El yacimiento produce aceite asfáltico de 10,5 °API, con una viscosidad que va desde 200 hasta 400 cp a condiciones de yacimiento, una temperatura de 180 °F, una permeabilidad de 100-600 mD y una profundidad promedio de 5000-9000ft, con un fuerte acuífero de fondo. El campo produce actualmente 115.000 BOPD.

El campo Boscán es una combinación de trampa estructural y estratigráfica. Las arenas del yacimiento fueron depositadas en un ambiente depositacional. Así mismo, el campo presenta una compleja estructura estratigráfica, generando una interpretación particularmente difícil debido al espaciamiento entre pozos (0,6-1 Km).

Identificación del problema: El mayor aporte de petróleo se encuentra en la zona sur del campo, así mismo esta zona en los últimos años ha experimentado un aumento considerable en la producción de agua, trayendo consigo el cierre de más de 200, debido al alto %BS&W y a la capacidad en las facilidades de superficie.

⁴ GORAN, A, MOLESWORTH, G. Innovative water-shutoff solution enhances oil recovery from a west Venezuela sandstone reservoir. SPE 111512.

En general los pozos de esta área en particular iniciaron su vida productiva con un promedio de 0-20% BS&W, y actualmente están experimentando un corte de agua del 90%.

Diseño e implementación del tratamiento: El método convencional de inyección dual para controlar la producción de agua en yacimientos bajo presionados, y completados en hueco abierto con liner ranurado o hueco abierto con pantallas de arena como es el caso del campo Boscán, tiene alto riesgo de daño en las zonas productoras de petróleo, al generar el cierre de las zonas de agua, mediante las diferentes técnicas de geles rígidos.

Los sistemas de geles rígidos y de cemento destinados a abandonar zonas de agua, se puede canalizar fácilmente en capas de aceite existentes que causan daños económicos considerables al pozo. Con el fin de cerrar con éxito la zona de agua y minimizar los riesgos para la zona productiva existente, el aislamiento temporal de la zona productiva es vital. Por lo cual, la implementación de la técnica en el campo Boscán consistió en tres etapas claves:

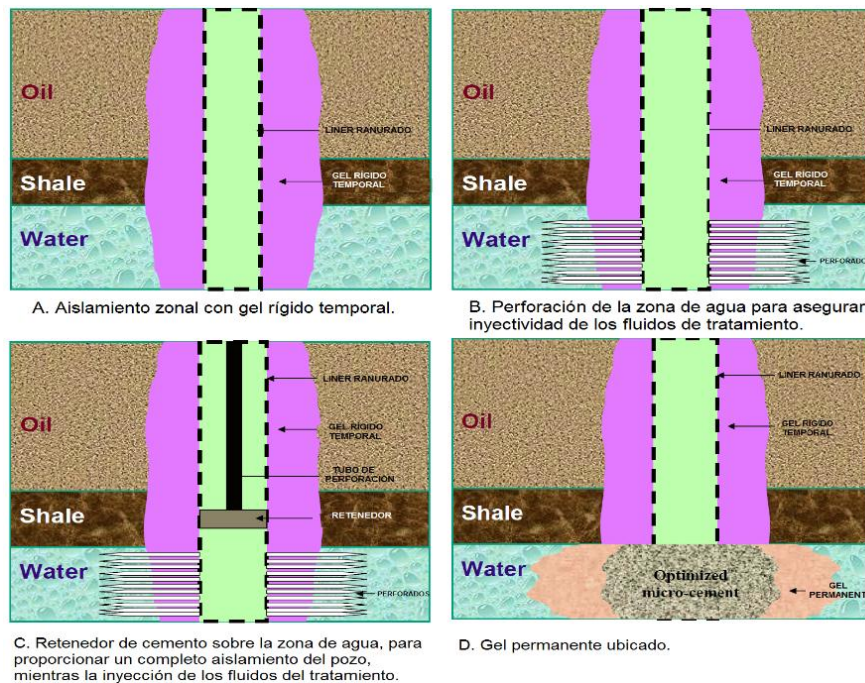
- Aislamiento temporal de las capas productoras (Gel acuoso rígido temporal)
- Cierre permanente de la zona de agua (Gel permanente a base de silicato y micro-cemento).
- Limpieza eficaz de las capas productoras aisladas.

Procedimiento de implementación

- Se aísla la formación con gel temporal. (Figura 4)
- La zona de agua se perfora para asegurar la inyectividad de los fluidos del tratamiento.
- Se coloca un retenedor de cemento por encima de la zona de interés para proporcionar un aislamiento completo del pozo, mientras se realiza la inyección del tratamiento.

- Se bombea ácido clorhídrico antes del tratamiento de cierre de agua para romper el gel temporal, y eliminar cualquier daño residual en la cara de la formación.
- Se inyecta gel permanente (penetra profundamente en la zona de agua).
- Se inyecta la lechada de micro-cemento optimizado y desarrollado, se inyecta detrás del sistema de gel permanente para penetrar en la formación cercana al pozo, y mantener un mecanismo de bloqueo, con el fin de evitar la conificación de agua a través de la zona de petróleo.
- Una vez fraguado el cemento en la zona acuífera bajo el retenedor, se bombea una solución de ácido clorhídrico, para romper el bloqueo de gel temporal en las arenas productoras de petróleo.

Figura 4 Procedimiento de implementación.



Fuente: Goran y Molesworth, 2008.

Resultados: Se estudiaron los resultados del tratamiento de la tecnología Water Shut-Off en 10 pozos durante 12 meses. El corte de agua antes del tratamiento

oscilaba entre un 88% BS&W para los 10 pozos, los cuales venían en una continua declinación en promedio 44 BOPD.

Luego de la implementación de la tecnología de Water Shut-Off en el campo Boscán, se evidenció un aumento total de 3000 BOPD (ver Tabla 3), es decir por pozo presento un incremento promedio de 300 BOPD, el corte de agua se redujo en un 58%, generando un gran ahorro en costos de tratamiento de agua en superficie y disposal. Adicionalmente, el retorno de la inversión de este tratamiento incluyendo toda la operación de reacondicionamiento se recuperó en 10 a 15 días.

Como se puede observar en la Tabla 3, seis meses después del tratamiento WSO se evidencia un ligero incremento en el corte de agua del 6% y una disminución del 16% de petróleo (2880 BOPD) después de haber realizado el tratamiento.

Tabla 3 Resultados del tratamiento Water Shut-Off.

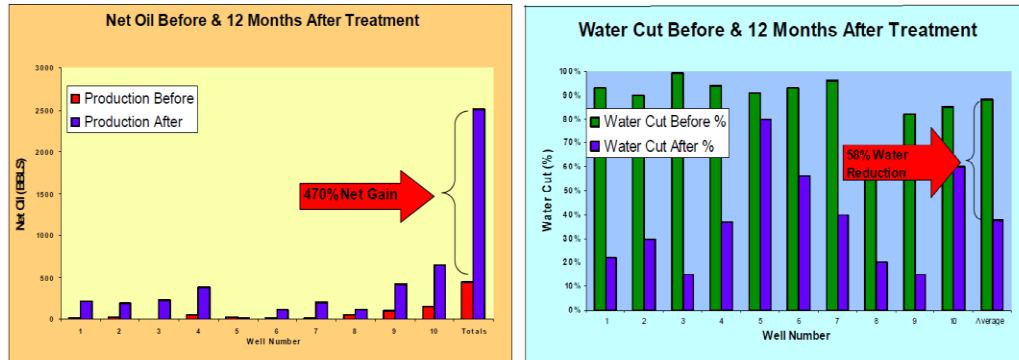
POZO	PRODUCCIÓN ANTES		POCO DESPUÉS DEL TRATAMIENTO		6 MESES DESPUÉS		12 MESES DESPUÉS	
	% BSW	ACEITE (BPD)	% BSW	ACEITE (BPD)	% BSW	ACEITE (BPD)	% BSW	ACEITE (BPD)
1	93	7	5	271	17	244	22	217
2	90	24	45	183	43	206	30	190
3	99	1	25	271	25	218	15	224
4	94	46	32	431	37	249	37	378
5	91	28	70	104	80	41	80	14
6	93	16	32	246	46	190	56	108
7	96	16	36	237	30	235	40	200
8	60	45	20	200	45	183	20	117
9	82	106	15	379	15	322	15	414
10	85	151	20	1123	25	992	60	645
TOTALES		440		3445		2880		2507

Fuente: Goran y Molesworth, 2008.

Asimismo, luego de 12 meses a partir de la operación se observa un aumento del 3% en el corte de agua, y una disminución del 13% de petróleo. Concluyendo de

esta forma que los 10 pozos se encuentran produciendo al 470% más de petróleo (promedio 2944 BOPD) y con un 50% menos de agua en 12 meses, comparado con los 440 BOPD que se encontraban produciendo antes del tratamiento WSO (Figura 5).

Figura 5 Respuesta de la producción 12 meses después del tratamiento.



Fuente: Goran y Molesworth, 2008.

1.1.3.2. Campo Rubiales – Colombia

El Campo Rubiales se encuentra ubicado en la región de los Llanos Orientales, en el Departamento del Meta, a 167 Km de Puerto Gaitán en la jurisdicción de este municipio y a 465 Km de Bogotá.

Campo Rubiales comprende los bloques Rubiales y Pirirí en la cuenca oriental de los llanos y es el mayor contribuidor a la producción de petróleo en Colombia. Este campo representa aproximadamente el 85% del total de la producción de la compañía y es el más grande en Colombia, compuesto de arenas basales, produce crudo pesado de aproximadamente 12.5° API. El socio estratégico para este activo es Ecopetrol, quien posee un 50% de interés en el bloque Pirirí y 60% en Rubiales (Tusso, 2014).

Identificación del problema: El yacimiento lo constituyen las areniscas del tercio inferior de la Formación Carbonera, de edad Eoceno Tardío-Oligoceno Temprano, llamadas informalmente Arenas Basales, las cuales fueron depositadas en un ambiente predominantemente fluvial y reposan discordantemente sobre rocas Paleozoicas.

El yacimiento se encuentra entre los 2400 y los 3000 pies de profundidad, con rocas que tienden a ser relativamente in-consolidadas. En general se presentan porosidades entre 25 y 32% y permeabilidades en el rango de 5 a 50 Darcys, propiedades que indican una muy buena calidad de roca reservorio (Sanabria y Cifuentes, 2010).

La interpretación estructural inicial del campo, basada en sísmica 2D, indicaba un extenso monoclinal con muy poca complejidad estructural, Adicionalmente, el contacto agua-aceite encontrado a diferentes profundidades a lo largo del campo, sugiere la teoría de que el mecanismo de entrapamiento del Campo es hidrodinámico.

Un estudio estratigráfico detallado reciente, muestra indicios de una arquitectura de facies compleja, la cual permite explicar diferencias en las profundidades del contacto agua-aceite en algunas zonas del Campo. Esta complejidad estratigráfica parece ser suficiente para crear barreras que generan diferentes contactos agua-aceite (Gómez, et. al, 2009).

Debido a lo anterior, el campo decidió realizar un piloto para probar la viabilidad del uso de polímeros para el cierre de producción de agua en fondo de pozo. Para esta actividad se intervino un pozo que se encontraba inactivo, el RB651-H, mediante la aplicación de geles sellantes y modificadores de permeabilidad relativa (RPM).

Diseño e implementación del tratamiento: La operación inicia el día 09/10/2013. Desde las 7:00 a las 14:00 se preparó logística para la mezcla y QA/QC de fluidos en pozo. Después de hacer limpieza en tanques, Se preparó en el laboratorio 300 ml de gel sellante con las siguientes concentraciones: Agente Gelificante: J491:19 Lbs/ Bbl, Crosslinker: 1.05Lbs/Bbl, Activador L400: 0.6 Gal/Bbl.

También se preparó una muestra de 300 ml de OrganoSeal R con las siguientes concentraciones: Agente Gelificante: J491:19 Lbs/ Bbl, Crosslinker: 1.05 Lbs/ Bbl Activador L400: 0.5 Gal/Bbl. Se introdujeron las muestras en el baño maría a una temperatura de 145°F y cada 30 minutos, se forzó a través del filtro fracciones de fluido hasta obtener el tiempo de endurecimiento del Fluido: 4 Hrs.

Posteriormente se realizó la mezcla de 200 Bbl de RPM y 80 de sellante con presión máxima de 600 psi. Se bombea primero el RPM y posteriormente el sellante, siendo impulsados por un bache de 18 Bbl de agua industrial.

Resultados: En la Tabla 4 se muestra el beneficio económico obtenido por el proceso, transcurridos 13 meses desde la intervención del pozo. Así como los resultados obtenidos de la aplicación del sellante y el RPM, observando una reducción significativa en la producción de agua un mes después de aplicado el producto, donde los cortes de agua se reducen en más de 40 puntos porcentuales.

Tabla 4. Resultados del tratamiento Water Shut-Off.

	BOPD	BWPD	%BSW
Antes	76	3693	98%
Después de 13 meses	208	904	81%
Beneficio	173%	-76%	-17%

Fuente: Informe técnico campo Castilla diciembre 2014 - ECOPETROL S.A.

1.1.3.3. Campo Guafita - Venezuela

El campo Guafita está ubicado en Venezuela en la provincia de Apure limitando con el departamento de Arauca, Colombia y corresponde a la extensión del yacimiento de Llanos Norte hacia el área de Venezuela. Presenta un acuífero radial infinito que mantiene la presión cerca a la presión inicial del yacimiento y garantiza altas productividades; al igual que en Nuevos Campos, los pozos tienen como método de levantamiento artificial bombas electro sumergibles, alta producción y prematura entrada de agua, razón por la cual implementaron geles poliméricos⁵.

Descripción del yacimiento: Se caracteriza por producir un crudo de 28°API, está localizado a 6900 ft de profundidad y consiste de un anticlinal buzando a 3° hacia el noroeste. Está compuesto por areniscas de una porosidad promedio de 25% y una permeabilidad en el rango entre 500 y 3000 md. Las formaciones productoras consisten de depósitos fluviales deltaicos con influencia de un sistema de transgresión marina. Es considerado un yacimiento de areniscas depositado en un ambiente de baja energía y un subsecuente avance del mar.

Los granos de las rocas son pobremente consolidados lo que causa problemas de producción de arena, por esta razón ha sido necesario usar sistemas de control de arena de empaquetamiento con grava en el completamiento de los pozos. El yacimiento ha sido producido desde 1984 y después de más de dos décadas la presión ha caído tan solo 150 psi como consecuencia del excelente mecanismo de empuje natural presente. La actual presión de yacimiento esta alrededor de los 2950 psi y la temperatura en 190°F.

Identificación del problema: Un análisis integrado del comportamiento en la producción y la información suministrada por los registros eléctricos y los registros

⁵ Prado, M., et. al. Two different wáter shutoff applications in a poorly consolidated sandstone reservoir with strong wáter drive. SPE 93060. 2005.

de calidad del cemento (CBL), concluyó que el campo Guafita presenta dos mecanismos de entrada de agua: canalización en el tope de la arena como producto de la variación de la permeabilidad y conificación en el fondo donde la arena es mucho más homogénea y está cerca el contacto agua aceite.

Diseño e implementación del tratamiento: se determinó que la inyección de geles sería la solución más apropiada para tratar tanto el problema de canalización como la conificación; los puntos críticos para esta decisión fueron las altas permeabilidades verticales, la poca consolidación de la roca que genera cavernas que aumentan la comunicación vertical entre capas y el hecho de que la tecnología de geles poliméricos a diferencia de muchas otras técnicas no tiene límite de penetración en el yacimiento, generando el taponamiento necesario para tratar el problema.

Para la selección de los pozos candidatos para implementar la tecnología se hizo con base en tres características principales:

- Pozos activos con una relación agua aceite mayor a 4 y un índice de productividad mayor al 1 BPD/psi, para tratamientos correctivos y pozos inactivos o activos con una tasa de aceite de 150 BPD para tratamientos preventivos.
- Pozos con un alto volumen de reservas remanentes; para tratar canalización se escogieron los pozos hacia el tope de la arena y para conificación se tomaron registros de relación carbono-oxígeno para garantizar que la zona productora no estuviese ya barrida; esta característica fue aplicada tanto para tratamientos correctivos como preventivos.
- Pozos con una excelente integridad mecánica.

La selección del tipo de gel a emplear se realizó basada en los siguientes aspectos:

- Un gel de alta consistencia que resista a las características del acuífero, la alta permeabilidad, la pobre consolidación de la roca y la temperatura del yacimiento.
- Un gel que muestre tiempos de gelificación controlables, cada aplicación tiene un objetivo diferente y por lo tanto el volumen a inyectar cambia; se necesita un sistema químico cuyo tiempo de gelificación sea ajustable.
- Un gel de bajo costo. El propósito del proyecto fue evaluar la tecnología con el objetivo de extenderla a los demás pozos del campo, por esta razón un producto de bajo costo es conveniente sobre todo teniendo en cuenta que por la porosidad y permeabilidad de la roca serán necesarios grandes volúmenes de tratamiento.
- Acorde con esto, la compañía operadora seleccionó un gel compuesto por polímeros termoestables y un entrecruzador orgánico al que se le realizaron pruebas de laboratorio verificando que cumpliera con las consideraciones anteriores.

Resultados: El tratamiento se realizó inicialmente en 5 pozos seleccionados según los criterios mencionados. Para los tratamientos de canalización, la inyección se realizó con aislamiento mecánico y para tratar la conificación utilizaron inyección dual para proteger la zona de petróleo.

La implementación resulto exitosa con una significativa reducción de la producción de agua, como se observa en la Tabla 5.

Tabla 5 Resultados del proyecto de geles en Guafita.

	ANTES DEL TRATAMIENTO	DESPUÉS DEL TRATAMIENTO
BOPD	170	450
BWPD	2710	50
%BSW	94,1	10

Fuente: Prado, M., et. al, 2005.

1.2. ESPECIFICACIONES DEL MÉTODO

La metodología que ofrece la empresa consultora para el desarrollo de la técnica es basada en el uso de polímeros o microgeles inyectados. Dentro de los beneficios del uso de polímeros se tiene que son:

1. de fácil manejo y costo razonable
2. amigables con el medio ambiente al ser productos en base agua
3. Pueden ser bombeados directamente a la cabeza de pozo (Bullheading pump)
4. son reversibles en caso de no resultar el tratamiento

El producto es adsorbido en la superficie de la roca, dando como resultado una reducción de la permeabilidad relativa al agua, con un bajo impacto sobre la permeabilidad relativa al aceite/gas (Efecto RPM). La Figura 6 muestra el principio físico del funcionamiento del sistema⁶.

Figura 6 Descripción gráfica del funcionamiento de inyección de polímeros (WSO).



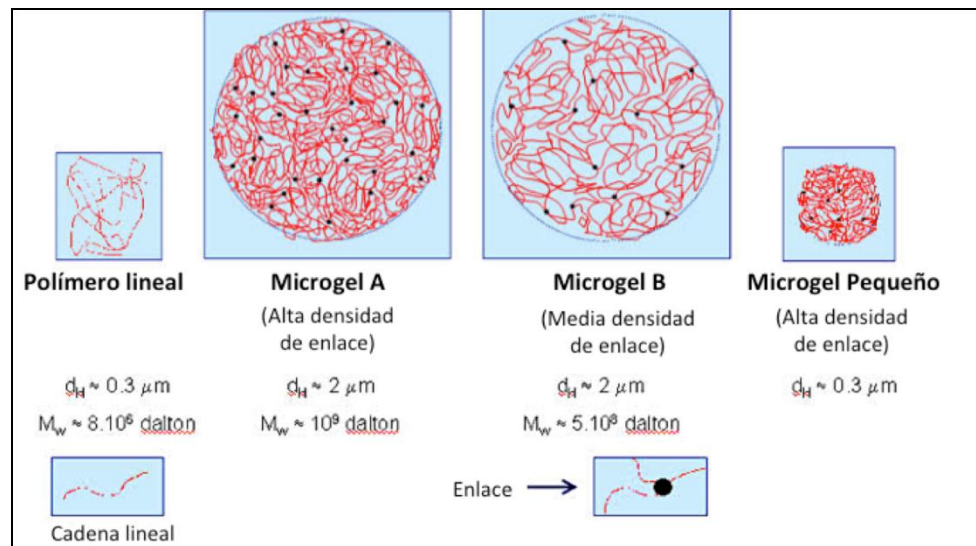
Fuente: Propuesta técnica compañía consultora.

⁶ Water Shut Off Treatment of Oil Production Well in Castilla Field (Colombia). Propuesta técnica de compañía consultora para ECOPETROL S.A.

Cuando la intrusión de agua ocurre a través de los intervalos de mayor permeabilidad que rodean el wellbore, se genera una invasión preferencial del polímero/microgel, que induce a un daño en esta zona específica de la formación, mientras los intervalos de menor permeabilidad son levemente afectados durante la aplicación del producto. Como resultado de este fenómeno se tiene una nueva repartición del flujo en la formación, la cual es más favorable para las zonas con presencia de hidrocarburos y, por ende, mucho menos favorable para las zonas donde hay presencia de agua⁷.

Los productos ofrecidos por la compañía consultora se encuentran disponibles en una gran variedad de rangos – entre los 0.3 y 2 μm – y diversas composiciones químicas, según las características y necesidades del campo. La Figura 7 muestra la estructura interna del producto, de acuerdo a la rigidez de los enlaces moleculares internos.

Figura 7 Portafolio de productos RPM que ofrece la compañía consultora.



Fuente: Propuesta técnica compañía consultora.

⁷ Water Shut Off Treatment of Oil Production Well in Castilla Field (Colombia). Propuesta técnica de compañía consultora para ECOPEPETROL S.A.

Cada uno de los productos que se ofrecen para este tipo de tratamiento es elaborado con un estudio previo de test de laboratorio a corazones, con el fin de seleccionar el producto más adecuado para el campo.

Debido a sus enlaces internos, los microgeles suelen ser más estables que los polímeros convencionales. Pueden resistir condiciones altamente abrasivas, temperaturas superiores a los 165 °C y ambientes ásperos como presencia de H₂S y lugares de alta salinidad⁸.

Esta tecnología ha sido desarrollada durante más de 20 años en diferentes yacimientos y pozos de todo el mundo, donde el común denominador es la alta producción de agua. A continuación se muestran algunos ejemplos de campos a nivel mundial con la tecnología WSO por inyección de polímeros implementada.

⁸ Water Shut Off Treatment of Oil Production Well in Castilla Field (Colombia). Propuesta técnica de compañía consultora para ECOPELROL S.A.

2. SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA WATER SHUT-OFF

Una vez observados los resultados de la tecnología en distintos lugares del mundo y comparando las características de dichos yacimientos con las propiedades del campo Castilla, se optó por realizar una prueba tecnológica para evaluar la potencial inyección de polímeros sellantes en las formaciones productoras de agua del campo Castilla, operado por ECOPETROL S.A.

Inicialmente se trabaja con una compañía consultora que se encargará de realizar estudios de laboratorio en diversas muestras de corazones del campo, así como estudios de simulación con software desarrollado por la misma empresa. Como resultado de esta consultoría se obtendrá una gama de opciones a utilizar en el campo, así como las cantidades de polímero (sellante + RPM) necesarias para la operación de un piloto inicial.

Posteriormente, se evaluarán desde el punto de vista financiero los resultados obtenidos y una vez analizado el comportamiento del piloto, se planteará un escenario de masificación de la tecnología WSO a la población de pozos de campo Castilla, con el fin de reducir la alta producción de agua del campo y liberar la capacidad actual de tratamiento de fluido en superficie, por parte de las estaciones recolectoras.

2.1. PRE - SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

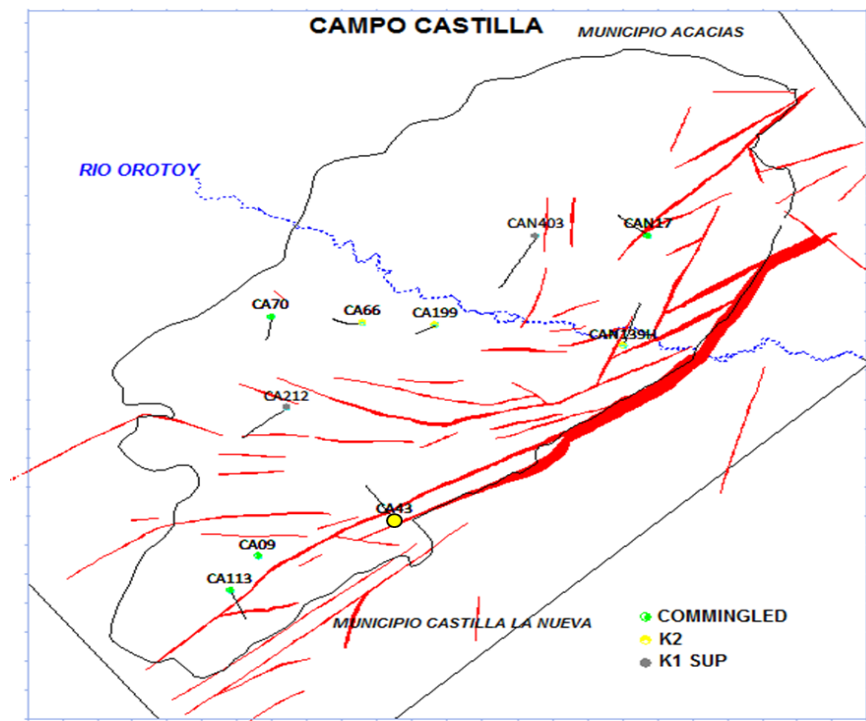
La aplicación de un piloto de la tecnología WSO al campo Castilla se pretende realizar con el fin de validar la viabilidad de la inyección de polímeros como estimulación al campo. Por esta razón, se eligieron 10 candidatos para la ejecución del piloto, todos los pozos tienen en común algunas características,

como el estado (inactivos), apagados o con baja producción, y cumplen con las siguientes características:

- Pozos que no interfieran con el cronograma de operaciones de WorkOver 2014-2015 (ECP).
- Cortes de agua superiores al 80%.
- Buen potencial de producción de petróleo.
- Producción de agua superior a 4000 BWPD (Preferiblemente).
- Pozos con buen estado mecánico.

Teniendo en cuenta los criterios mencionados, un total de 10 pozos fueron seleccionados como candidatos a la aplicación del piloto (Ver Tabla 6). Así mismo, la Figura 8 muestra la ubicación de los candidatos, con las respectivas formaciones productoras de cada uno.

Figura 8 Ubicación de los candidatos en campo Castilla.



Fuente: Informe técnico campo Castilla diciembre 2014 - ECOPEPETROL S.A.

Tabla 6. Información de los pozos candidatos para el piloto.

INFORMACIÓN				
Formación	Pozos Seleccionados	Arquitectura del pozo	Completamiento	Estado del cemento
K2	Castilla 66	Desviado	Cementado	Regular
K2	Castilla 199	Desviado	Cementado	Malo
K2	Castilla Norte 139	Horizontal	Cementado	Parcial / Regular
K1 Superior	Castilla 212	Horizontal	Liner Ranurado	No aplica
Commingled	Castilla 9	Vertical	Cementado	Bueno
K2	Castilla 43	Desviado	Cementado	Parcial / Regular
Commingled	Castilla 70	Desviado	Cementado	Bueno
Commingled	Castilla 113	Desviado	Cementado	Parcial / Regular
Commingled	Castilla Norte 17	Desviado	Cementado	Parcial / Regular
K1 Superior	Castilla Norte 403	Desviado	Liner Ranurado	No aplica

Fuente: Informe técnico campo Castilla diciembre 2014 - ECOPETROL S.A.

Por otra parte la Tabla 7 y 8 muestran las variables operacionales y de yacimiento de los 10 candidatos, lo que permitirá tomar una decisión sobre los pozos finales que serán empleados para el piloto de la tecnología.

Fue necesario priorizar los candidatos, de manera que los pozos seleccionados para tengan una gran probabilidad de éxito. Para realizar esta selección se tuvo en cuenta principalmente el estado mecánico de los pozos, ya que un buen completamiento minimiza la posibilidad de fugas de polímero en el trayecto hacia la zona de interés, lo que implicaría una baja eficiencia de la prueba.

De acuerdo a lo anterior, se seleccionaron los pozos C-9, C-70 y CN-139. El buen estado mecánico que presentan y las buenas condiciones del cemento en la zona de interés (especialmente de los dos primeros pozos) fueron los principales motivos de la selección.

Finalmente, la consultoría especializada realizada con un socio estratégico permitirá validar y confirmar cuál pozo presenta mejor potencial para la aplicación de la tecnología.

Tabla 7. Variables de operación de los 10 candidatos.

VARIABLES DE OPERACIÓN					
Pozos Seleccionados	Corte de Agua	PMP TVD (ft)	BOPD	BWPD	Distancia del WOC a los perforados (ft)
Castilla 66	99.66%	7139.0	111	5063	30
Castilla 199	98.66%	7072.0	155	4151	143
Castilla Norte 139	98.10%	7299.3	146	4161	186
Castilla 212	97.90%	6500.0	6	442	560
Castilla 9	97.85%	6527.0	259	6807	173
Castilla 43	97.48%	6546.9	124	6417	313
Castilla 70	97.00%	7067.5	105	4901	45
Castilla 113	96.61%	6648.5	147	5693	70
Castilla Norte 17	96.40%	7570.2	142	4586	38
Castilla Norte 403	96.33%	6810.5	4	1180	667

Fuente: Informe técnico campo Castilla diciembre 2014 - ECOPETROL S.A.

Tabla 8. Variables de yacimiento de los 10 candidatos.

VARIABLES DE YACIMIENTO				
Pozos Seleccionados	Presión de Yacimiento (psi)	°API	Porosidad	Permeabilidad (mD)
Castilla 66	2432	12	15.2%	928
Castilla 199	2415	12	19.5%	3741
Castilla Norte 139	2538	9.3	17.1%	1835
Castilla 212	2102	13.4	12.5%	776
Castilla 9	2165	12.4	16.4%	2713
Castilla 43	2201	12.5	18.1%	3850
Castilla 70	2365	11.4	16.6%	3997
Castilla 113	2209	13.4	14.7%	1497
Castilla Norte 17	2562	11.8	17.1%	2339
Castilla Norte 403	2256	10.7	12.2%	776

Fuente: Informe técnico campo Castilla diciembre 2014 - ECOPETROL S.A.

2.2. SELECCIÓN DEL POZO PILOTO

Para la selección del pozo más adecuado para la realización de la prueba tecnológica, el socio estratégico recibió por parte de ECOPETROL S.A. un listado de 10 pozos candidatos a la aplicación de la tecnología, los cuales fueron descritos anteriormente.

El socio estratégico tuvo en cuenta el estado del cemento como un primer filtro de selección, debido a que de esta forma se minimizan los riesgos por fugas de fluido a lo largo del bombeo desde cabeza de pozo hasta la zona de interés, con lo que preseleccionaron los pozos CA-09, CA-66 y CA-70 (Ver tabla 9).

Tabla 9 Primer filtro de selección de la Compañía Consultora

Well Name	Cementation State	Screening
CA-09	Good	✓
CAN-17	Partially / Regular	×
CA-43	Partially / Regular	×
CA-66	Regular	✓
CA-70	Good	✓
CA-113	Partially / Regular	×
CAN-139	Partially / Regular	×
CA-199	Bad	×
CA-212	None	×
CAN-403	None	×

Fuente: Compañía Consultora

Como segundo filtro se tuvo en cuenta las heterogeneidades de cada candidato. En este sentido, el socio estratégico da prioridad a los pozos que producen de una o más zonas productoras, ya que suponen una producción elevada de agua. La Tabla 10 muestra los resultados del segundo filtro realizado por la compañía consultora.

Tabla 10. Segundo filtro de selección realizado por la compañía consultora.

Well Name	Vertical Heterogeneities	Screening
CA-09	K1 / K2	✓
CA-66	K2	✗
CA-70	K1 / K2	✓

Fuente: Compañía Consultora

Por último, se busca un pozo candidato que tenga identificado el problema causal de la excesiva producción de agua, por lo que se escoge finalmente el pozo objetivo. La Tabla 11 muestra la selección hecha por la compañía consultora, correspondiente al pozo Castilla 70.

Tabla 11. Tercer filtro de selección realizado por la compañía consultora.

Well Name	Water Cut (%)	Diagnostic	Screening
CA-09	96.3	Uncertain	✗
CA-70	97.9	Water Coning	✓

Fuente: Compañía Consultora

La selección hecha por la Compañía Consultora refleja la concordancia que hay con los parámetros tenidos en cuenta previamente, los cuales llevaron a la selección de los 10 pozos candidatos. En este caso particular, la consultoría selecciona al pozo Castilla 70 como principal candidato a la aplicación debido a que éste presentaba un registro PLT dentro de los insumos enviados, lo que les permitió tener un diagnóstico claro del problema que genera la excesiva producción de agua. No obstante, el fenómeno de conificación es una constante

en la población de pozos del campo, por lo que los 10 candidatos seleccionados no dejan de ser viables para la aplicación de la tecnología.

2.2.1. Generalidades pozo Castilla 70

El pozo Castilla 70 posee un espesor neto cañoneado de 200 pies, distribuidos en las formaciones K1 (122 ft.) y K2 (78 ft.). El registro PLT del pozo, que data de Abril de 2013, identifica claramente que la fuente de agua proviene principalmente de los estratos más profundos de la formación K2, mientras que la producción de crudo se reparte entre las dos formaciones. A partir de lo anterior se concluye que el problema de irrupción de agua en el pozo es causado mayoritariamente por una conificación

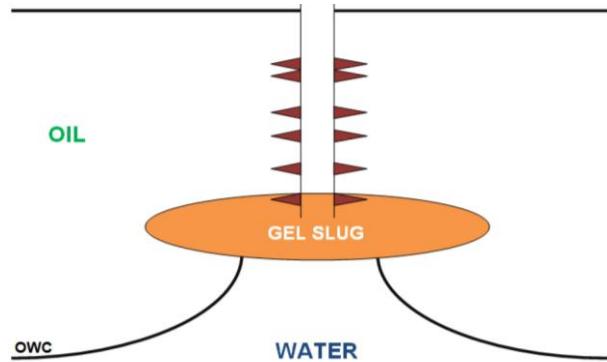
Una vez se realiza el diagnóstico del pozo Castilla 70, se establece el/los métodos Water Shut off posibles. Como solución a los problemas de conificación se tiene:

1. La inyección por bullheading de Polímeros/Microgeles que actúan como modificadores de permeabilidad relativa. (Esta opción ya fue previamente descrita en el primer capítulo)
2. La inyección de gel para realizar desplazamiento selectivo (sello).

Opción 2: Inyección de Gel para Desplazamiento Selectivo

Esta opción consiste en inyectar una considerable cantidad de gel en el último estrato de las perforaciones (de ahí el nombre “selectivo”) para retardar el fenómeno de conificación de agua. El gel crea una barrera horizontal que impide la conificación del agua hacia los perforados (Ver Figura 9). El tiempo de gelificación del producto debe ser suficiente para alcanzar una penetración adecuada, con un volumen de fluido previamente diseñado.

Figura 9 Principio físico de un proceso de inyección de geles por desplazamiento selectivo



Fuente: Compañía Consultora

2.2.2. Resultados de Simulación Preliminares

El software seleccionado PumaFlow es un simulador de yacimientos de nueva generación del IFP (Instituto Francés del Petróleo), con formulaciones físicas rigurosas y computación de alto rendimiento. El simulador de yacimientos Puma Flow Black Oil tiene dos fases (Petróleo y Agua). A continuación se presentan las propiedades de los fluidos del Campo Castilla suministradas al software.

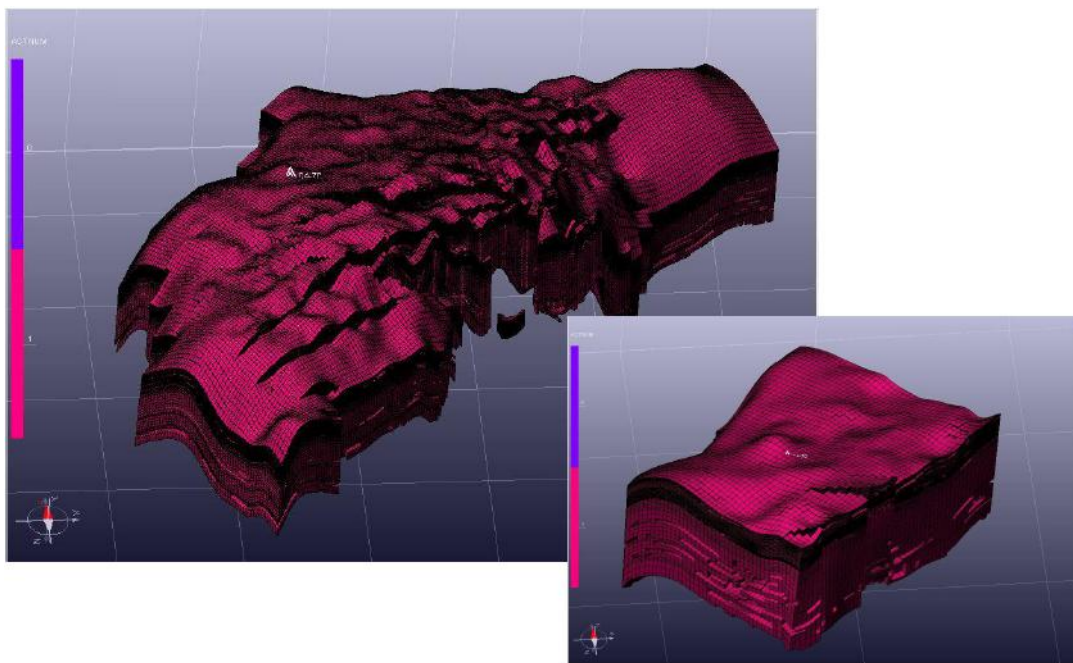
Tabla 12 PVT campo Castilla

Property	Value
Reservoir Pressure (@ 6000 ftTVDss)	3038 psia
Reservoir Temperature	198° F
Dead Oil Gravity (@ sto)	12.42°API
Saturation Pressure (@ 150°F)	130 psia
Rs (@ saturation pressure)	7.29 scf/stb
FVF (@ saturation pressure)	1.037 rb/stb
FVF (@ Initial pressure)	1.023 rb/stb
Viscosity (@ saturation pressure)	82 cp
Viscosity (@ initial pressure)	146 cp

Fuente: Informe técnico campo Castilla diciembre 2014 - ECOPETROL S.A.

Posteriormente, se extrajo del Full Field Model un Sector Model (Ver Figura 10), para llevar a cabo el modelamiento dinámico del pozo CA 70.

Figura 10 Extracción del Sector Model



Fuente: Compañía Consultora

Mediante el software PumaFlow, especializado para modelar Tecnología Water Shut Off, se realizó un Local Grid Refinement (LGR) para representar con mayor precisión los efectos cerca del pozo.

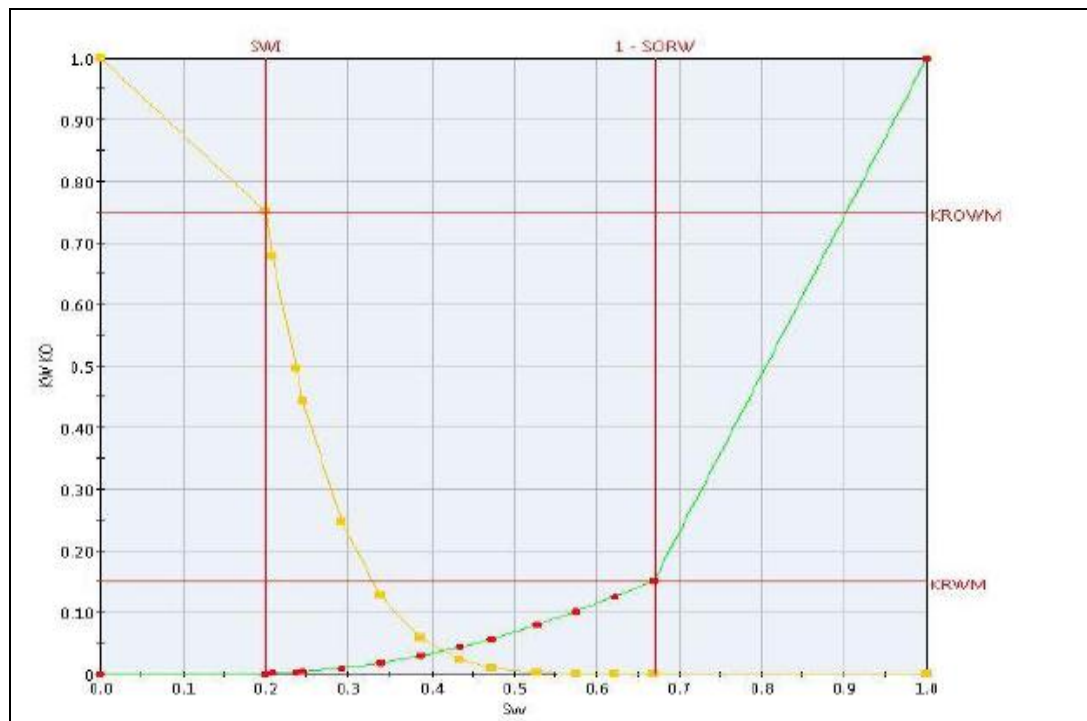
Para un sistema bifásico se encuentra que las permeabilidades asociadas a cada fase son función de la saturación como se observa en la Tabla 13.

Tabla 13 Relación de la Saturación Respecto a la Formación

ZONE	SWI	SGU	SOR	KRW	KRO
K1INF	0.14	0.53	0.33	0.15	0.85
	0.16	0.51	0.33	0.15	0.85
	0.18	0.49	0.33	0.15	0.85
K2	0.12	0.55	0.33	0.15	0.75
	0.15	0.52	0.33	0.15	0.75
	0.20	0.47	0.33	0.15	0.75

Fuente: Compañía Consultora

Figura 11 Curvas de Permeabilidad Relativa (Tipo de Roca)



Fuente: Compañía Consultora

Según el modelo dinámico de simulación las tasas de producción de agua y petróleo del pozo Castilla 70 presentan el siguiente comportamiento (Ver Figura 12).

Figura 12 Producción de Agua y Petróleo - Pozo CA 70



Fuente: Compañía Consultora

2.2.3. Resultados de las pruebas de laboratorio

Se seleccionaron 5 productos para evaluación teniendo en cuenta las condiciones del campo Castilla, dentro de los cuales se tienen 2 polímeros y 3 microgeles (Ver Tabla 14), teniendo en cuenta la permeabilidad, temperatura y salinidad del agua de formación.

Tabla 14 Selección del Producto

Type	Name
Polymer	P-050
	P-100
Microgel	M2ES
	M2EH
	M2EA

Fuente: Compañía Consultora

Posteriormente, se realizó la selección de Plugs para las pruebas de desplazamiento Coreflooding con los productos Seleccionados (Ver Tabla 15).

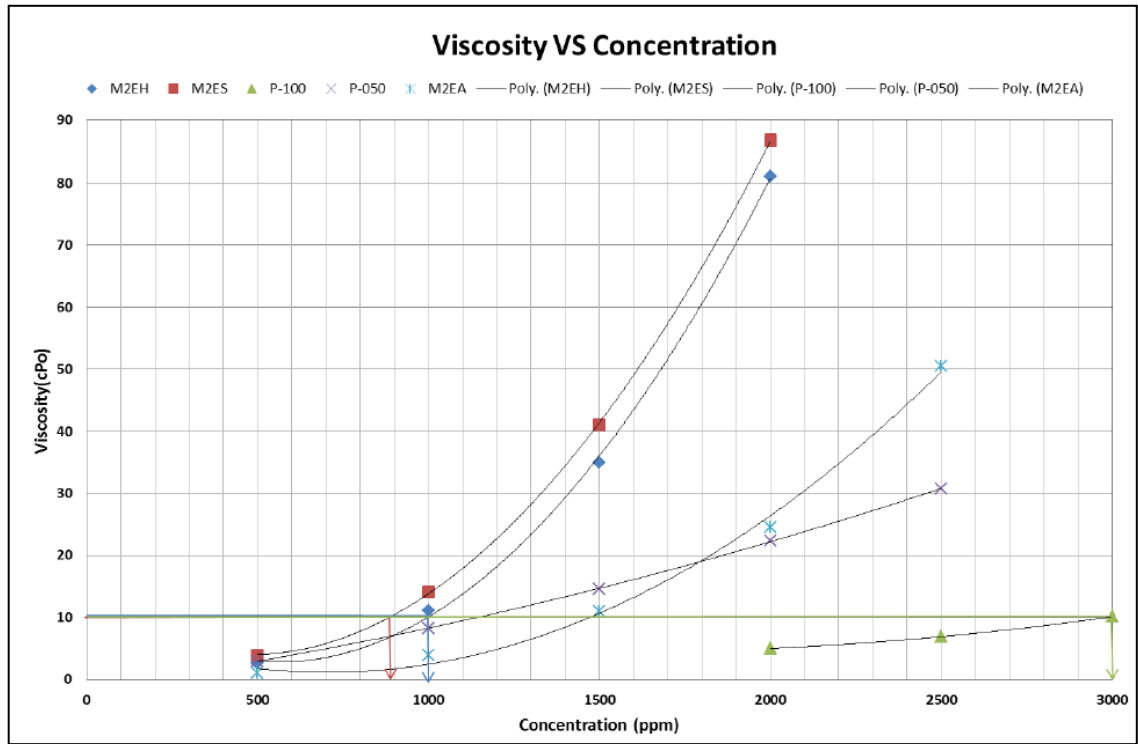
Tabla 15 Selección del Plug

Plug	Longueur (mm)	Diamètre (mm)	Kg (mD)	Screening
Cast N 42 / 7647,29	67.437	37.037	1721.35	✓
Cast 34 / 7548,50	69.707	37.783	315.11	✗
Cast 58 / 6623,50	64.443	37.157	4348.29	✗
Cast N 42 / 7446,83	65.67	37.34	829.93	✗
Cast N 42 / 7489,25	56.67	37.757	615.07	✗
Cast 58 / 6666,50	64.8	37.753	2395.29	✓
Cast N 42 / 7674,50	69.117	37.17	269.1	✗
Cast 34 / 7449,50	62.633	37.743	1993.97	✓

Fuente: Compañía Consultora

Luego se determinó el producto que presenta la concentración para alcanzar la viscosidad requerida de 10 cP.y las pruebas de estabilidad de cada producto respecto al tiempo.

Figura 13 Comportamiento de la Viscosidad Vs Concentración



Fuente: Compañía Consultora

3. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL CASO DE NEGOCIO DE LA TECNOLOGÍA WATER SHUT OFF

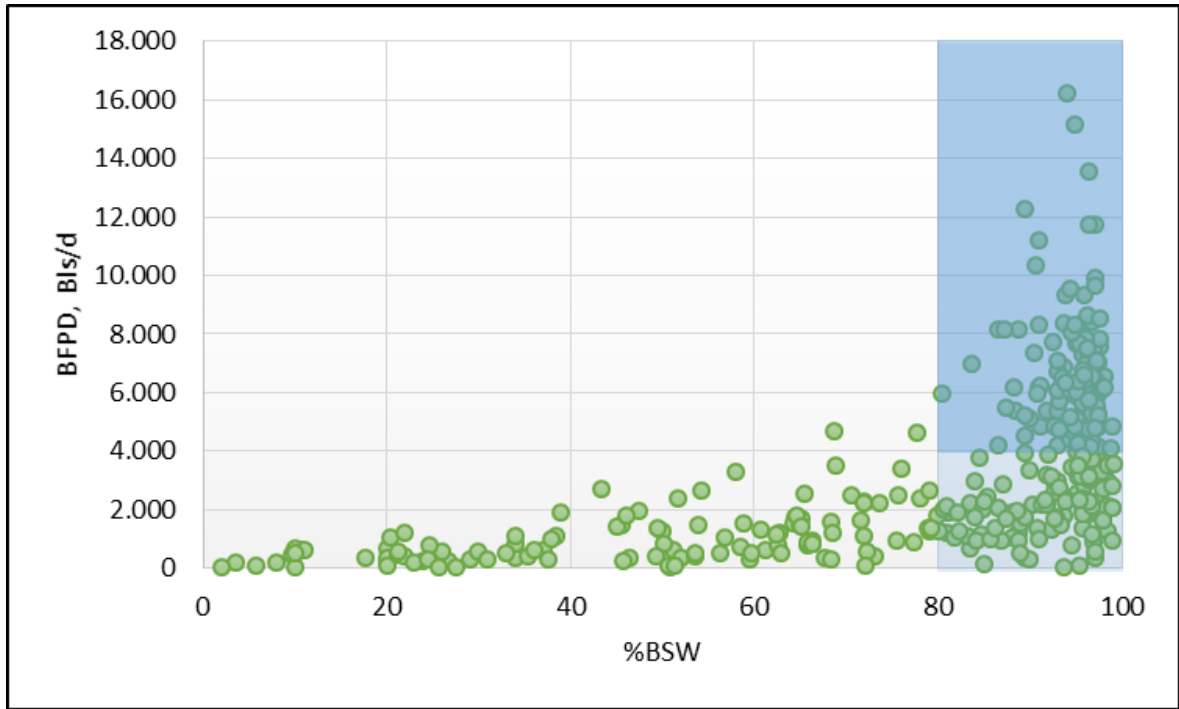
Para la elaboración del modelo financiero de la tecnología WSO se tuvo en cuenta cuál es realmente el beneficio económico de aplicar la iniciativa. Por esta razón se analiza de forma independiente y distinta el modelo financiero del piloto, así como el de una potencial masificación de los pozos del campo en total.

En el caso del piloto, observar un beneficio económico de su aplicación resulta inviable. Esto porque, al usar pozos inactivos o apagados como candidatos, no se genera una liberación de capacidad de tratamiento de fluido en superficie que permita la adición de fluido recuperable de yacimiento. En este sentido, se entiende que la capacidad actual de tratamiento de fluidos en el campo Castilla ha llegado a su límite, razón por la que se ha tenido que frenar la producción de pozos con altos cortes de agua. Es por esto que el objetivo de la realización del piloto es validar el funcionamiento de la tecnología, basado en los casos de estudio mencionados anteriormente.

En el caso de una futura masificación se evaluó el potencial de la tecnología para su aplicación al campo Castilla basado en los criterios de aplicación, así como determinados requisitos que deben cumplir los pozos candidatos:

- Pozos Activos (En producción).
- Cortes de agua superiores al 80%.
- Pozos con producción de aceite inferior a 300 BOPD.
- Producción de agua superior a 4000 BWPD.
- Pozos con buen estado mecánico.

Figura 14 Qt Vs % BSW como criterio de selección de pozos candidatos.



Aplicando estos criterios se presenta la población total de pozos del campo, donde se obtuvo una muestra de 42 pozos con potencial de aplicación de la tecnología Figura 14.

Para la selección de la población mostrada en la Tabla 16 se tuvo en cuenta el beneficio que se obtiene de la aplicación de la tecnología. En este caso, el beneficio de aplicación de la tecnología WSO puede ser de dos formas: por liberación de capacidad de tratamiento en superficie, y por aumento de la producción diaria por pozo. Para el caso de esta iniciativa sólo se tuvo en cuenta el beneficio por liberación de capacidad, ya que se desea mantener un escenario conservador previo a la aplicación de la prueba tecnológica.

Tabla 16. Pozos Masificación

POZO	Petróleo BOPD	Agua BWPD	POZO	Petróleo BOPD	Agua BWPD
C-14	290	5,626	C-277	73	4,006
C-20	277	4,990	CN-06	243	5,023
C-21	154	4,506	CN-10	143	5,433
C-24	198	4,098	CN-21	170	5,234
C-25	228	5,462	CN-24	103	4,540
C-44H	194	5,046	CN-32	233	7,528
C-47	261	7,923	CN-47	270	5,518
C-49	152	5,408	CN-52	171	5,104
C-51	288	6,281	CN-56	248	4,974
C-58	248	7,375	CN-57	137	5,095
C-60	279	4,074	CN-60	187	5,059
C-61	227	6,669	CN-65	196	4,332
C-63	251	6,273	CN-72	207	4,977
C-65	217	5,920	CN-76	142	4,064
C-66	111	5,063	CN-88	257	6,424
C-75	162	4,294	CN-100	121	4,511
C-77	240	6,629	CN-139	146	4,161
C-79	180	5,830	CN-142	127	4,661
C-113	147	5,693	CN-145	264	5,008
C-160	164	6,406	CN-150	100	4,052
C-199	155	4,151	CN-153	220	5,563

3.1. RESULTADOS DE LOS DIFERENTES ESCENARIOS DE EVALUACIÓN FINANCIERA

Para calcular el potencial económico de la masificación de la tecnología se hace principalmente a través del Valor Presente Neto obtenido en cada escenario sin embargo los parámetros financieros evaluados fueron:

- Valor Presente Neto: 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 inversión⁹.

- La tasa interna de retorno (TIR): 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.
- 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
- El análisis costo-beneficio (RCB): es una herramienta financiera que mide la relación entre los costos y beneficios asociados a un proyecto de inversión con el fin de evaluar su rentabilidad.

Los criterios tenidos en cuenta para realizar la evaluación financiera estuvieron determinados por 3 factores clave relacionados con la implementación de la tecnología WSO, que inciden en la rentabilidad del proyecto:

- El % BSW del fluido incorporado.
- La durabilidad del modificador de permeabilidad relativa.
- La eficiencia de retención de agua en volumen.

Con estas tres variables se realizó un análisis de sensibilidad del VPN del proyecto, mediante la implementación de tres escenarios posibles (Pesimista, Probable y Optimista) como resultado a la masificación de la tecnología.

⁹ FERREIRA Y GÓMEZ. 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. 2012.

3.1.1. Escenario Pesimista

En el escenario pesimista esperado para la masificación se consideraron los valores menos favorables para las tres variables operativas (Ver tabla 17):

El %BSW del fluido incorporado tiene en cuenta el estado de los pozos inactivos y apagados del campo Castilla, a partir de las pruebas de producción tomadas a Junio de 2015. Usando los percentiles P10, P50 y P90 se obtiene el valor del corte de agua menos favorable, que corresponde a un 98,41%.

El tiempo de mantenimiento a pozo fue tomado a partir del artículo de investigación titulado: "Polymer Systems for Water Shutoff and Profile Modification: A Review Over The Last Decade", elaborado por El-Karsani, K., Al-Muntasheri, G., Hussein, I. SPE 163100 p.2 En el mencionado artículo se establece un tiempo de durabilidad del gel/polímero de entre 6 a 24 meses en areniscas. Como valor pesimista se tomaron 6 meses.

La eficiencia de retención de agua en volumen se encuentra basada en los casos históricos reportados a nivel mundial. Utilizando P10, P50 y P90 se obtuvo la eficiencia mínima de retención, que corresponde al 88%

Tabla 17 Resultados del análisis financiero para la masificación en el escenario pesimista

Análisis Financiero Masificación	
VPN [US\$]	\$ 4.004.012
TIR	N/A
PayBack Time	N/A
RCB	0,1

3.1.2. Escenario Probable

En el escenario probable para la masificación se consideraron los valores presuntamente reales para las tres variables operativas (Ver tabla 18).

El %BSW del fluido incorporado tiene en cuenta el estado de los pozos inactivos y apagados del campo Castilla, a partir de las pruebas de producción tomadas a Junio de 2015. Usando los percentiles P10, P50 y P90 se obtiene el valor medio del corte de agua, que corresponde a un 90%.

El tiempo de mantenimiento a pozo fue tomado a partir del artículo de investigación titulado: "Polymer Systems for Water Shutoff and Profile Modification: A Review Over The Last Decade", elaborado por El-Karsani, K., Al-Muntasheri, G., Hussein, I. SPE 163100 p.2 En el mencionado artículo se establece un tiempo de durabilidad del gel/polímero de entre 6 a 24 meses en areniscas. Como valor probable se tomaron 12 meses.

La eficiencia de retención de agua en volumen se encuentra basada en los casos históricos reportados a nivel mundial. Utilizando P10, P50 y P90 se obtuvo la mediana de los datos como eficiencia de retención probable, que corresponde al 95%"

Tabla 18 Resultados del análisis financiero para la masificación en el escenario probable

Análisis Financiero Masificación	
VPN [US\$]	\$ 31.188.569
TIR	458%
PayBack Time	3 meses
RCB	7,2

3.1.3. Escenario Optimista

En el escenario optimista esperado para la masificación se consideraron los valores más favorables para las tres variables operativas. (Ver tabla 19).

El %BSW del fluido incorporado tiene en cuenta el estado de los pozos inactivos del campo Castilla, a partir de las pruebas de producción tomadas a Junio de 2015. Usando los percentiles P10, P50 y P90 se obtiene el valor del corte de agua más favorable, que corresponde a un 37,1%.

El tiempo de mantenimiento a pozo fue tomado a partir del artículo de investigación titulado: "Polymer Systems for Water Shutoff and Profile Modification: A Review Over The Last Decade", elaborado por El-Karsani, K., Al-Muntasher, G., Hussein, I. SPE 163100 p.2 En el mencionado artículo se establece un tiempo de durabilidad del gel/polímero de entre 6 a 24 meses en areniscas. Como valor optimista se tomaron 24 meses.

La eficiencia de retención de agua en volumen se encuentra basada en los casos históricos reportados a nivel mundial. Utilizando P10, P50 y P90 se obtuvo la mejor eficiencia de retención en la población, que corresponde al 99%"

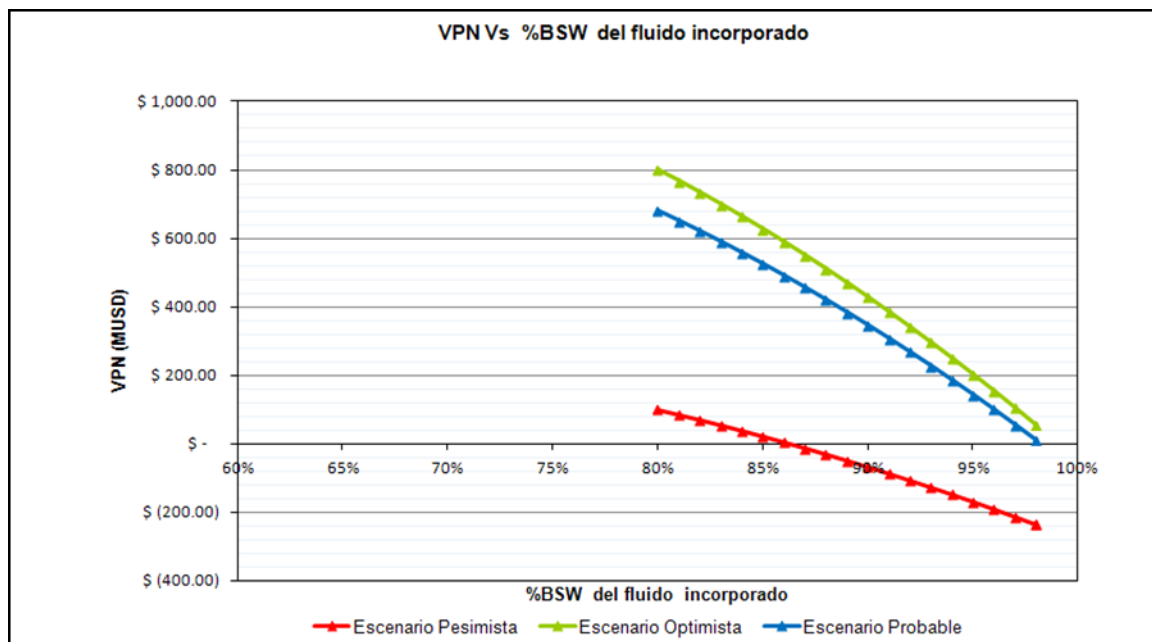
Tabla 19 Resultados del análisis financiero para la masificación en el escenario optimista

Análisis Financiero Masificación	
VPN [US\$]	\$ 116.663.791
TIR	1143%
PayBack Time	1 día
RCB	33,3

3.1.4. Sensibilidad de las variables operativas para cada escenario

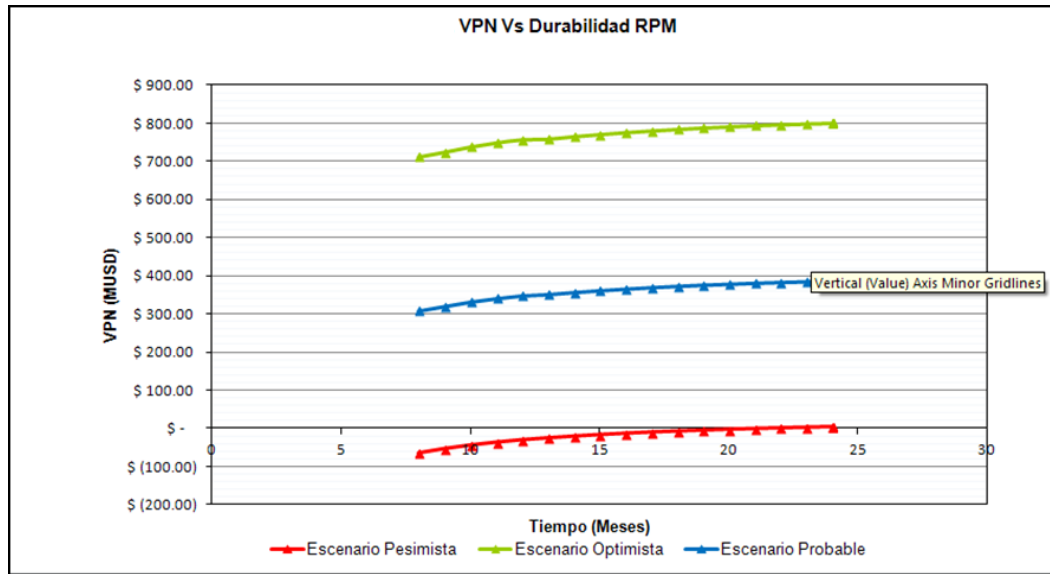
El %BSW del fluido incorporado es clave para la rentabilidad del proyecto, ya que representa la entrada de crudo a las facilidades de superficie, siendo este activo lo que finalmente paga el proyecto. La Figura 15 muestra el comportamiento del VPN a partir de los porcentajes de BSW incorporados a las facilidades de superficie.

Figura 15 Rentabilidad del proyecto a partir del corte de agua del fluido incorporado a las facilidades de superficie.



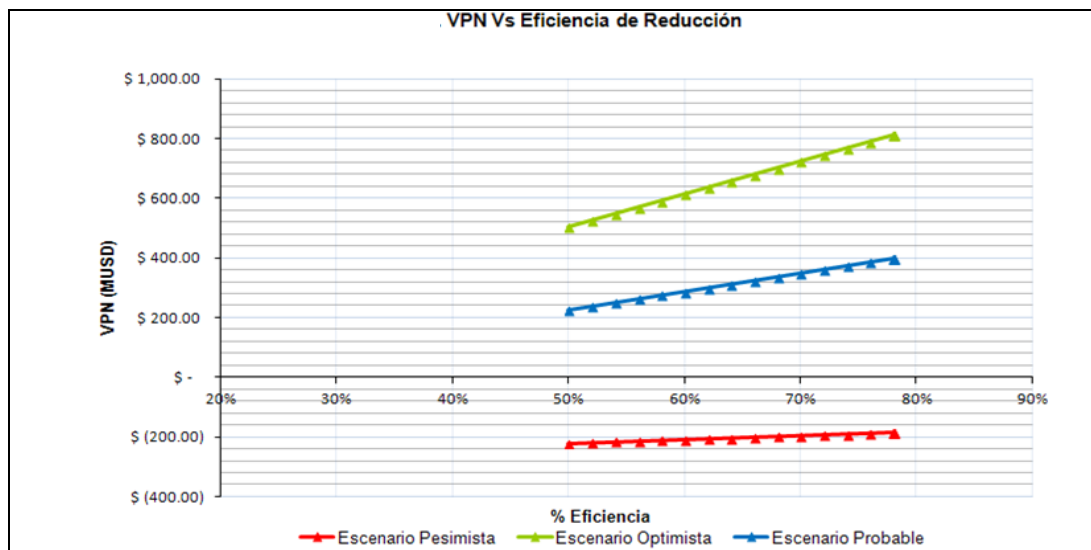
En el caso de la eficiencia de reducción de agua, depende más de la confiabilidad que se tenga del método a partir de los casos de estudio reportados a nivel mundial. Campos como los mencionados en el capítulo 1 demuestran eficiencias de reducción superiores al 90%, indicando una gran efectividad de los químicos para el cierre de producción de agua (Figura 16).

Figura 16 Rentabilidad del proyecto a partir de la duración del RPM.



Por otra parte, la Figura 17 refleja el comportamiento del VPN a partir de la reducción de agua potencial en la masificación.

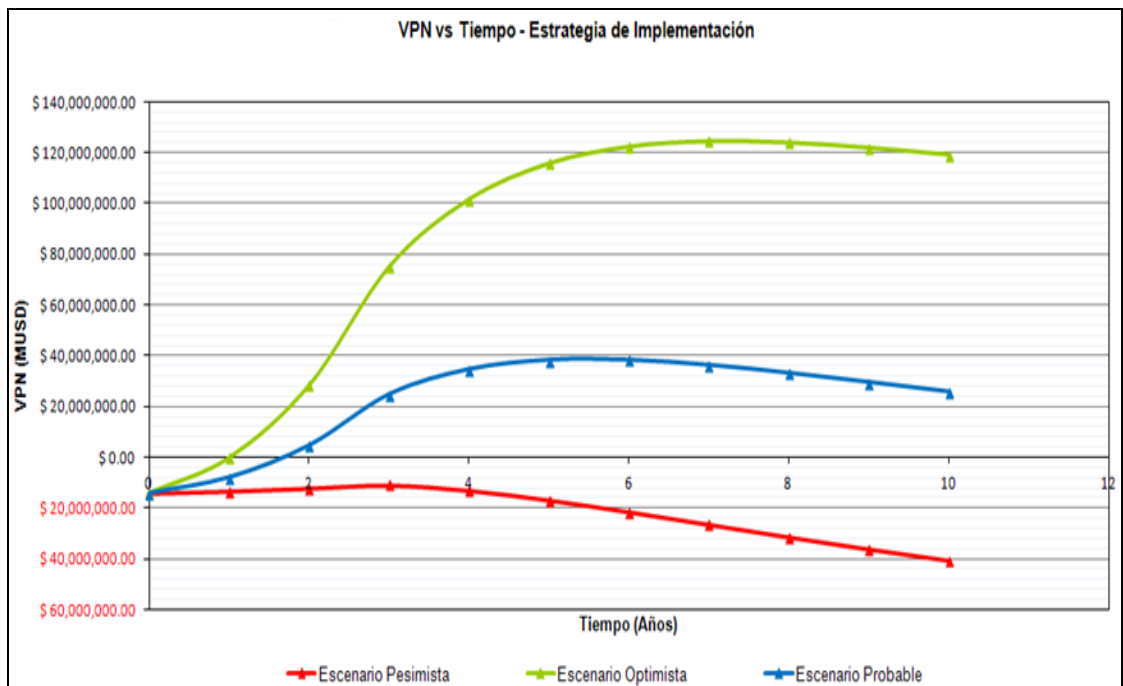
Figura 17 Rentabilidad del proyecto a partir de la eficiencia de reducción de agua.



El modelo financiero ejecutado para la masificación fue realizado en un periodo de 10 años de operación. La Figura 18 muestra la rentabilidad del proyecto según el escenario de operación que se escoja. Se puede observar que como mínimo, se necesita incorporar un fluido con 97% de BS&W para obtener un VPN positivo (U\$25.887.436), asumiendo una irrupción de agua 12 meses después de la aplicación de un sello.

La eficiencia de reducción del corte de agua deberá ser de mínimo 2 puntos porcentuales por pozo para obtener un beneficio (VPN > 0).

Figura 18 Rentabilidad del proyecto a partir del escenario de tratamiento



3.2. ANÁLISIS FINANCIERO DEL IMPACTO DE LA VARIACIÓN DEL PRECIO DEL CRUDO EN LA VIABILIDAD DEL PROYECTO

La variación en el precio del crudo es una variable significativa en el momento de analizar un proyecto petrolero, se tuvieron en cuenta los precios del crudo según portafolio a 2014 y 2015 aplicando un castigo de 10 USD por calidad del crudo.

Teniendo en cuenta que la variable %BSW del fluido incorporado es la de mayor impacto en el momento de cuantificar el VPN del proyecto además de permitir la incorporación de fluido a las facilidades y sistemas de tratamiento al reducir los volúmenes de agua producidos se presenta a continuación los VPN del proyecto incluyendo una variación del %BSW entre un 80% - 98% bajo 3 escenarios de incorporación de fluidos. Como se puede observar en las figuras 19, 20 y 21 a pesar de la reducción en el precio del crudo entre el año 2014 y 2015 en todos los escenarios se obtienen valores positivos de VPN incluso con valores de %BSW del fluido incorporado de 96 %

Figura 19 VPN Vs %BSW fluido incorporado – Escenario Pesimista

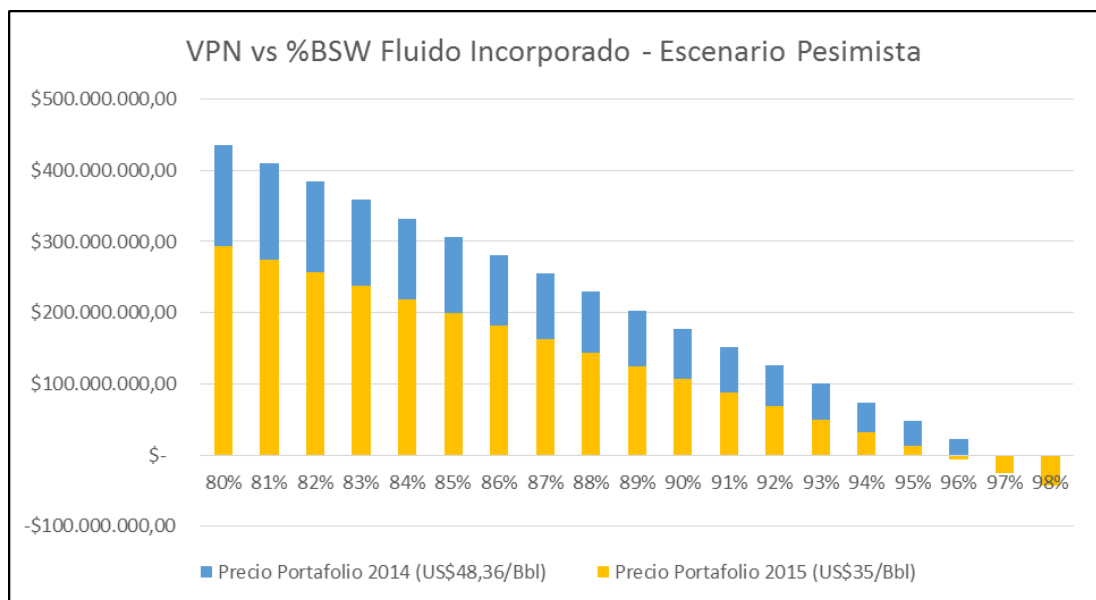


Figura 20 VPN Vs %BSW fluido incorporado – Escenario Probable

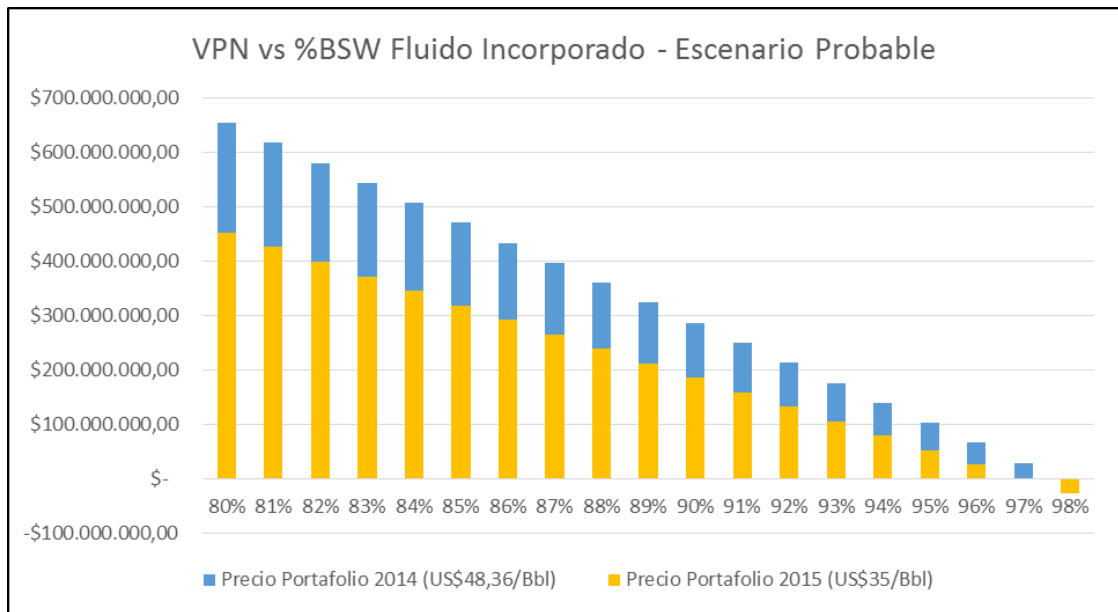
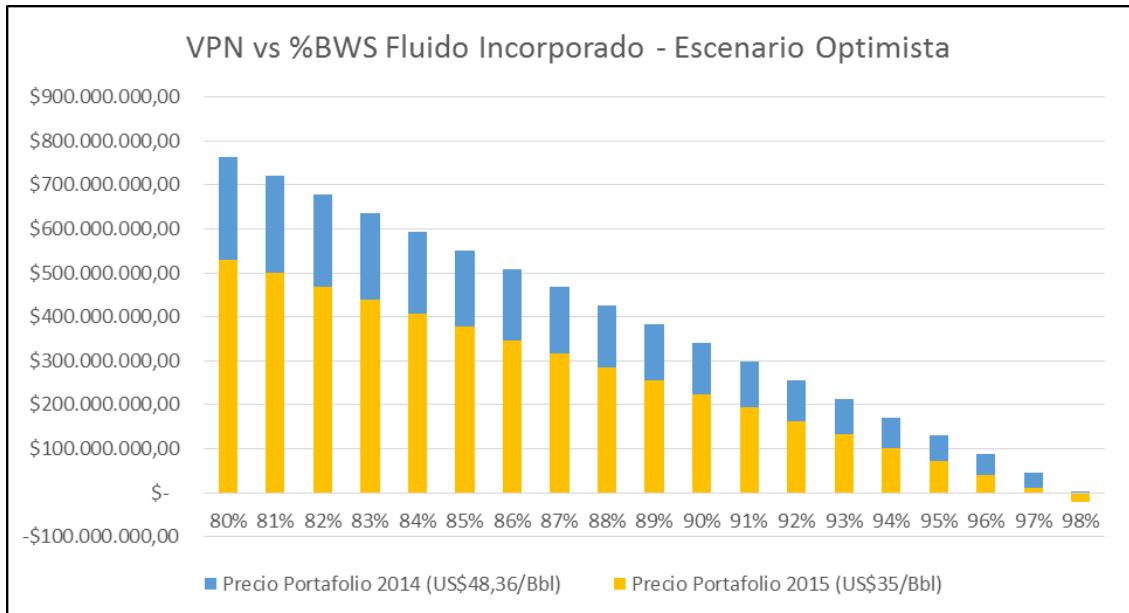
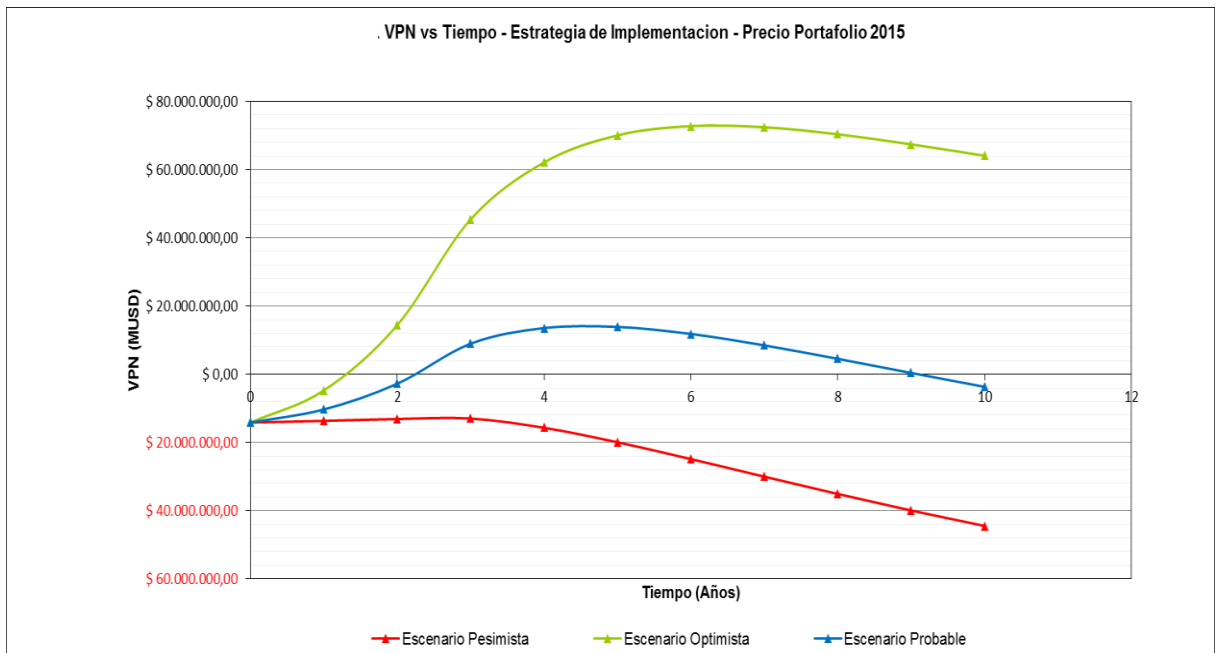


Figura 21 VPN Vs %BSW fluido incorporado – Escenario Optimista



Aplicando el precio del crudo según portafolio 2015 bajo el mismo panorama expuesto en el numeral 3.1 se observa una considerable disminución en la rentabilidad obtenida del proyecto sin embargo el panorama de precios del crudo permite llevar a cabo la implementación del proyecto de manera satisfactoria.

Figura 22 Rentabilidad del proyecto implementando la variación del precio del crudo a 2015



4. BENEFICIOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA WATER SHUT OFF (WSO) EN EL CAMPO CASTILLA.

Los principales beneficios que se obtienen en un tratamiento por WSO incluyen¹⁰:

- Desembotellamiento de las facilidades de tratamiento de agua en el campo: gracias a la reducción del %BSW asociado al fluido incorporado en los pozos la cantidad de agua a tratar será menor.
- Plan de desarrollo adicional del campo para incorporación de nuevos activos: al hablar de incorporar activos se pretende aumentar el tratamiento de aceite asociado a menores volúmenes de agua producida asociada por pozo por lo que se reactivaran pozos cerrados y nuevos pozos perforados.
- Bloquear la producción de agua sin afectar seriamente las zonas productoras de hidrocarburos: al emplear geles de inyección selectiva se ataca las zonas de agua sin afectar los intervalos productores de aceite.
- Maximizar la penetración de los agentes bloqueantes – sea mecánico o químico – en las zonas productoras de agua, mientras minimizan la irrupción en las zonas productoras de crudo.
- Maximizar la reducción de permeabilidad en las zonas productoras de agua, favoreciendo el flujo de crudo hacia el pozo productor: al disminuir la permeabilidad en las zonas de agua se retrae la conificación y la producción de agua en los intervalos productores de agua sin afectar la permeabilidad de las zonas de petróleo.

¹⁰ JOSEPH, A., AJIENKA, J.A. A review of Water Shutoff Treatment Strategies in Oil Fields. SPE136969.

4.1. IMPLEMENTACIÓN DEL PILOTO

Teniendo en cuenta la estrategia de riesgo compartido por la que opto ECOPETROL S.A. para el desarrollo e implementación de la tecnología WSO se asoció con una compañía de servicios que tiene una variedad de productos a la cual se le suministro la información correspondiente a uno de los pozos candidatos para implementar esta tecnología a partir de la cual se presenta el procedimiento operativo a continuación y los resultados preliminares de la implementación.

4.1.1. Procedimiento Operativo

- Bajar sarta de Fractura y posicionar empaque de 7" encima de perforados. Realizar procedimiento de sentamiento de empaque.
- Realizar charla de seguridad y pre operacional
- Realizar prueba de línea directa y anular.
- Realizar breakdown con salmuera. Al observarse rompimiento, alcanzar caudal de fractura y finalizar esta prueba con Step Down Test (caudal mínimo: 10 bpm). Finalizada la prueba, monitorear declinación y comparar con la observada en el pozo de referencia Castilla 48.
- Realizar bombeo de píldora y Fracturamiento
- Abrir puerto de circulación del empaque y circular el pozo en reversa bombeando 1.5 veces el volumen equivalente a la capacidad de la tubería de trabajo o hasta retornos completamente limpios, con salmuera de 8,4 ppg inhibida.

Aislamiento permanente de zonas productoras de agua teniendo en cuenta un radio de penetración de 8ft.

- Reposicionar Tapón y empaque para aislar el intervalo 7109-7130ft

- Realizar prueba de inyectividad con salmuera inhibida, con el fin de establecer el caudal máximo de bombeo sin sobrepasar la presión de fractura.
- Establecido el caudal, determinar el tiempo de bombeo del tratamiento propuesto: 118 Bbl de Gel sellante.
- Realizar mezcla del tratamiento. Realizar QA/QC de los fluidos mezclados.
- Iniciar bombeo de los fluidos al caudal establecido en la prueba de inyección.
*Calcular desplazamiento de acuerdo a estado mecánico final. Se recomienda desplazar hasta tope de perforados.
- Finalizado el bombeo, esperar tiempo de fragüe del Gel Sellante. Se recomienda un periodo de mínimo 3 veces el tiempo de endurecimiento del gel.
- Finalizado el remojo, Reposicionar empaque recuperable para aislar el intervalo 7003-7028ft.
- Realizar prueba de inyectividad con salmuera inhibida, con el fin de establecer el caudal máximo de bombeo sin sobrepasar la presión de fractura.
- Establecido el caudal, determinar el tiempo de bombeo del tratamiento propuesto
- Realizar mezcla del tratamiento. Realizar QA/QC de los fluidos mezclados.
- Iniciar bombeo de los fluidos al caudal establecido en la prueba de inyección
- Calcular desplazamiento de acuerdo a estado mecánico final. Se recomienda desplazar hasta tope de perforados
- Finalizado el bombeo, esperar tiempo de fragüe Se recomienda un periodo de mínimo 3 veces el tiempo de endurecimiento del gel.
- Sacar sarta y BHA a superficie.

4.1.2. Resultados preliminares

La prueba dio inicio el 18 de febrero de 2015 en el pozo CA 110 obteniéndose los siguientes resultados de producción del pozo (ver tabla 20)

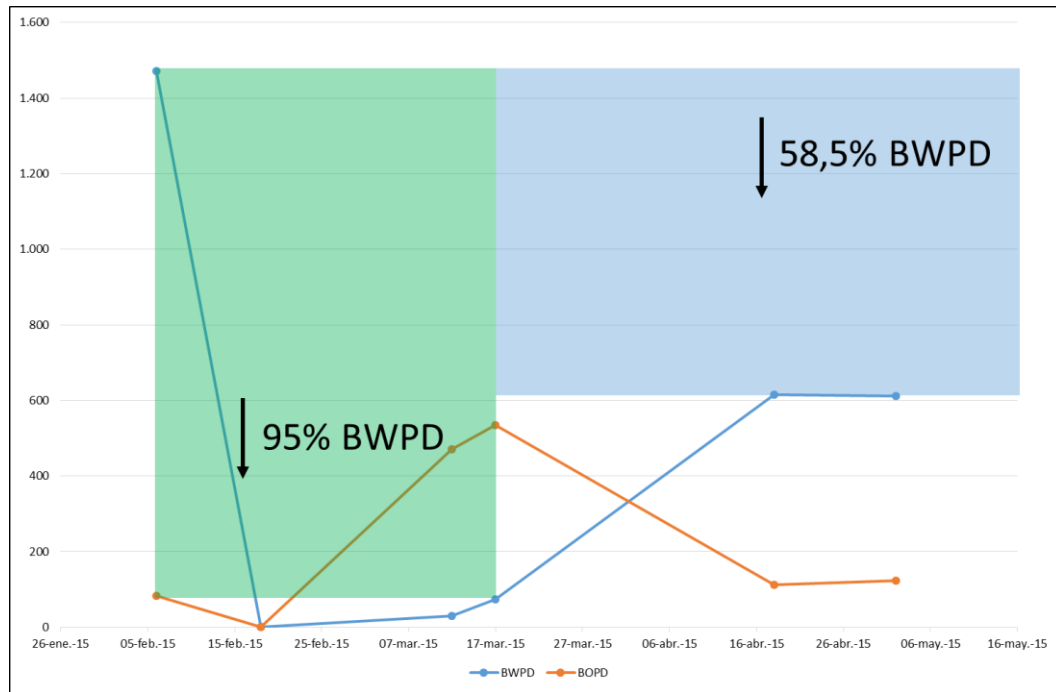
Tabla 20 Pruebas de producción pozo CA110

FECHA	BFPD	BSW	BOPD	BWPD
06-feb-15	1.554	94,64%	83	1.471
18-feb-15	Implementación de la tecnología WSO			
12-mar-15	500	6,00%	470	30
17-mar-15	608	12,00%	535	73
18-abr-15	729	84,55%	113	616
02-may-15	734	83,31%	123	611

A partir de los resultados de la tabla anterior se puede concluir que en promedio se logró una reducción del 58,5% de la producción de agua por día al cabo del tercer mes, adicionalmente es importante tener en cuenta que la reducción de agua durante del primer mes fue del 95% con una producción diaria de aceite de cerca de 500 BIs lo que permito recuperar la inversión del proyecto (ver figura 23).

Por otra parte la incorporación de aceite fue de 1240BIs en 3 meses y se logró una reducción significativa en el %BSW del pozo si bien se puede observar que este aumento comprado con los resultados obtenidos durante el primer mes es necesario establecer si se está presentando el fenómeno de bypass del agua o que el producto químico aplicado haya perdido efectividad en el sello de los intervalos sellados.

Figura 23 Producción de agua y aceite por día Pozo CA 110



5. CONCLUSIONES

- De los casos de aplicación documentados con condiciones similares al campo Castilla. En los campos estudiados se evidencian reducciones de hasta un 80%. Sin embargo, la reducción promedio del corte de agua es del orden del 38%. En la totalidad de los casos se reporta un aumento en la producción de crudo.
- Para la realización del piloto WSO se seleccionaron 10 pozos candidatos teniendo en cuenta los criterios utilizados para el control de agua en fondo, el pozo C-70 fue elegido como candidato para la aplicación WSO, debido al buen estado del cemento, potencial de producción y disponibilidad de registro PLT para el diagnóstico de la producción de agua.
- En el caso del pozo CA-70, observar un beneficio económico de su aplicación resulta inviable. Esto porque, al usar pozos inactivos o apagados como candidatos, no se genera una liberación de capacidad de tratamiento de fluido en superficie. Sin embargo permite evaluar la viabilidad de la implementación de la tecnología.
- Se realizó un análisis financiero de una eventual masificación de 42 pozos del campo. Se consideraron tres (3) escenarios de ocurrencia: Pesimista, probable y optimista. Se puede observar que como mínimo, se necesita incorporar un fluido con 97% de BS&W para obtener un VPN positivo (U\$25.887.436), asumiendo una irrupción de agua 12 meses después de la aplicación de un gel sellante.

6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar un análisis financiero comparativo de la implementación de la tecnología con su posible masificación teniendo en cuenta las compañías de servicios que actualmente tienen contratos en las compañías de workover del campo con productos de especificaciones similares a las analizadas en este estudio.
- Se recomienda considerar los pozos candidatos seleccionados para la aplicación WSO. En su mayoría, el fenómeno causal de la irrupción de agua en los pozos es la conificación, por lo que la inyección de geles sellantes y modificadores de permeabilidad relativa (RPM) son métodos efectivos para la remediación del problema.
- El tratamiento Water Shut-Off u cualquier otra tecnología con geles, considera que debe ser repetido cuando la línea tendencia actual de la producción (posterior al tratamiento), se superpone a la línea de tendencia antes de implementar la tecnología o cuando no es económicamente viable producir, tratar, y disponer el agua.

BIBLIOGRAFÍA

- ANDERSSON, G., MOLESWORTH, G., GONZÁLEZ, B. "Innovative water-shutoff solution enhances oil recovery from a west Venezuela sandstone reservoir. SPE 111512.
- AL-MUTAIRI, T.Z., SHAHID, M.A., REINHOLD, M.R., GAZI, N.H. "Remarkable results from water shutoff treatments using a new deep penetrating polymer system-case histories from south umm Gudair field, Dz-Kuwait/Saudi Arabia". SPE 85329.
- EL-KARSANI, K., AL-MUNTASHERI, G., HUSSEIN, I. "Polymer Systems for Water Shutoff and Profile Modification: A Review Over The Last Decade". SPE163100, p. 2
- Informe técnico campo Castilla diciembre 2014 - ECOPETROL S.A.
- FERREIRA Y GÓMEZ. 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. 2012.
- GORAN. A, MOLESWORTH. G. Innovative water-shutoff solution enhances oil recovery from a west Venezuela sandstone reservoir. SPE 111512.
- JOSEPH, A., AJIENKA, J.A. A review of Water Shutoff Treatment Strategies in Oil Fields. SPE136969.
- PRADO, M and PALENCIA, J. "Two different water shutoff applications in a poorly consolidated sandstone reservoir with strong water drive". SPE 93060)
- VASQUEZ. J, JURADO. I, y OTROS. Organically crosslinked polymer system for water reduction treatments in Mexico. SÈ 104134.
- WASSMUTH, F., GREEN, K., HODGINS, L. "Water Shut-Off in Gas Wells: Proper Gel Placement is the Key to Success". SPE 89403. 2004.
- ZAITOUN, A. and KOHLER, N. "Control Water Influx in Heavy-Oil Horizontal Wells by Polymer Treatment". SPE 24661.