

**FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN DE
SEPARACIÓN DE AGUA EN FONDO EN LOS CAMPOS RONDÓN Y
COSECHAS**

FRANKLIN ALDEMAR GRIMALDOS AGUILAR

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

**FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN DE
SEPARACIÓN DE AGUA EN FONDO EN LOS CAMPOS RONDÓN Y
COSECHAS**

FRANKLIN ALDEMAR GRIMALDOS AGUILAR

Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de

INGENIERO DE PETROLEOS

Ing. José Antonio Pórtela

Tutor empresa

Ing. Fernando Calvete

Tutor universidad

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

DEDICATORIA

A Dios por ser mi guía, mi ayuda y mi fortaleza en todos los momentos de mi vida.

A mi Mama Rubiela por ser mi gran amiga y mi apoyo en todos estos años de estudio,
Mama te adoro mi vieja.

A mi Papá Jesús Martín, por ser el mejor papá del mundo, gracias por todo mi viejo.

A mis hermanos José Daniel y Yeraldin, esto es por ustedes dos, los quiero mucho.

A mi novia Tatiana (='.!'), gracias mi reina por estar a mi lado y ser mi apoyo en todo momento, Te amo mi vida.

A mis amigos Leandro, Darlintong, José, John Fredy, Alfonso, Carlos y Daniel, que chimba haber estudiado con ustedes.

A mi Lore, Alim y Marcela, las quiero.

A mi abuelo José Aristóbulo Grimaldos (Q.E.P.D), nonito sin su cariño y enseñanza nada de esto hubiera sido posible.

Franklin Aldemar Grimaldos Aguilar

AGRADECIMIENTOS

A la universidad y a la escuela de ingeniería de petróleos por permitirme llevar a cabo este logro.

A los profesores que me dieron su conocimiento y me ayudaron a ser una excelente persona y profesional.

Al profesor Fernando Calvete por su ayuda y apoyo en el desarrollo de este proyecto, gracias profe.

A todo el personal de Caricare por su colaboración y soporte en el progreso de mi investigación.

A todos los operadores de CPF-1 por la ayuda y la amistad brindada mientras estuve con ustedes.

TABLA CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	18
1. SEPARACIÓN DE AGUA-ACEITE EN FONDO DE POZO	21
1.1. FUNDAMENTOS DE LA SEPARACIÓN DE AGUA EN FONDO.....	21
1.2. BENEFICIOS DE LA SEPARACIÓN DE AGUA EN FONDO	27
1.2.1. Beneficios Económicos	27
1.2.2. Beneficios Ambientales.....	36
1.2.3. Beneficios en el Yacimiento, Pozos y Facilidades de superficie.....	37
1.3. LIMITACIONES Y RIESGOS DE LA SEPARACIÓN DE AGUA EN FONDO	38
1.4. REGLAMENTACIÓN EN COLOMBIA PARA LA SEPARACIÓN DE AGUA EN FONDO.....	40
1.5. SISTEMA DE SEPARACIÓN TIPO HIDROCICLÓN.....	43
1.6. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE DOWS-ESP	51
1.7. COMPONENTES DEL SISTEMA DOWS-ESP	52
1.7.1. Separador Tipo Hidrociclón	53
1.7.2. Sistema ESP	53
1.7.3. Bypass Tubos	54
1.7.4. Centralizadores.....	55
1.7.5. Empaque	55
1.7.6. Válvula cheque	56
1.7.7. Medidores de flujo, presión y calidad del agua.	56
1.8. CASOS DE CAMPO	56
1.8.1. Resumen Estadístico de las instalaciones.....	57
1.8.2. Problemas encontrados	58
1.9. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE UN CANDIDATO PARA LA APLICACIÓN DE DOWS-ESP.....	58
1.9.1. Alto corte de agua:	58
1.9.2. Presencia, excelentes propiedades y ubicación de una zona de inyección:	60
1.9.3. Compatibilidad entre el agua producción/Inyección	62
1.9.4. Tamaño, geometría, accesibilidad e integridad del pozo candidato:	62
1.9.5. Gravedad y viscosidad de los fluidos producidos:	63

1.9.6.	Producción de arena:.....	64
1.9.7.	Tendencias Corrosivas y de Formación de Scales:	65
1.9.8.	Tasa De Flujo y Gas a Intake Del Sistema	65
1.10.	METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA DOWS-ESP.....	68
1.10.1.	Revisar información sobre producción de los pozos	69
1.10.2.	Analizar las propiedades PVT de los fluidos del pozo.	70
1.10.3.	Revisar los estados mecánicos de los pozos	71
1.10.4.	Analizar los registros de Open Hole y de integridad de cemento.....	72
1.10.5.	Corroborar compatibilidad de aguas formación productora-inyectora.....	73
1.10.6.	Analizar las reservas remanentes de los pozos	73
1.10.7.	Revisar propiedades de la zona de producción	74
1.11.	CAMPO EN ESTUDIO	74
1.11.1.	Generalidades.....	75
1.11.2.	Localización.	76
1.11.3.	Características generales de los pozos.....	77
1.11.4.	Generalidades de la facilidad de caricare cpf-1	78
2.	FACTIBILIDAD TÉCNICA: ELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS DE LOS CAMPOS RONDÓN Y COSECHA.....	79
2.1.	DATOS DE PRODUCCIÓN.....	79
2.1.1.	Primer criterio: Corte de agua superior al 80%.	79
2.1.2.	Segundo Criterio: Tasa de flujo entre 500BFD y 20000BFD	80
2.1.3.	Tercer Criterio: Producción de arena menor a 100ppm.....	81
2.2.	PVT DE LOS FLUIDOS DEL POZO.	82
2.3.	ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS	84
2.3.1.	Diámetro final del completamiento	85
2.3.2.	Profundidad total y profundidad de los cañoneados.....	86
2.3.3.	Obstrucciones en el pozo y accesibilidad a la zona de inyección	86
2.4.	REGISTROS DEL POZO.....	87
2.4.1.	Registros Open-Hole	87
2.4.2.	Registros de integridad de cemento.....	90
2.5.	COMPATIBILIDAD DE AGUAS	90

2.6.	ELECCIÓN DEL PILOTO.....	90
3.	ANÁLISIS TÉCNICO DEL EFECTO DE LA APLICACIÓN DE DOWS-ESP EN LA FACILIDAD DE CPF-1	94
3.1.	CONDICIONES ACTUALES DE LA FACILIDAD Y POZOS.....	94
3.2.	REDUCCIÓN DE AGUA EN LA FACILIDAD DE CARICARE	96
3.2.1.	Escenario optimista, reducción del 97% del agua producida.....	96
3.2.2.	Escenario neutral, reducción del 55.5% del agua producida.....	99
3.2.3.	Escenario pesimista, reducción del 14% del agua producida.....	100
3.3.	AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE ACEITE	103
3.4.	REDUCCIÓN DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	104
3.4.1.	Reducción de consumo de energía eléctrica en los pozos.....	106
3.4.2.	Reducción de consumo de energía eléctrica en CPF-1.....	107
3.5.	REDUCCIÓN DEL VOLUMEN DE QUÍMICO GASTADO EN LA FACILIDAD ..	109
4.	EVALUACIÓN ECONÓMICA	113
4.1.	COSTOS RELACIONADOS AL PROYECTO	113
4.1.1.	Costos asociados a la producción.....	114
4.1.2.	Costos asociados con el sistema DOWS-ESP.....	114
4.1.3.	Tasa de descuento, impuestos y precio del crudo.....	116
4.2.	CUANTIFICACIÓN DE AHORRO Y GANANCIAS POR APLICACIÓN DEL PROYECTO	117
4.2.1.	Ahorro por reducción de consumo eléctrico.....	117
4.2.2.	Ahorros por reducción de consumo de químicos.....	119
4.2.3.	Ganancias por venta del crudo incremental	119
4.3.	ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO DOWS-ESP EN LOS CAMPOS RONDON Y COSECHAS	120
4.3.1.	Análisis económico para la compra del Equipo DOWS-ESP	121
4.3.2.	Análisis económico para el alquiler del Equipo DOWS-ESP	124
4.4.	ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PILOTO DOWS-ESP EN EL POZO CC-02.....	128
	CONCLUSIONES.....	130
	RECOMENDACIONES	131
	BIBLIOGRAFÍA.....	132

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema general de un sistema DOWS.	22
Figura 2. Esquema general de un sistema DOWS tipo separación por gravedad .	24
Figura 3. Esquema básico de DOWS Tipo Hidrociclón.....	25
Figura 4. Tendencias de la producción de aceite bajo dos escenarios de producción.	29
Figura 5. Efecto sobre la producción de aceite a la aplicación del sistema DOWS en tiempos cercanos al límite económico.	30
Figura 6. Comparación de consumo de energía entre DOWS y un sistema de levantamiento ESP convencional.....	32
Figura 7. Esquema de Funcionamiento de un Hidrociclón.....	44
Figura 8. Relación entre el Split-Ratio y la PDR	48
Figura 9. Esquema del sistema DOWS-ESP	52
Figura 10. Ubicacion de los campos Rondón y Cosechas.....	75
Figura 11. Localización geográfica de los campos Rondón y Cosechas.	76
Figura 12. Estado mecánico típico de los pozos de los campos Rondón y Cosechas.....	77
Figura 13. Esquema de procesos de la facilidad de caricare.....	78
Figura 14. Comportamiento de producción del pozo CC-02	91

Figura 15. Registros OpenHole del pozo CC-02.....93

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Cantidad de aceite en agua de inyección en un sistema de separación tipo Hidrociclón.	45
Tabla 2. Porcentaje de agua en la corriente de aceite en un sistema de separación tipo hidrociclón	45
Tabla 3. Capacidad de manejo de fluido para un sistema ESP-DOWS, Propuesto por Suarez	50
Tabla 4. Capacidad de manejo de fluido del sistema hidrociclón en combinación con diferentes tipos de bomba	50
Tabla 5. Mínimo corte de agua requerido para la aplicación de DOWS-ESP, presentada por diferentes autores	59
Tabla 6. Mínima gravedad API requerida para la implementación de un sistema DOWS-ESP.	64
Tabla 7. Máxima tasa de producción manejada por un sistema DOWS-ESP.....	66
Tabla 8. Características que debe presentar un candidato a la aplicación de DOWS-ESP.	67
Tabla 9. Información de producción necesaria para la evaluación de un candidato a DOWS-ESP	69
Tabla 10. Información de los fluidos necesaria para la evaluación de un candidato a DOWS-ESP	70

Tabla 11. Parámetro PVT que deben ser evaluados para la elección de un candidato DOWS-ESP	71
Tabla 12. Información necesaria del estado mecánico de los pozos candidatos a DOWS-ESP	72
Tabla 13. Información adicional del pozo candidato para DOWS-ESP.....	74
Tabla 14. Cortes de agua de los Pozos de Rondón y Cosechas.....	80
Tabla 15. Datos de producción de los pozos de Rondón y Cosechas.....	81
Tabla 16. Producción de arena en los pozos de Rondón Y Cosechas	82
Tabla 17. Datos PVT de los fluidos de Rondón y Cosechas.....	83
Tabla 18. Datos de estados mecánicos de los pozos de Rondón y Cosechas	85
Tabla 19. Aspectos geológicos importantes del pozo CC-02.....	88
Tabla 20. Pozos en los cuales técnicamente se puede aplicar la tecnología DOWS-ESP	89
Tabla 21. Condiciones actuales y máximas de flujo de los pozos de Rondón y Cosecha.....	95
Tabla 22. Condiciones de flujo de cada pozo con la aplicación de la tecnología DOWS-ESP bajo el escenario optimista.	97
Tabla 23. Condiciones de flujo de agua total con la aplicación de la tecnología DOWS-ESP bajo el escenario optimista.	99
Tabla 24. Condiciones de flujo de agua total con la aplicación de la tecnología DOWS-ESP y bajo el escenario neutral.....	100

Tabla 25. Condiciones de flujo de agua total con la aplicación de la tecnología DOWS-ESP y bajo el escenario pesimista.	101
Tabla 26. Resumen de las Condiciones de flujo de agua total con la aplicación de la tecnología DOWS-ESP para los tres escenarios.	102
Tabla 27. Condiciones de producción de aceite con la aplicación de la tecnología DOWS-ESP	103
Tabla 28. Condiciones de producción de fluido total con la aplicación de la tecnología DOWS-ESP.....	104
Tabla 29. Gasto de energía eléctrica en la facilidad de CPF-1	104
Tabla 30. Relación KWh/BPD en la facilidad de CPF-1	106
Tabla 31. Consumo de energía eléctrica para cada uno de los escenarios de reducción de agua.	107
Tabla 32. Reducción de consumo de energía eléctrica con aplicación de DOWS-ESP.....	109
Tabla 33. Consumo de químicos por barril de fluido tratado en la CPF-1.....	110
Tabla 34. Consumo de productos químicos para cada uno de los escenarios. ...	111
Tabla 35. Reducción del consumo de químicos en el tratamiento del crudo	111
Tabla 36. Reducción del consumo de químicos en el tratamiento del crudo	112
Tabla 37. Costos asociados a la producción en los campos Rondón y Cosechas	114
Tabla 38. Costos asociados con el sistema DOWS-ESP	115

Tabla 39. Ahorro por reducción de consumo de energía eléctrica.....	118
Tabla 40. Ahorro por reducción de consumo de químicos.....	119
Tabla 41. Egresos del proyecto DOWS-ESP en modalidad compra.....	122
Tabla 42. Ingresos totales generados por el proyecto DOWS-ESP.....	123
Tabla 43. Indicadores económicos para la aplicación del proyecto DOWS-ESP con compra de la herramienta.	123
Tabla 44. Egresos del proyecto DOWS-ESP en modalidad alquiler.....	124
Tabla 45. Indicadores económicos para la aplicación del proyecto DOWS-ESP con alquiler de la herramienta.	125
Tabla 46. Comparación de indicadores económicos de compra y alquiler del Equipo DOWS-ESP.....	126
Tabla 47. Indicadores económicos de la implementación del piloto DOWS-ESP	128

RESUMEN

TITULO: FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN DE SEPARACIÓN DE AGUA EN FONDO EN LOS CAMPOS RONDÓN Y COSECHAS¹

AUTOR: FRANKLIN ALDEMAR GRIMADOS AGUILAR²

PALABRAS CLAVES: manejo de agua de producción, separación de agua en fondo de pozo, DOWS-ESP, Campos Rondón y Cosechas, reducción de agua, factibilidad técnica, factibilidad económica.

DESCRIPCIÓN

El manejo adecuado del agua de producción en los campos petroleros ha venido tomando importancia en los últimos años, debido al aumento de las exigencias de las políticas ambientales mundiales. Muchos métodos han sido desarrollados en la historia con el fin de reducir el agua de producción y así los gastos asociados al tratamiento y disposición de la misma, tales como cementación a presión, tapones de cemento, aislamiento mecánico con empaques e inyección de agentes químicos como geles. Sin embargo, estas técnicas a pesar de minimizar la producción de agua dejan grandes cantidades de hidrocarburos en sitio que no pueden ser recuperados. No obstante en 1999 se desarrolló una técnica que permite reducir la cantidad de agua en superficie, llamada separación de agua y aceite en fondo.

Los campos Rondón y Cosechas pertenecen a la cuenca de los llanos orientales y actualmente están bajo la operación de Occidental de Colombia. Estos campos a pesar de su corto tiempo de explotación han sido afectados por la acción de un acuífero bastante activo y tiene un corte de agua promedio de 85% con un 70% de los pozos superando el 80%. La producción de todos los pozos es tratada en la facilidad de caricare (CPF-1), batería que por el alto volumen de agua que es llevada a superficie se encuentra trabajando sobre la capacidad de diseño y limita manejar varios pozos a máximo potencial.

Por tales razones este estudio establece la factibilidad técnica y económica de la aplicación de la separación de agua en fondo para los campos Rondón y Cosecha, investigación requerida por occidental de Colombia para considerar la aplicación de un nuevo proyecto. Además muestra un análisis técnico del efecto que trae sobre la batería aplicar esta técnica en algunos de los pozos de los campos en estudio.

¹ Proyecto de grado

² Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Tutor empresa: José Pórtela. Tutor universidad Fernando Calvete.

ABSTRAC

TITLE: TECHNICAL AND ECONOMIC FEASIBILITY OF APPLICATION OF DOWNHOLE WATER OIL SEPARATION ON RONDÓN AND COSECHAS FIELDS³

AUTHOR: FRANKLIN ALDEMAR GRIMADOS AGUILAR⁴

KEYWORDS: Management of Production water, Down Hole Water/oil Separation, Field Rondón y Fields Cosechas, water reduction, Technical Feasibility, Economic Feasibility.

DESCRIPTION

Appropriate management of produced water in oil fields has been gaining in importance in recent years due to the increasing demands of global environmental policies. Historically many methods have been developed in the in order to reduce water production and thus the costs associated with its treatment and disposal: Techniques such as high pressure cementing, cement plugs, mechanical isolation using packers and injection of chemical agents such as gels. However, despite these techniques do minimize water production leave large quantities of oil in place that cannot be recovered. But in 1999 a novel technique that reduces the amount of surface water, called Down-hole oil and water separation was developed.

Both, Rondon and Cosechas fields belong to the basin of the Eastern llanos and are now under the operation of Occidental de Colombia. These fields despite its short producing time have been affected by the action of an aquifer fairly active and have an average water cut of 85%, 70% of wells exceed the 80%. The production of all wells is treated at the Caricare central process facility (CPF-1), facility that, by the high volume of water that is brought to the surface, is working on the design capacity and is limited to handle multiple wells to full potential.

For these reasons, this study establishes the technical and economic feasibility of implementing the Down-hole Oil and Water Separation in the Rondon and Cosechas fields, research required by Occidental de Colombia to consider the implementation of a new project. It also shows a technical analysis of the effect that applying this technique exert over the facility in some of the wells of the fields under study.

³ Project of degree

⁴ Industrial University of Santander. Empower of Physical Engineering-chemical. School of Engineering of Oils. Company Tutor: Jose Portela. University Tutor: Fernando Calvete

INTRODUCCIÓN

El agua de formación es un fluido asociado a la producción de petróleo y gas. Ésta es definida como el agua que llega a superficie desde el intervalo productor durante la extracción de los hidrocarburos, la cual puede estar libre o emulsionada y puede incluir agua de formación, agua de inyección y residuos químicos de procesos de estimulación, entre otros⁵.

La mayoría de procesos de producción convencionales implican llevar el agua a superficie, posteriormente separarla, tratarla y disponerla (vertimiento o reinyección). Sin embargo, la producción de esta generalmente aumenta a medida que el desarrollo del campo avanza, lo cual implica incrementos significativos en los costos de levantamiento, tratamiento y disposición adecuada del agua producida, sumado con los costos relacionados con el tratamiento de problemas que habitualmente se generan con el manejo de agua en superficie (e. g. scales, corrosión, bacterias, etc.). Por otro lado, en campos donde la cantidad de agua producida es tan alta que ya ha alcanzado la capacidad de manejo de las facilidades de superficie, la producción de aceite se ve directamente afectada debido a que no se puede aumentar el Draw-Down en los pozos existentes ni tampoco se pueden perforar nuevos pozos.

Con el fin de evitar el aumento de agua con el tiempo se han desarrollado muchas técnicas como cementación a presión, taponos de cemento, aislamiento mecánico

⁵ OGUNSINA, O. "A Review of Down-hole Separation Technology"; SPE 94276; 2005.

con empaques, e inyección de agentes químicos como geles, entre otros. Estas soluciones son muy efectivas sin embargo dejan in-situ grandes cantidades de hidrocarburos que podrían ser recuperados.

En 1990 C-FER Technology⁶, inició un estudio de factibilidad con el fin de evaluar una tecnología que estuviese encaminada a reducir el costos de producción de aceite, mediante la disminución del volumen de agua llevado a superficie, es de ahí donde nace la idea de una técnica innovadora de separación de agua en fondo de pozo y su posterior reinyección, mediante el uso de un separador y una bomba, la cual solo fue desarrollada a principios de 1999. Esta tecnología permite reducir la cantidad de agua producida, el impacto ambiental y los costos por separación, tratamiento y disposición. Dicha técnica es llamada separación de aceite-agua en fondo, DOWS (por sus siglas en ingles *Downhole oil water separation*).

La tecnología DOWS presenta grandes ventajas económicas, técnicas y ambientales. Así mismo, es una alternativa que permite reactivar pozos ubicados a grandes distancias de las facilidades de superficie, donde el agua limita el transporte del aceite. Por otra parte, DOWS ofrece la oportunidad de mejorar el desarrollo técnico y económico de campos donde la producción de hidrocarburos está notablemente restringida por los altos volúmenes de agua que ya han alcanzado la capacidad de manejo de la facilidad.

Varios estudios que incluyen análisis de laboratorio, modelos de simulación análisis de factibilidad y pruebas de campo, han sido llevados a cabo con el fin de

⁶ The Centre for Engineering Research Inc.

estudiar la aplicabilidad económica de esta técnica⁷. En Colombia, a partir del 2001 han sido reportadas dos investigaciones de esta tecnología. Por lo tanto, este estudio está encaminado en la determinación de la viabilidad técnico económica de la aplicación de DOWS en los campos Rondón y Cosecha pertenecientes a la asociación cravo norte de la compañía occidental de Colombia Inc.

⁷ OGUNSINA, op. Cit; p. 1.

1. SEPARACIÓN DE AGUA-ACEITE EN FONDO DE POZO

1.1. FUNDAMENTOS DE LA SEPARACIÓN DE AGUA EN FONDO

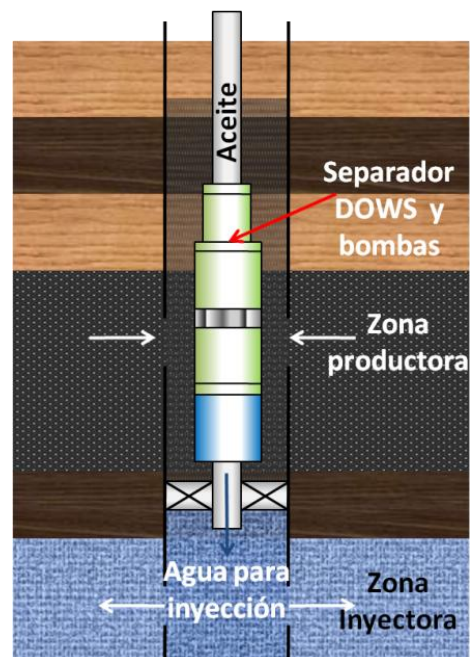
La separación de agua en fondo nace de la necesidad de buscar una tecnología que estuviese encaminada a reducir los costos de producción de aceite mediante la disminución del volumen de agua llevado a superficie. En busca de este objetivo C-FER Technology, en 1990 inicio un estudio de factibilidad con el fin de evaluar una técnica innovadora de separación de agua en fondo de pozo y su posterior reinyección, mediante el uso de un separador y una bomba, llamada separación de aceite-agua en fondo, DOWS (por sus siglas en ingles *Downhole oil water separation*).

Esta tecnología fue probada por primera vez por Petroleum Develoment Oman en 1992, sin embargo su viabilidad fue demostrada años más tarde por Texaco, el cual logro obtener resultados promisorios de un sistema DOWS aplicado en pozos que producían aceite liviano. Desde entonces se han llevado a cabo varios estudios incluyendo, experimentos de laboratorio, simulaciones, modelamientos, análisis de factibilidad técnico/económica y aplicaciones de campo, con el fin de entender el comportamiento de esta tecnología y demostrar su viabilidad.

La tecnología de separación de agua en fondo, DOWS, busca reducir la cantidad de agua libre que es manejada en superficie mediante la separación de ésta en fondo de pozo y su posterior reinyección.

El agua separada con algunas trazas de aceite, es inyectada en otra formación dentro del mismo pozo o en otro horizonte dentro de la misma formación. Mientras que el aceite con una cantidad reducida de agua es llevado a superficie. Un esquema del funcionamiento de DOWS es mostrado en la Figura 1

Figura 1. Esquema general de un sistema DOWS.



Fuente. Tomado y modificado de C-FER technologies; “Technology creates Advantage”.2005

Como se puede apreciar en la anterior figura, el aceite y el agua libre entran al sistema de separación/bombeo en donde el agua es retirada por fuerzas centrífugas o gravitacionales, evitando así que se forme una emulsión fuerte por el

paso de los fluidos a través de la tubería, válvulas, bombas, etc.⁸. El aceite y el agua son entonces separados en dos corrientes diferentes, el agua es reinyectada mientras que el aceite con poca cantidad de agua es enviado a superficie, logrando así reducir la carga de agua a la superficie y por consiguiente disminuyendo costos de tratamiento físico-químicos de la misma.

El equipo de un sistema DOWS cuenta con varios elementos, sin embargo existen dos elementos que son de vital importancia⁹. El primero de ellos, es un sistema de separación agua-aceite para el cual existen 4 métodos, sin embargo se han desarrollado y aplicados principalmente dos tipos y los otros se encuentran en estudio. El segundo es un sistema de producción e inyección, compuesto por al menos una bomba.

Como se mencionó anteriormente existen dos diferentes tipos de sistemas de separación DOWS desarrollados y aplicados hasta el momento, basados en el principio de separación usado. El primero de ellos es llamado DOWS tipo hidrociclón, éste tipo de sistema utiliza una vasija llamada hidrociclón en la cual con ayuda de las fuerzas centrífugas y las fuerzas de arrastre logran separar los fluidos. El segundo sistema es conocido como DOWS tipo separador por gravedad, en éste, se utiliza la separación de agua y aceite que ocurre en el espacio anular por acción de la fuerza de gravedad y diferencia de densidades, para poder disminuir la cantidad de agua en superficie. Como el método de separación por hidrociclón es el más usado en el mundo¹⁰ y es el método a usar en el campo de estudio se realizara una discusión más detallada. En las Figuras 2

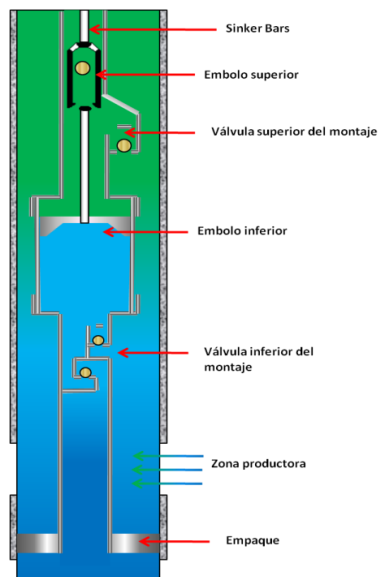
⁸ OGUNSINA, op. Cit; p. 2.

⁹ VEIL, J. A. "Downhole oil/water separators: An Emerging Producer Water Disposal Technology "

¹⁰ VEIL et al. "Downhole Separation Technology Performance: Relationship to Geologic Conditions". Veil afirma: "De las 59 instalaciones reportadas 40 corresponden a tipo hidrociclón".

y 3 se encuentra un esquema básico de separador por gravedad y tipo hidrociclón respectivamente.

Figura 2. Esquema general de un sistema DOWS tipo separación por gravedad



Fuente. Tomado y modificado de C-FER technologies; “Technology creates Advantage”.2005

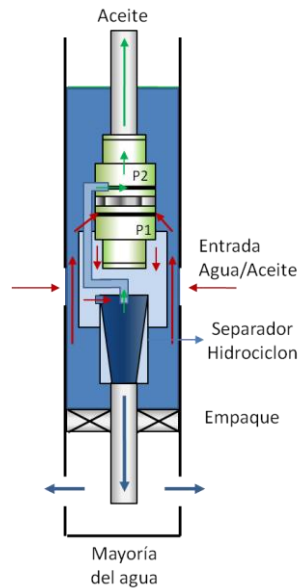
La separación de agua en fondo por membrana de separación, es una técnica se encuentra en estudio en la actualidad de la cual solo se han realizado algunas investigaciones en el área de simulación¹¹. Por último una cuarta tecnología está tomando importancia para la separación de agua en fondo, llamada separación

¹¹ METAD. T. “simulations of oil-wet membrane Wells for water free oil production and Downhole separation”

por centrifuga, sin embargo ésta tecnología se encuentra sometida solamente a estudios de laboratorio¹².

Por otro parte, los sistemas de inyección/producción son básicamente los mismos sistemas de levantamiento artificial que convencionalmente son instalados en los pozos; bombas electrosumergibles (ESP por sus siglas en ingles Electrical Sumergible Pump), bombas de varillas (Rod Pumps), bombas de cavidades progresivas (PCP por sus siglas en ingles Progressive Cavity Pump), y Gas Lift¹³.

Figura 3. Esquema básico de DOWS Tipo Hidrociclón



Fuente. Tomado y modificado de C-FER technologies; “Technology creates Advantage”.2005

¹² Oak Ridge National Laboratory.

¹³ Es la más reciente adaptación al sistema de separación con hidrociclón.

Existen diferentes combinaciones entre los sistemas de separación y producción/inyección. Los separadores tipo gravedad son muy eficientes cuando trabajan con bombas de varilla, por lo cual siempre en la industria han sido usados en conjunto. Por otro lado, los sistemas de separación por hidrociclón operan con bombas de varilla, bombas de cavidades progresivas y bombas electrosumergibles. Siendo la última combinación la más usada, la cual es denominado DOWS-ESP tipo hidrociclón. Más adelante se discutirá ampliamente éste sistema ya que es de interés para este estudio.

Sea cual sea el tipo de DOWS usado es imposible, técnica y físicamente realizar una separación 100% eficiente, sin embargo se puede deducir de la mayoría de investigaciones realizadas de esta tecnología, que el contenido de agua en el aceite que se produce es aproximadamente del 15%, y la cantidad de aceite en el agua de inyección varía desde 100ppm hasta 500ppm. Por otra parte, es de gran importancia mencionar que sin importar el sistema DOWS que sea implementado, la separación agua/aceite en fondo de pozo no se llevara a cabo si los fluidos están formando emulsiones fuertes y/o son miscibles.

La tecnología DOWS puede ser aplicada con fines más allá de la separación de agua en fondo¹⁴. Ha sido usada para generar una inyección de agua y lograr un mejor desplazamiento del aceite en pozos cercanos, esta aplicación se dio en el campo Vizcacheras en argentina¹⁵. Por otro lado, esta técnica puede ser usada en pozos horizontales con el fin de reducir el costo de desarrollo del campo así como tan bien el consumo de energía. También puede ser usada para generar una

¹⁴ SCHRENKEL J. (REDA). "Joint Industry Development Of the Downhole Oil Water Separation System-Field Case Study-an up-date". SPE-3853

¹⁵ SCARAMUZZA J. "Downhole Oil/water separation System - Field Pilot – Secondary Recovery Application". SPE-69408

conificación revertida. Sin embargo, estas aplicaciones aun no han sido validadas con pruebas en campo y su funcionalidad y viabilidad es objeto de estudio.

1.2. BENEFICIOS DE LA SEPARACIÓN DE AGUA EN FONDO

La tecnología DOWS brida ciertas ventajas con respecto a la separación, tratamiento y manejo del agua en superficie. Estos beneficios de forma general incluyen, disminución del costo de levantamiento, disminución de costo de manejo y disposición de agua, aumento del tiempo de duración de los equipos de superficie (válvulas, líneas, tanques, separadores, etc.), disminución del consumo de energía, disminución del riesgo ambiental y otros aspectos relacionados con el yacimiento. Además, presenta otros beneficios observados en pruebas pilotos (aumento de la producción de aceite, y del factor último de recobro)¹⁶.

1.2.1. Beneficios Económicos

DOWS ofrece grandes ventajas económicas sobre la producción de agua-crudo convencional (levantamiento a superficie, separación, tratamiento y disposición final) y sistemas de levantamientos normalmente usados (PCP, Rod Pump, ESP, Gas Lift), las cuales son mencionadas a continuación¹⁷.

➤ **Incremento de la producción de aceite:** El uso de DOWS permite el incremento de la producción de aceite de un campo de varias maneras. Por un lado, aumenta el volumen de aceite en superficie en los pozos donde producción

¹⁶ VEIL J et al. "Feasibility Evaluation of Downhole Oil/water Separator (DOWS) Technology". 1999

¹⁷ SUAREZ, S. "Feasibility of Downhole Oil/water Separation and Reinjection in the GOM"

de fluidos está limitada por la capacidad de manejo de agua de las facilidades de superficie. Por ejemplo, si varios pozos en un campo están operando con un Draw-Down menor al máximo recomendado, porque la carga de agua sobre la facilidad está al tope, al instalar la herramienta DOWS se disminuye el volumen de agua que llega a la facilidad y se puede aumentar al máximo el caudal de los pozos que se estaban viendo afectados.

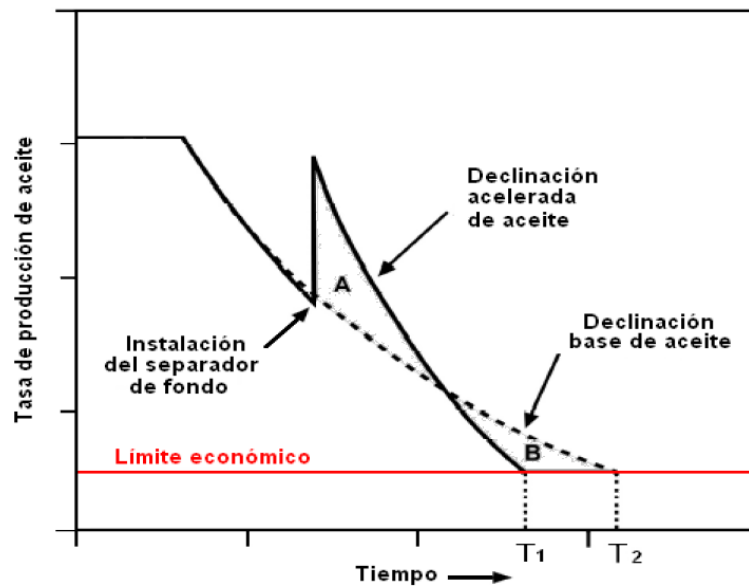
Además, la separación de agua en fondo permite también reactivar pozos que fueron cerrados por su alto corte de agua y/o pozos que se encuentran lejos de las facilidades donde el transporte por carro tanque no es viable. Por último, también se pueden aumentar la cantidad de aceite producida en campos que se encuentran limitados por suministro de energía eléctrica, donde la mayor cantidad de energía es usada para el levantamiento, tratamiento y disposición del volumen de los fluidos producidos, como DOWS reduce la cantidad de agua también reduce la energía gastada en ella y la dispone para el levantamiento del crudo.

Como menciona Suarez, un aumento de la producción de petróleo puede darse si la potencia requerida para inyectar el agua es menor que la potencia para levantar el agua. En el informe publicado en 1999 por Veil, 19 de las 37 instalaciones presentaron un incremento de la producción de aceite, en 12 de ellas disminuyeron, en 2 permaneció constante y en el resto no fue reportado. Los diez pozos que más presentaron aumento de su producción se alcanzaron valores entre 106% y 1162% de la producción de aceite antes de la aplicación de DOWS.

Una vez se ha implementado el sistema de separación de agua en fondo es posible llegar a al límite económico más pronto y con un mayor factor de recobro final, que con un sistema de levantamiento convencional. En la Figura 4, se

aprecia este comportamiento el cual fue determinado en el estudio realizado por Blanco y Davies¹⁸.

Figura 4. Tendencias de la producción de aceite bajo dos escenarios de producción.



Fuente. BLANCO. A. "Technical & Economical application guidelines for Downhole oil-water separation Technology"

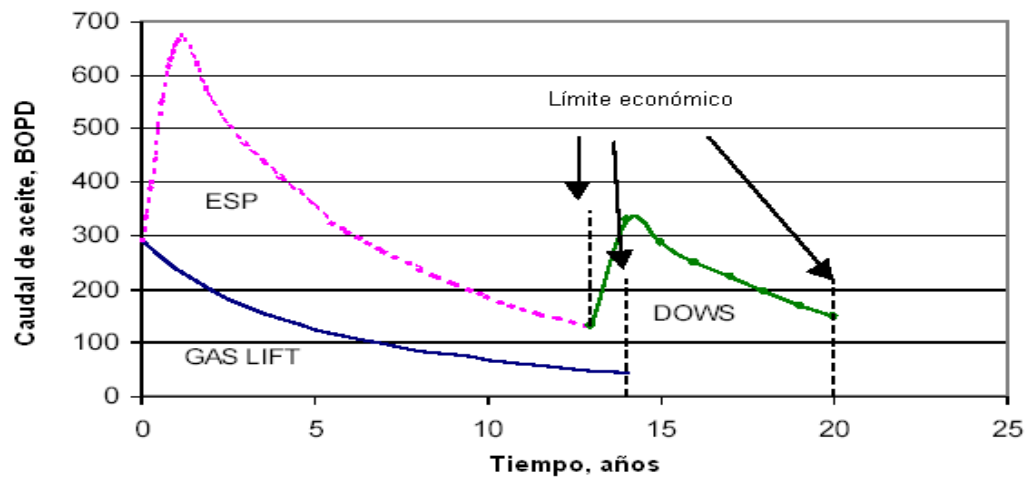
En la figura anterior, la línea punteada representa la declinación normal de un yacimiento hasta su límite económico. La línea continua esboza el comportamiento de la producción en el caso donde se lleva a cabo la implementación del sistema DOWS. Como es posible apreciar, al inicio de la instalación de la herramienta de separación de agua en fondo se presenta un aumento considerable de la producción de aceite.

¹⁸ BLANCO. A. "Technical & Economical application guidelines for Downhole oil-water separation Technology"

Sin embargo, más adelante en la línea de tiempo, ésta cae por debajo de la línea de producción normal y llega más rápido al límite económico. No obstante, el área A es mucho mayor que el área B, lo cual representa una mayor producción acumulada de aceite. Esto significa, que se alcanza un factor de recobro mas lato en menos tiempo con la aplicación de la tecnología de separación de agua en fondo.

En el anterior análisis se considera la aplicación del sistema de separación de agua en fondo a tiempos tempranos en la vida del yacimiento. Sin embargo, si la herramienta fuera instalada en tiempos cercanos al límite económico, la herramienta presenta un comportamiento similar y un aumento en la producción de aceite es obtenido, (ver Figura 5).

Figura 5. Efecto sobre la producción de aceite a la aplicación del sistema DOWS en tiempos cercanos al límite económico.



Fuente. BLANCO. A. “Technical & Economical application guidelines for Downhole oil-water separation Technology”

➤ **Reducción del consumo de energía:** En la mayoría de yacimientos se requiere el uso de un método de levantamiento artificial para llevar los fluidos a superficie, generalmente cuando el corte de agua supera 30%, por lo tanto una cantidad importante de energía es gastada para levantar el agua a superficie cuando los cortes de agua superan el 50%.

La aplicación de la tecnología DOWS permite a la compañía ahorrar costos asociados al consumo de energía de levantamiento de agua, y como es mencionado por Shaw¹⁹ de tenerse una zona adecuada para la reinyección el ahorro de energía del sistema DOWS comparado con un sistema de levantamiento ESP es del 50%.

Experiencias de campo han demostrado que los pozos que tienen el conjunto Bomba-Separador poseen un mejor aprovechamiento de la energía que aquellos que tienen los sistemas convencionales (ESP o PCP o RP). Shaw²⁰ realizó un estudio donde comparo un sistema DOWS-ESP (separación y reinyección en fondo llamado comercialmente Subsep²¹) con un sistema ESP convencional (producción de agua a superficie y su posterior reinyección) bajo las mismas condiciones de profundidad, tasa, corte de agua, índice de productividad, GOR e índice de inyectividad, obteniendo como resultado que el sistema de separación en fondo presenta un menor consumo de energía, Figura 6.

La energía eléctrica gastada en la separación, tratamiento y disposición del agua producida depende en gran medida del volumen de agua llevado a superficie. Por lo tanto, cuando un sistema de separación en fondo es implementado no solo hay mejor utilización de la energía para el levantamiento, en adición se presenta un

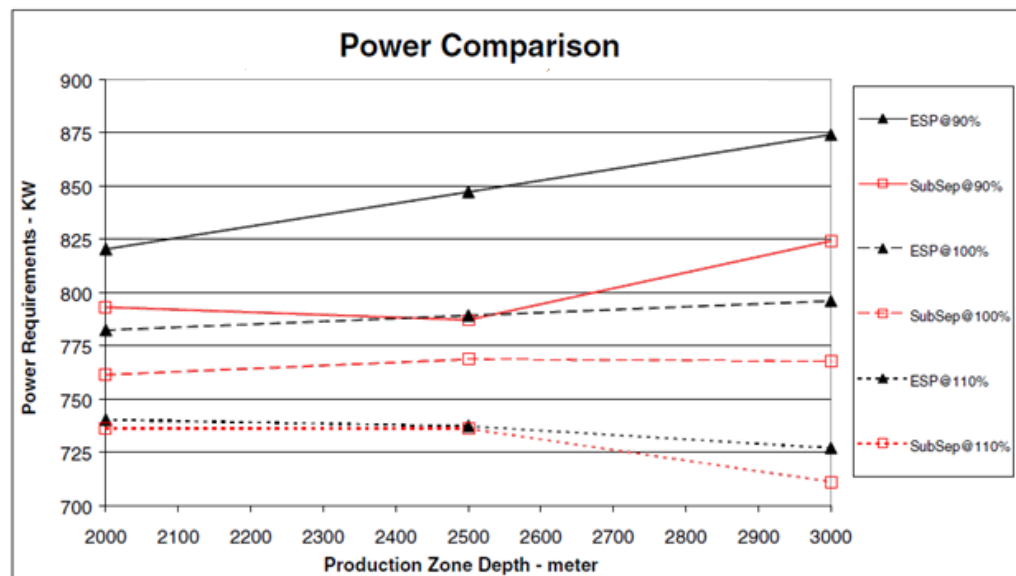
¹⁹ SHAW, C. "Economics of Downhole Oil-water separation: A case History and Implications for the North Sea." SPE-50618

²⁰ SHAW, C. "DOWNHOLE Separation as a Strategic Water and Environmental Management Tool." SPE-61186

²¹ DOWS-ESP, suministrado por Centrilift.

ahorro importante de energía en la facilidad debido a que el volumen de agua a manejar es mucho menor (en promedio del 37%²²). Por ejemplo, si se disminuye alrededor de 15000bbl de agua se ahorrarían alrededor de 0.47MW de energía día.

Figura 6. Comparación de consumo de energía entre DOWS y un sistema de levantamiento ESP convencional.



Fuente. SHAW, C. "DOWNHOLE Separation as a Strategic Water and Environmental Management Tool." SPE-61186

➤ **Reducción del consumo de químicos:** Cuando un sistema DOWS es implementado la cantidad tanto de agua producida, separada, tratada e inyectada se reduce notablemente. Por lo cual el consumo de productos químicos como rompedores inversos, inhibidores de corrosión, anti-scales, biocidas y secuestrante de oxígeno se reducen notablemente y así mismo el costo asociado al consumo

²² VEIL, J. (1999), op. cit, p. 18.

de los mismos. La cantidad de galones de cualquiera de los químicos por día esta dado por la siguiente ecuación.

$$\frac{\text{Gal}}{\text{dia}} = \frac{\text{Ppm} * (\text{Volumen de agua a tratar}) * 42}{1000000}$$

Como se puede observar si disminuye el volumen de agua a tratar también lo hace los galones por día de químicos, además implícitamente se reduce la concentración del químico a usar y por consiguiente el volumen neto de químico a gastar y del mismo modo el precio de este por día.

➤ **Menores Costos en Facilidades y sistemas de recolección:** El incremento del flujo de agua genera una ampliación del sistema de facilidades, llegando a requerir nuevos equipos como tanques de separación, FWKOS (por sus siglas en ingles Free Water Knock-out), celdas de flotación, tanques de esquimado, bombas y líneas de mayor diámetro.

Con la aplicación del sistema de separación de agua en fondo DOWS se puede llegar a disminuir entre un 50% a un 70% (depende del sistema de separación usado, la bomba y el diseño) del agua producida disminuyendo así la carga sobre la facilidad y en el mismo sentido evitando una ampliación del sistema de facilidades. No obstante, un sistema de separación en fondo debe ser operado para tener aproximadamente un 50% de corte de agua de la producción en superficie, con el fin de evitar que en la búsqueda de un menor corte de agua se inyecte una cantidad significativa de aceite junto con el agua separada²³.

²³ VEERBEEK, J. "Downhole Separator Produces Less water and More oil "

Esto es, si un pozo produce alrededor de 10000 BFD con un corte de agua del 95% se produce a superficie 9500 BWD. Si se maneja el sistema DOWS para obtener un corte de agua en superficie del 50% de tendría únicamente 500 BWD y 500 BOD, esto significa que alrededor del 90% del agua producida es inyectada aproximadamente con un contenido de aceite que varía entre 100 y 500ppm²⁴.

➤ **Disminución de costos en el sistema de inyección:** En un sistema donde la producción de los fluidos es llevada de una forma convencional (levantamiento, separación, tratamiento y disposición) cuando el corte de agua aumenta considerablemente, se necesita la ampliación del sistema de inyección que implica altos costos en líneas de alta presión y bombas, que además tiene implícitos gastos relacionados con consumo de energía. Si se implemente el sistema DOWS los gastos mencionados serían reducidos considerablemente²⁵.

El aumento del corte de agua tiene implicaciones directas sobre la cantidad de pozos inyectoros, si este aumenta se deben perforar nuevos o transformar pozos productores. Con la separación de agua en fondo, se puede evitar que pozos que producen aceite se conviertan en pozos para disposición de agua, además algunos de los pozos que desde algún tiempo son inyectoros podrían volverse productores.

➤ **Reducción de costos ambientales:** Los costos ambientales relacionados con la disposición de agua en una zona de vertimiento ya sea en superficie o en subsuelo aumentan cuando lo hace la cantidad de agua dispuesta, si DOWS se implementa el volumen de agua disponible es igual que los costos asociados disminuyen notablemente debido a la disminución de la cantidad de agua producida en superficie²⁶.

²⁴ SUAREZ, S.(SPE-50617), op. cit, p. 2

²⁵ SHAW, C.(SPE-61186), op. cit, p. 3

²⁶ SHAW, C.(SPE-50618), op. cit, p. 3

➤ **Ahorro en costos relacionado con la emisión de gases (CO₂, H₂S etc.):** La remoción del 95% de la fase acuosa de los fluidos producidos puede reducir la concentración de gases ácidos como CO₂ y H₂S que ocurren en la liberación de gas durante el proceso de estabilización de la corriente de crudo²⁷.

➤ **Reducción de Costos Operativos y de Mantenimiento:** Una vez se implementa la tecnología DOWS la cantidad de agua en superficie se reduce, así como también los problemas como corrosión, formación de scales, desgaste y taponamiento de tuberías y formación de bacterias, a su vez también lo hacen los gastos implicados en la solución de estos inconvenientes operacionales. Del mismo modo, al reducirse todos los problemas que implican el manejo de aguas en superficie, la frecuencia de mantenimiento de equipos y el costo asociado a estas actividades disminuyen notablemente.

De otro lado, la frecuencia de trabajos de Work-Over o Well-Service en los pozos inyectoros se vería ampliamente disminuida si se implementa la tecnología de separación de agua en fondo en los pozos productores. De otro lado, se presenta una disminución de los costos asociados al taponamiento y abandono de pozos de alto corte de agua

➤ **Nuevos Desarrollos:** Cuando se planea desarrollar nuevos campos, la aplicación de DOWS brinda la oportunidad de tener facilidades más sencillas y pequeñas que implican a su vez menores costos²⁸. También se pueden presentar grandes ahorros relacionados con la perforación de un número menor de pozos para la disposición de agua.

²⁷ SUAREZ, S.(SPE-50617), op. cit, p. 2

²⁸ SUAREZ, S.(SPE-50617), op. cit, p. 2

1.2.2. Beneficios Ambientales

Diferentes autores de la literatura de DOWS mencionan que esta tecnología presenta grandes ventajas ambientales en comparación con la producción convencional de fluidos. Algunos de estos beneficios son listados a continuación:

- Disminución del riesgo y del impacto de contaminación de cuerpos de agua potables subterráneos (formaciones de agua para el consumo humano) y/o superficiales (ríos, lagos, etc.) por la disminución de la cantidad de agua producida hacia superficie.
- Menor riesgo de contaminación en superficie por derrames o escapes de agua de producción al ambiente debido a alta presión que se maneja en los sistemas de inyección²⁹.
- Minimiza el impacto y el riesgo de contaminar fuentes de agua potable someras por los pozos inyectoros³⁰.
- Debido a que menor cantidad de agua es dispuesta los impactos ambientales en los cuerpos de vertimiento de agua son reducidos considerablemente.
- Reducción en las emisiones de CO₂ y H₂S debido tanto a la disminución del volumen de agua en superficie.
- Diminución del consumo de sustancias químicas para la separación y el tratamiento de los fluidos producidos que puede ser perjudicial para la salud y el medio ambiente.

²⁹ JHKIO, S. "DOWS(Downhole oil-Water Separation) Cross Waterflood Economics". SPE-75273

³⁰ SUAREZ, S.(SPE-50617), op. cit, p. 2

1.2.3. Beneficios en el Yacimiento, Pozos y Facilidades de superficie

La implementación de DOWS puede traer consigo beneficios que favorecen las condiciones de yacimiento, del pozo y de las facilidades, algunos de los cuales son listados a continuación:

➤ **Beneficios a nivel de yacimiento:** Cuando la reinyección del agua separada en un sistema DOWS se lleva a cabo dentro de la formación productora se puede presentar un mantenimiento de la presión del yacimiento. En algunos casos, cuando la reinyección se genera en formaciones que son productoras en pozos cercanos se puede presentar un desplazamiento con agua aumentado la producción de aceite en dichos pozos³¹. Cuando hay una inyección de agua con fines de recobro en el campo, el sistema DOWS puede modificar los patrones de inyección y aumentar el recobro de aceite. De otro lado, también se puede tener un control dinámico del acuífero presente en la formación productora.

Si la reinyección de agua es llevada a cabo en una formación productora, posiblemente se incremente el recobro último esperado debido al mantenimiento de presión y al barrido de aceite con agua.

➤ **Reducción de la columna hidrostática en el pozo:** Según Shaw³² la tecnología de separación de agua en fondo no tiene ningún efecto adverso sobre la productividad del pozo. Por el contrario, como la cantidad de agua que viaja a superficie es menor, la columna o presión hidrostática sobre los perforados es reducida aumentando así el índice de productividad del pozo especialmente en yacimientos de baja presión. Además, esto también puede llevar a que se

³¹ SCHRENKEL J. (SPE-3853), op. cit, p. 3

³² SHAW, C. (SPE-61186), op. cit, p. 3

extienda potencialmente la vida útil del yacimiento y que mayor cantidad de aceite sea recuperada en menos tiempo³³.

➤ **Beneficios sobre las líneas de flujo:** Como la cantidad de agua llevada a superficie es menor que para un sistema de bombeo convencional, la aplicación de DOWS implica que el tubing y todas las líneas del sistema de recolección y facilidades estén menos expuestas a corrosión, formación de scales, desgaste por abrasión y taponamientos. Debido a que estos problemas están directamente relacionados con el volumen de agua que es llevado a superficie.

➤ **Disminución de carga sobre la facilidad:** La carga total de fluidos en una facilidad de superficie en campos donde el corte de agua es relativamente alto, en su mayoría se debe a la cantidad de agua producida. Por ejemplo, si la producción de fluidos es 100.000BFD y con un corte promedio del 90%, la tasa de aceite es tan solo 10.000BOD mientras que el agua alcanza los 90.000BWD. De implementarse el sistema DOWS la cantidad de agua llevada a superficie sería de tan solo 22.500BW³⁴ por día. Esto conlleva a que los equipos de la facilidad trabajen con menos carga y por ende el mantenimiento de los mismos sea llevado con menor frecuencia, extendiendo así la vida útil de los equipos.

1.3. LIMITACIONES Y RIESGOS DE LA SEPARACIÓN DE AGUA EN FONDO

La tecnología DOWS al igual que cualquier otra tecnología presenta sus imitaciones que afectan y limitan el uso de la misma. Las limitaciones y riesgos de esta técnica son mostradas a continuación.

³³ SCARAMUZZA (SPE-69408), op. cit, p. 2

³⁴ Suponiendo que la reducción del agua de tan solo del 75%.

- Los costos relacionados con la compra e instalación de la herramienta son más altos que los implicados en la instalación de un sistema de levantamiento convencional³⁵.
- El Run-Life o tiempo de uso de la herramienta es alrededor del 75%-100% del tiempo que dura una unidad de levantamiento convencional³⁶.
- Esta limitada al manejo de sólidos, fluidos de baja densidad o °API, pozos con tasas de flujo muy altas que superen los parámetros de diseño de la herramienta.
- Presenta baja eficiencia de separación cuando se presenta una emulsión fuerte de agua-aceite.
- Puede presentarse taponamiento de la zona por presencia de scales o sólidos.
- La instalación y mantenimiento de la herramienta son mucho más complicados que para un sistema de levantamiento convencional.
- Puede presentarse flujo cruzado del agua separada si no se presenta un aislamiento adecuado entre la zona de producción e inyección³⁷.
- En presencia de un ambiente corrosivo algunos de los elementos del sistema DOWS pueden fallar y el sistema tendría que ser retirado para reparación.
- El funcionamiento del sistema depende en gran medida de la inyectividad de la zona de disposición de agua, si esta es modificada, las presiones de inyección alcanzan valores muy altos y el sistema debe ser retirado para realizar Work-Over.

³⁵ JOKHIO, S. (SPE-75273), op. cit, p. 8

³⁶ SHAW, C.(SPE-61186), op. cit, p. 4

³⁷ JOKHIO, S. (SPE-75273), op. cit, p. 8

- Debido a que en la mayoría de los casos el sistema DOWS es aplicado en pozos antiguos donde el casing ya esta desgastado o corroído se puede presentar fallas de la tubería por el manejo de altas presiones³⁸.
- Uno de los riesgos que más ha limitado el uso de esta tecnología es la alta probabilidad de falla que presenta. Sin embargo, este riesgo depende en gran medida de problemas como mala elección de los pozos, fallas humanas o mal entendimiento del uso de la herramienta³⁹.
- Tiene mayor riesgo de falla que un sistema de superficie⁴⁰.
- Si la inyección de agua se presenta en la misma formación se puede presentar recirculación del agua separada.
- En presencia de gas libre una pobre separación puede ser presentada.

1.4. REGLAMENTACIÓN EN COLOMBIA PARA LA SEPARACIÓN DE AGUA EN FONDO

De acuerdo a Edilberto Peñaranda Correa Asesor de Licencias, Permisos y Trámites Ambientales del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, afirma⁴¹:

“La normatividad ambiental legal vigente, relacionada con inyección de agua producida en yacimientos de petróleo en estratos o zonas consideradas disposal,

³⁸ SCARAMUZZA (SPE-69408), op. cit, p. 3

³⁹ VEIL, J. (1999), op. cit, p. 23.

⁴⁰ JOKHIO, S. (SPE-75273), op. cit, p. 9

⁴¹

es la siguiente: En relación a la normatividad ambiental existente sobre reinyección de aguas, el artículo 61 del Decreto 1594 de 1984, prohíbe la inyección de residuos líquidos a un acuífero, con excepción de la reinyección de aguas provenientes de la exploración y explotación petrolífera y de gas natural, siempre y cuando no se impida el uso actual o potencial del acuífero, en este sentido, la evaluación que se hace por parte de este Ministerio a la viabilidad de autorizar la reinyección de aguas, tiene en cuenta, que dicha actividad no genere impactos a los acuíferos presentes en el área y en especial a aquellos que son objeto de uso y consumo por parte de la comunidad.

De otra parte, cuando el usuario requiere dentro del proyecto de explotación de un campo de hidrocarburos, la reinyección de las aguas asociadas a la producción de los pozos en unidades estratigráficas presentes en el subsuelo, la empresa debe solicitar a este Ministerio la autorización para llevar a cabo dicha actividad, para lo cual la empresa debe presentar información técnica relacionada con:

- Proyección de agua residual industrial a producir.
- Volumen de agua estimado a reinyectar.
- Presión estimada de inyección comparada con las características de la Formación receptora.
- Resultados de las pruebas piloto de inyección.
- Descripción técnica y diseño del pozo inyector y su georreferenciación.
- Descripción y especificaciones de la infraestructura y equipos a instalar para llevar a cabo la reinyección.

- Condiciones fisicoquímicas de las aguas de Formación y características fisicoquímicas de las mismas con las que se plantea inyectarlas.
- Descripción estratigráfica e hidráulica de la(s) unidad(es) receptora(s). Columna estratigráfica del pozo o los pozos inyectores con sus respectivos espesores e interpretación geológica.
- Mapa estructural del área (en superficie y subsuelo), con el fin de definir la conectividad de la unidad en la que se piensa inyectar con acuíferos suprayacentes y consideraciones técnicas realizadas a partir de dicha información, que permita evaluar si la reinyección de las aguas de Formación presentará afectación o no sobre los acuíferos superiores.
- Interpretación y correlación de la Formación (es) receptora con pozos aledaños.
- Caracterizar las unidades receptoras en cuanto a sus propiedades de: porosidad, permeabilidad, indicador de zonas de flujo, índice de calidad de yacimiento, capacidad de almacenamiento, entre otros.
- Proponer un sistema de seguimiento a los acuíferos presentes en el área donde se proyecte realizar la reinyección.

Cabe advertir, que antes de iniciar las actividades de reinyección, la empresa deberá informar y obtener la autorización respectiva del Ministerio de Minas y Energía para intervenir la formación seleccionada. Así mismo, las empresas a las que se les autorice este sistema, deberán cumplir con las obligaciones que este Ministerio imponga en el acto administrativo que autoriza tal actividad”.

1.5. SISTEMA DE SEPARACIÓN TIPO HIDROCICLÓN.

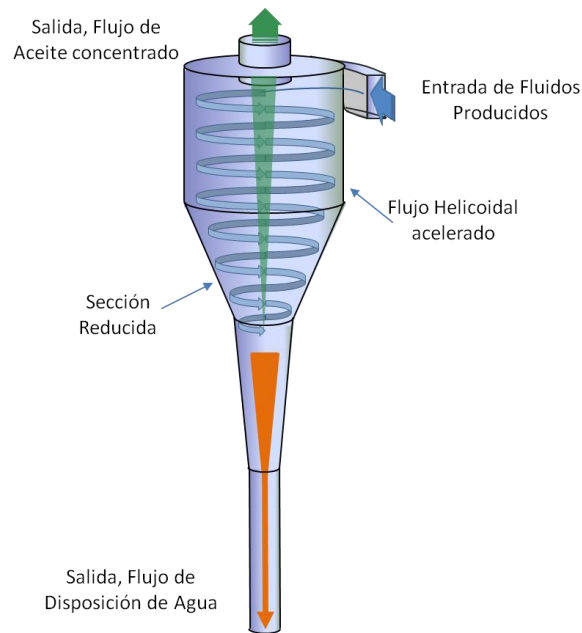
Los hidrociclones han sido usados para el tratamiento en superficie del agua producida desde hace ya más de 50 años, donde gracias a su pequeño tamaño y buena eficiencia, pueden ofrecer ahorros en costos operacionales de la facilidad⁴². Existe una gran variedad de hidrociclones que han sido usados en la industria, incluyendo sistemas para separación gas/líquido, líquido/sólido y líquido/líquido.

El hidrociclón es un dispositivo que no tiene partes móviles y usa su geometría para lograr que los fluidos alcancen altas velocidades tangenciales y sean separados por acción de las fuerzas centrífugas y por la diferencia de densidades de los mismos.

La tecnología DOWS adoptó los hidrociclones como sistema de separación a partir de 1994 gracias a C-FER Technology. El esquema de un separador tipo hidrociclón es mostrado en la Figura 4. En este esquema se puede apreciar el funcionamiento de un hidrociclón; la mezcla de fluidos (agua/aceite) presurizada entra al dispositivo por medio de una o más entradas tangenciales, forzando la rotación de los fluidos dentro del equipo. Las fuerzas centrífugas generadas hacen que el fluido más liviano queda ubicado en la parte más interior del dispositivo y más pesado será enviado a la parte más externa del dispositivo, logrando la separación de los dos fluidos inmiscibles y no emulsionados.

⁴² BOWERS. B.E. "Development of a Downhole oil/water separation and reinjection system for offshore application"

Figura 7. Esquema de Funcionamiento de un Hidrociclón.



Fuente. Tomado y modificado de C-FER technologies; “Technology creates Advantage”.2005

Un esquema del funcionamiento de un hidrociclón es mostrado en la Figura 7. En un sistema de separación de agua en fondo de pozo el hidrociclón recibe los fluidos por la parte superior directamente del pozo o de la descarga de la bomba de inyección. El agua por acción de las fuerzas centrífugas y por ser el fluido más pesado viaja a la pared del dispositivo donde es enviada a la zona de disposición por medio de la descarga inferior, mientras que el aceite por ser el fluido más liviano es enviado hacia la parte interior y viaja a superficie por medio de descarga superior a través de tubos delgados. Dependiendo de la presión de inyección de agua y la presión de producción de aceite será necesario el uso de una bomba adicional llamada bomba de producción.

La separación de fluidos en el sistema tipo hidrociclón no es totalmente completa debido a aspectos físicos y mecánicos propios del equipo. Sin embargo, este aspecto ha llamado la atención de varios expertos en DOWS, quienes han realizado una serie de investigaciones con el fin de determinar la eficiencia de un hidrociclón. Un resumen de los valores de eficiencias que se han determinado es presentado en las Tablas 1 y 2.

Tabla 1. Cantidad de aceite en agua de inyección en un sistema de separación tipo Hidrociclón.

Contenido de aceite en agua, ppm	
BOWERS, 1996	<100
MATTHEWS, 1996	<200
SHAW, 1998	<500
SACARAMUZZA, 2001	10-200
JOKHIO, 2002	<200
YASSER, 2003	<200

Tabla 2. Porcentaje de agua en la corriente de aceite en un sistema de separación tipo hidrociclón

Agua en aceite,%	
Matthews, 1996	10 al 15
Bowers, 2000	20-50

Sin embargo, los valores anteriormente mostrados sobre las eficiencias de un hidrociclón son una medida de la eficiencia de separación, la cual es controlada por las propiedades del fluido a la entrada y condiciones operacionales. Por lo cual, cabe mencionar, que la eficiencia de separación varía notablemente dependiendo las condiciones del proceso y del tipo de hidrociclón usado. Además, varios hidrociclones pueden ser instalados en serie para aumentar la eficiencia de separación⁴³.

Las propiedades de los fluidos que afectan la eficiencia de separación en un hidrociclón son: diferencia de densidades, volumen de gas, salinidad y viscosidad. La diferencia de densidad entre el agua y el aceite es el principal parámetro que gobierna las fuerzas de separación entre las gotas de los dos fluidos. Cuanto más grande sea esta diferencia más alta es la velocidad terminal de las gotas, y por consiguiente la separación de las dos fases es más eficiente. Debido a que la densidad de las gotas de agua es función de la salinidad, presión y temperatura estas también afectan directamente la eficiencia de un hidrociclón.

La temperatura es la variable más importante, debe ser lo suficientemente alta para que aumente la diferencia de densidades por disminución de la densidad del crudo, sin embargo si esta tiene valores elevados libera gas del aceite y aumenta su densidad, disminuyendo la diferencia de densidades y por consiguiente la eficiencia de separación. Chapuis⁴⁴ afirma: “la diferencia de densidades generalmente será mayor para la separación en fondo que para la superficie”.

La salinidad afecta directamente la densidad del agua, entre mas salina sea un agua más densa será. Por lo cual, si tenemos un agua con alto contenido de sal más fácil será la separación de los fluidos. La viscosidad de los fluidos a la entrada

⁴³ BLANCO. A. “Technical & Economical application guidelines for Downhole oil-water separation Technology”

⁴⁴ CHAPUIS. C. “Testing of Down Hole Oil/Water Separation system in lacq superieur Field, France”

del separador afectan la eficiencia del mismo, por lo cual se establece que si la viscosidad de la mezcla a la en la corriente de alimentación es más alta de 10cp la eficiencia se verá reducida⁴⁵.

El Split ratio, tasa de flujo y presión son los factores operacionales que tienen mayor incidencia sobre la eficiencia de separación en un hidrociclón. El porcentaje del flujo de entrada que sale por la descarga de aceite es conocido como Split ratio⁴⁶. En general si esta variable aumenta la calidad de agua mejora, pero la incrementa la cantidad de agua lleva a superficie junto con el aceite. Inversamente, si el Split ratio disminuye, mejorara la deshidratación del crudo pero aumenta la concentración de aceite en agua. En el diseño de un hidrociclón busca que una mínima cantidad de agua sea llevada a superficie, sin inyectar agua con alto contenido de crudo en la zona de disposición. La siguiente ecuación representa el Split-Ratio

$$SplitRatio = \frac{Q_{over\ flow}}{Q_{inlet}}$$

El otro parámetro que rige la operación y la eficiencia de un hidrociclón es la PDR (por sus siglas en ingles Pressure Differential Ratio) la cual se encuentra relacionada al Split-Ratio por medio de una curva, dada por el proveedor y que depende del tipo de ciclón (Figura 8). La PDR puede ser obtenida en los límites de entrada y salida del hidrociclón con la siguiente ecuación.

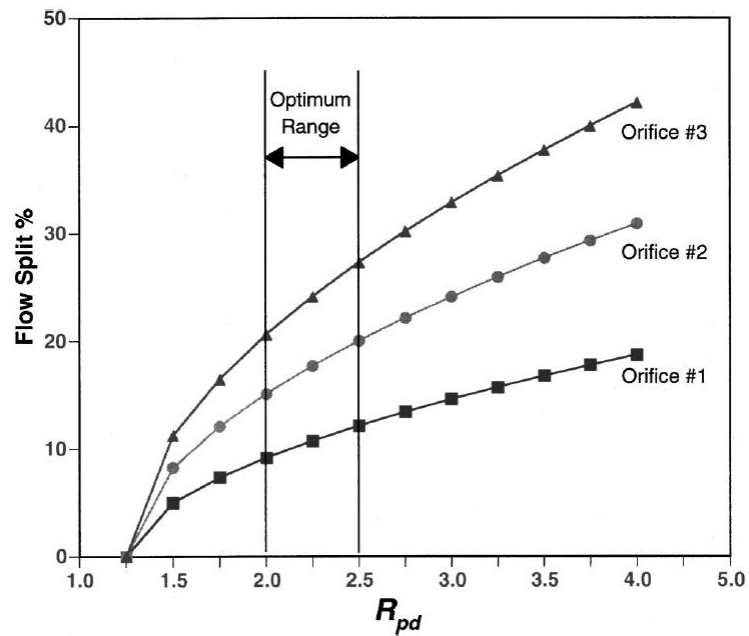
$$PDR = \frac{P_{inlet} - P_{overflow}}{P_{inlet} - P_{underflow}}$$

⁴⁵ OGUNSINA, op. Cit; p. 3.

⁴⁶ BOWERS. Op Cit; p. 117.

La presión a la entrada del hidrociclón es iguala a la descarga de la bomba o la presión de la columna. La presión de overflow y de underflow puede ser obtenida para cada corriente mediante el cálculo de pérdidas por fricción atreves de cada tubing⁴⁷.

Figura 8. Relación entre el Split-Ratio y la PDR



Fuente. “Development of a Downhole oil/water separation and reinjection system for offshore application”. SPE-63014.

⁴⁷“CLAUDE, J. “Development of a Downhole oil/water separation and reinjection system for offshore application”. SPE-63014

Por último, la presión a la entrada de un hidrociclón debe estar por encima de la presión de burbuja para evitar la formación de gas, debido a que los hidrociclones son susceptibles a la presencia de gas la cual disminuye su eficiencia.

Los sistemas de separación por hidrociclón operan con bombas de varilla, bombas de cavidades progresivas y bombas electrosumergibles. Siendo la última combinación la más usada, la cual es denominada DOWS-ESP tipo hidrociclón. Más adelante se discutirá ampliamente este sistema ya que es de interés para este estudio. La más reciente adaptación del sistema de separación tipo hidrociclón se hizo para poder ser instalado en pozos donde el sistema de levantamiento es Gas Lift. Esta tecnología fue desarrollada por C-FER Technology, esta combinación recibe el nombre de GL-DHOWS.

La capacidad de un hidrociclón (solo un tubo) es de 500-2000 BFD, con una caída de presión de 50-200psi desde la entrada hasta la descarga de agua⁴⁸. Sin embargo, si un hidrociclón no puede brindar la capacidad necesaria, se pueden conectar los separadores en paralelo y aumentar la capacidad, la cual puede llegar a ser de aproximadamente 25000.⁴⁹

Además, la capacidad de un sistema de hidrociclones se ve afectada por el diámetro del casing en el cual va a ser instalado y el tipo de sistema de bombeo con el cual este acoplado. En las Tablas 3 y 4, se encuentran los rangos de operación de los hidrociclones propuestos por dos autores; sin embargo, cabe mencionar que la capacidad es también dada por la compañía que suministra su servicio.

⁴⁸ SUÁREZ. S. "Feasibility of Downhole Oil/water separation and reinjection in the GOM"

⁴⁹ TUBEL. P. " Intelligent System for Monitoring and Control of Downhole Oil Water Separation Applications"

Tabla 3. Capacidad de manejo de fluido para un sistema ESP-DOWS, Propuesto por Suarez

Tipo De bomba	Tamaño Del Casing, in	Diámetro del separador, in	Numero de Hidrociclones (tubos)	Capacidad, BFD
ESP	5 1/2	4 1/2	Máximo 2	500-4000
	7	5 1/2	Máximo 5	3000-10000
	9 5/8	7 5/8	Máximo 10	7500-20000

Fuente. Realizada con datos presentados en “Feasibility of Downhole Oil/water separation and reinjection in the GOM”

Tabla 4. Capacidad de manejo de fluido del sistema hidrociclón en combinación con diferentes tipos de bomba

Tipo de Bomba	Tamaño Casing (in)	Volumen total (BFD)	Volumen máximo en superficie (BFD)
Electro Sumergible	5,5	3800	440
	7	10000	940
PCP	5,5	2200	450
	7	3800	1360
Rod Pump	Corte de agua		
	5,5-85%	1700	530
	5,5-97%	1200	70
	7-85%	2500	790
	7-97%	1900	190

Fuente. VEIL, J.”Feasibility Evaluation of Downhole oil/water separator (DOWS) technology”

1.6. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE DOWS-ESP

Este sistema nació en 1992 cuando C-FER Technology y REDA realizaron el primer prueba de campo del sistema ESP-DOWS llamado AQWANOT en el campo Redwater en Canadá. Esta tecnología está basada en la combinación de un separador tipo hidrociclón y una bomba electro-sumergible. La rotación necesaria para una buena separación es alcanzada por la combinación de la geometría del hidrociclón y la presión de intake o descarga de la ESP dependiendo si está por encima o por debajo del separador. En la Figura 9 se encuentra un esquema general de un sistema DOWS-ESP.

Dependiendo de la posición relativa del motor con respecto a los perforados existirán variaciones en el diseño. Sin embargo es recomendable colocar el motor dentro del fluido para propósitos de enfriamiento.

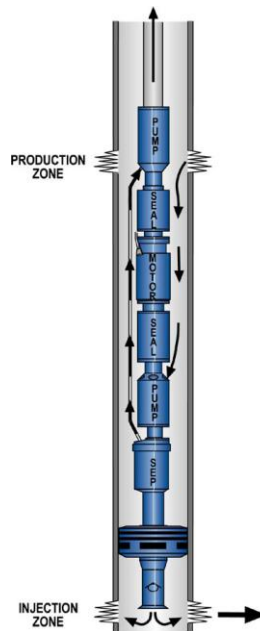
La capacidad de un hidrociclón (solo un tubo) en un sistema DOWS-ESP puede ser aumentada al conectar los separadores en paralelo, la cual puede llegar a ser de aproximadamente 25000.⁵⁰ El arreglo ESP-Hidrociclón está diseñado para yacimientos profundos con altas tasas de flujo⁵¹.

DOWS-SPE es la tecnología más usada a nivel mundial, de las 59 instalaciones de separación en reportadas en el informe de Veil (publicado en noviembre de 2004), 40 corresponden a sistemas tipo hidrociclón. Es por esta razón que el único sistema que es desarrollado en la actualidad, sin embargo solo una compañía está trabajando en su mejoramiento. Schlumberger ha probado su herramienta Durasep eficientemente en USA y Canadá, además trabaja en conjunto con Total para el desarrollo de la tecnología DOWS tipo centrífuga cuyo nombre comercial es Optisep.

⁵⁰ TUBEL, P." Intelligent System for Monitoring and Control of Downhole Oil Water Separation Applications"

⁵¹ CHAPUIS, C."Testing of Downhole Oil/Water Separation system in LAcq Seperieur Field, France"

Figura 9. Esquema del sistema DOWS-ESP



Fuente. ALHONI, M. "Application of Downhole Oil-Water Separation: A Feasibility Study"

1.7. COMPONENTES DEL SISTEMA DOWS-ESP

Los componentes de un sistema DOWS con bombas electrosumergibles pueden variar dependiendo de las consideraciones de diseños que se lleven a cabo para determinadas condiciones de un pozo. Sin embargo un sistema de separación de fondo tipo DOWS-ESP está compuesto por los siguientes elementos.

1.7.1. Separador Tipo Hidrociclón

Estos separadores son dispositivos con forma cónica que no poseen partes móviles, los cuales la diferencia entre la fuerza de arrastre de las gotas y la fuerza centrífuga para separar fluidos inmiscibles, no emulsionados y que presenten una marcada diferencia de densidades específicas.

En general estos dispositivos son largos y delgados. En el mercado los tamaños son de 4 ^{1/2}, 5 ^{1/2} y 7 ^{5/8}, usados en casing de 5, 7 y 9^{5/8} respectivamente. En la actualidad estos equipos son proporcionados por compañías como READ WELL SERVICE, CENTRILIFT Y SCHLUMBERGER. El separador suministrado por la primera de ellas, está compuesto por un hidrociclón de dos etapas, un dispositivo de entra y uno de salida, el Housing, tubería interna y acopladores.

1.7.2. Sistema ESP

Al igual que un sistema ESP convencional el sistema DOWS requiere al menos una bomba para la producción e inyección de los fluidos, con un variador de velocidad VSD (de las siglas en ingles Variator Speed Device), y un cable de potencia de tres fases que comunique el motor con el variador.

Como ya se mencionó, se requiere al menos una bomba que tome los fluidos del yacimiento y los presurice para la separación y la inyección del agua. Esta bomba

debe ser cuidadosamente seleccionada para que no genere alta tasa de corte en la mezcla agua-aceite y provoque una emulsión fuerte⁵².

En superficie en adición al variador de velocidad debe existir una caja de venteo donde debe llegar el cable de potencia para que elimine todos los gases que trae de fondo antes de que el cable llegue al variador.

El motor eléctrico que lleva el sistema de separación de agua en fondo es igual al motor de un levantamiento tipo electrosumergible, sin embargo en algunos casos este debe operara dos bombas una para re inyectar el agua y otra para producir el aceite.

Al igual que un sistema ESP convencional el motor debe ser protegido por sellos para aumentar la vida útil de este. En un sistema de separación en fondo a diferencia del electrosumergibles convencional el motor tiene un sello arriba y uno debajo de él.

1.7.3. Bypass Tubos

Los tubos que comunican la descarga de aceite del hidrociclón con la bomba de producción se conocen como bypass tubos o tubos de transferencia de aceite concentrado. Pueden ser instalados en paralelo para conseguir la capacidad de manejo de fluido exigida por la operación.

⁵² LOGINOV, A. "Completion Design For Downhole Water And Oil separation and Inverting Coning". SPE-38829

La instalación de un choque en superficie permite modificar el desempeño de los sistemas ESP–DOWS al ajustar la presión de descarga del fluido. El diámetro del choque en superficie regula la presión en el tubing (conocida como THP, del inglés **Tubing Head Pressure**); la reducción de la presión produce un aumento en el volumen de fluido total llevado a superficie, en consecuencia, un incremento del corte de agua en superficie y baja eficiencia de separación en fondo; esto significa que la corriente de aceite tendrá un contenido de agua mayor mientras la corriente o descarga de agua será más limpia, llevando un mínimo contenido de aceite hacia la formación de inyección⁵³

1.7.4. Centralizadores

Los centralizadores son usualmente empleados en instalaciones ESP para ubicar el equipo en el centro del pozo (particularmente útil en pozos desviados) y así eliminar el daño externo y además asegurar la correcta refrigeración del sistema. Existen diferentes tipos de centralizadores disponibles en la industria diseñados para proteger el cable de la bomba ESP y prevenir daños debidos a la fricción

1.7.5. Empaque

El empaque instalado en fondo provee aislamiento entre las zonas de producción e inyección. Un ensamblaje de fondo asienta el empaque. El aislamiento adecuado de las zonas de producción e inyección evita la recirculación del agua separada y la interferencia de la producción de crudo.

⁵³ DORADO, R Op Cit; p. 179.

1.7.6. Válvula cheque

La válvula cheque permite el flujo del agua de inyección desde la descarga inferior del separador hasta la zona de disposición y lo restringe en la dirección contraria. Se recomienda que este dispositivo sea instalado justo debajo del separador para prevenir cualquier contra flujo, si la bomba es detenida por alguna razón. La válvula cheque sostiene presión solo en una dirección, en este caso, desde abajo⁵⁴.

1.7.7. Medidores de flujo, presión y calidad del agua.

Como parte de los procedimientos de monitoreo y control de la operación de separación en fondo, dispositivos de medición de flujo y/o presión pueden ser instalados en fondo para obtener un registro detallado de las variables de operación del sistema ESP – DOWS. Para la medición del caudal y la presión del agua de inyección se instala un sensor en la línea de descarga de agua y al igual que para el aceite. Con el fin de identificar la calidad de agua que se inyecta en el pozo se pueden colocar uno de dos sistemas, un capilar hasta superficie o un sensor óptico.

1.8. CASOS DE CAMPO

El sistema de separación de agua en fondo DOWS, ha despertado gran interés de las compañías operadoras como una herramienta para el manejo de agua. Esta

⁵⁴ LOGINOV, A. Op Cit; p. 6.

técnica ha sido utilizada en la mayoría de los casos en Norte América y algunos pocos en Alemania, Francia y en Suramérica. A continuación se mostrara un resumen general de todas las instalaciones llevadas a cabo hasta el 2004.

1.8.1. Resumen Estadístico de las instalaciones

El informe de John Veil publicado en noviembre de 2004 registra 39 instalaciones de tipo DOWS-ESP en el mundo, la mayoría de las instalaciones DOWS estaban en América del Norte (34 en Canadá y 14 en los Estados Unidos). Seis estaban en América Latina, dos fueron en Europa, dos fueron en Asia, y uno en el Oriente Medio. Todas las pruebas fueron en instalaciones en tierra, a excepción de un ensayo en China⁵⁵. Veil también menciona en su informe que alrededor de un 42 % de las instalaciones han sido llevadas a cabo en casing de 7in.

La tasa de producción de aceite incremento en 19 de los intentos, disminuyo en 12 y permaneció igual en 2 y no fue especificada en 4. En los tres mejores pilotos de DOWS tipo hidrociclón mostraron un aumento de la producción de aceite entre el 457% y el 1162%, aumentado su producción hasta en 164bbd. Por otro lado, la producción de agua disminuyo en la mayoría de los casos entre un 14%y un 97%, con el 76% de los pozos mostrado una reducción superior al 75% del agua llevada a superficie.

⁵⁵ Veil (2004) op. cit., p. 7.

1.8.2. Problemas encontrados

Según lo reportado en los casos de campo por Veil, ninguno de los pilotos llevado a cabo ha fallado a causa del separador de agua en fondo, por el contrario están asociados mas a la fallas en la el sistema ESP, malas prácticas en la elección del piloto, problemas de inyectividad, problemas de aislamiento, problemas de diseño, problemas de incompatibilidad de agua, problemas de recirculación, problemas de arenamiento, problemas políticos y fallas humanas en la instalación de la herramienta.

1.9. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE UN CANDIDATO PARA LA APLICACIÓN DE DOWS-ESP.

El tiempo de duración y la efectividad de un proyecto DOWS depende de en particular de características del pozo, propiedades de los fluidos y del yacimiento, y de la eficiencia de la conjunto Bomba/Separador. Cuando se desea implementar un sistema DOWS-ESP se debe realizar una cuidadosa selección del pozo candidato ya que de esta depende en gran parte el éxito del proyecto. El pozo debe cumplir con los criterios mencionados a continuación y los establecidos por la herramienta que se vaya a instalar en él.

1.9.1. Alto corte de agua:

El beneficio económico y técnico se ve mas evidenciado cuando se presenta un alto corte de agua en el pozo candidato a la aplicación, por varias razones. Si se produce gran cantidad de agua mayor es el costo relacionado a su tratamiento,

por lo cual, los pozos que mostraran un mayor ahorro de costos con la aplicación de DOWS son aquellos que inicialmente mostraban alto corte de agua. Por otro lado, según Xiaoming, cuanto mayor es cantidad de agua en los fluidos de producción, el efecto de la separación e inyección en fondo es mejor⁵⁶. Además, una gran cantidad de energía del sistema de levantamiento es gastada en la producción de agua a superficie en los pozos donde el volumen de agua es alto. Por lo cual se vería mas evidenciado el ahorro de energía si se aplica la tecnología de separación de agua en fondo.

Por lo mencionado anteriormente, el mejor uso de DOWS es en campos donde se presentan altos cortes de agua con elevados costos relacionados al manejo de químicos, altos los gastos de energía relacionada con el levantamiento, separación, tratamiento, manejo y reinyección del agua de producción. En la siguiente tabla se encuentran los valores de los cortes de agua que según varios autores debe tener un pozo hacer candidato para la aplicación de DOWS-ESP.

Tabla 5. Mínimo corte de agua requerido para la aplicación de DOWS-ESP, presentada por diferentes autores

Corte de agua, [%]	
SACARAMUZZA	>80
SUAREZ, S	>60
TUBEL, P	>80
BOWER	>95
SHAW,C	>65
SCHLUMBERGER	>80
READ	>80

⁵⁶ OGUNSINA, op. Cit; p. 4.

Sin embargo, en algunos casos se ha utilizado la herramienta con cortes de agua hasta del 60%, pero los resultados obtenidos no son los mejores. Por lo cual, se toma como referencia el más alto y que este en el rango de operación de operación de una herramienta. En este caso el valor de 80%, se tomara como punto de selección ya que es el valor más alto y el mínimo permitido por las dos herramientas que son ofrecidas actualmente.

1.9.2. Presencia, excelentes propiedades y ubicación de una zona de inyección:

Este es el requerimiento técnico más importante, sin el cual un proyecto DOWS no podría ser llevado a cabo. Una zona para la inyección aislada y adecuada debe estar presente dentro del mismo pozo. Con el fin de evitar que el agua separada presente recirculación o que genere interferencia con la zona productora esta debe estar separada y aislada del intervalo productor.

La profundidad de la zona de inyección no es un factor muy relevante, sin embargo se recomienda que la distancia a zona de producción sea menor de 1000ft y mínimo a 80 pies⁵⁷ de la zona de producción con el fin de evitar los problemas ya mencionados.

Con el fin de que la tecnología DOWS opere apropiadamente la zona de inyección debe tener suficiente porosidad, permeabilidad e inyectividad para que acepte fácilmente toda la cantidad de agua separada. La inyección de el agua debe ser lo más continua posible para evitar que la presión de inyección aumente y exceda la capacidad de la bomba disminuyendo la eficiencia de DOWS o en el peor de los casos llevando el proyecto a su fracaso.

⁵⁷ MATTHEWS, C et al. "Application of Downhole oil/water separation system in the alliance field"

La inyectividad de la zona de disposición según VEIL, no se recomienda considerarla como factor crítico en la elección de un posible piloto DOWS⁵⁸, ya que esta impacta es en el diseño del equipo, no obstante la zona de inyección debe tener buena inyectividad para poder implementar esta tecnología. Por tal motivo, es recomendable una vez se tenga el piloto realizar una estimulación a la zona de disposición con el fin de garantizar que puede recibir toda el agua separada.

De otro lado, se ha visto que el índice de inyectividad es el factor más importante en la selección del equipo. Por ejemplo, si se implementa un ESP-DOWS cuanto menor es la inyectividad de la zona de disposición mayor será los requerimientos de potencia del equipo ESP⁵⁹.

Por lo mencionado anteriormente es recomendable, que se realicen pruebas de inyectividad a la zona en la cual se va a realizar la inyección del agua con el fin de determinar el índice de inyectividad, presión de operación, tasa de inyección y presión de fractura de la formación⁶⁰.

La zona ubicación de la zona de inyección cambia la configuración del sistema DOWS instalado. Si la zona de inyección se encuentra ubicada en la parte inferior de la zona de producción se implementa un sistema Down Injection, de lo contrario la configuración será Up-Injection.

⁵⁸ VEIL, A. "Performance of Downhole Separation technology and its Relationship to Geologic Conditions "

⁵⁹ BANGASH, Y."Downhole oil water separation DOWS Systems in High-volume/High HP Application"

⁶⁰ VEIL, A. (2004) op. Cit; p. 4.

1.9.3. Compatibilidad entre el agua producción/Inyección

Si se presenta una incompatibilidad entre los dos diferentes tipos de fluidos se podrían presentar graves problemas de taponamiento por scales en la cara de la formación a la entrada de la zona de inyección y corrosión de los implementos del sistema DOWS. Estos problemas reducen notablemente la inyectividad de la zona y pueden llevar al fracaso del sistema DOWS.

Es recomendado realizar una prueba de inyectividad y estimulación de la zona para disminuir el riesgo inherente a la herramienta. Por otro lado, el agua de producción debe ser compatible con la existente en la zona de inyección.

1.9.4. Tamaño, geometría, accesibilidad e integridad del pozo candidato:

El tamaño y la geometría del pozo son dos parámetros que influyen el diseño de un sistema de separación en fondo. El tamaño del casing, ubicación del sistema (profundidad bomba/separador) y su posición relativa con respecto a las zonas de inyección/ producción tiene incidencia directa en la capacidad del sistema de separación (como se puede observar en la tabla 3). De los sistemas DOWS reportados hasta el momento 35% han sido completados en Casing de 9 5/8in, 18%en casing de 7in y tan solo un 11% en casing de 5in, todos los sistemas fueron colocados sobre la zona productora⁶¹. Cabe mencionar que si el pozo esta completado en casing menores a 5 pulgadas no pueden ser considerados como candidatos a la implementación de este sistema. Además se recomienda que el intervalo donde sea instalada la herramienta sea vertical para evitar efectos no deseados sobre el sistema, sin embargo mediante el uso de centralizadores se puede garantizar que el efecto de la desviación afecte el desempeño de la herramienta.

⁶¹ MOHAMED, A. "Application of Downhole Oil-Water separation: A Feasibility Study"

Como con cualquier otra operación de producción, especialmente aquellas que requieran inyección de fluidos al yacimiento, requieren una buena cementación y un casing sin fisuras para evitar la filtración de los fluidos a otras formaciones. De otra parte, el pozo candidato a la implementación debe estar libre de cualquier obstrucción como pescados o colapsos del casing, que no permitan el ingreso de la herramienta a las zonas de producción e inyección, y con el fin de no incrementar el riesgo de la operación de instalación.

El punto crítico con respecto al tamaño del casing, es el mínimo en el cual se puede usar la herramienta, el valor para este parámetro es de 7in (tomado de recomendaciones de la literatura). El casing del pozo debe tener buena integridad del cemento y no debe tener fisuras ni obstáculos que puedan aumentar el riesgo de la operación.

1.9.5. Gravedad y viscosidad de los fluidos producidos:

La eficiencia de separación en los separadores tipo hidrociclón es bastante susceptible a la gravedad API del aceite. Los crudos que presentan bajo API tiene tendencias a formar emulsiones fuertes con el agua de producción, esto causa que la separación por medio de un hidrociclón sea poco eficiente debido a la dificultad de separar las dos fases. La diferencia de gravedades específicas entre el agua y el aceite producido juega un papel importante sobre el desempeño de un hidrociclón, a mayor diferencia de GE la separación entre los fluidos se logra con mayor facilidad. De otra parte, La viscosidad de los fluidos a la entrada del separador afectan la eficiencia del mismo, por lo cual se establece que si la viscosidad de la mezcla a la en la corriente de alimentación es más alta de 5-10cp la eficiencia se verá reducida.⁶²

⁶² OGUNSINA, op. Cit; p. 3.

La gravedad API del crudo no debe ser muy baja para que se pueda garantizar una buena eficiencia de separación, varios autores han propuesto la mínima gravedad API del crudo aceptable para este sistema de separación (Tabla 6). No obstante, se tomara el reportado por Slb.

Tabla 6. Mínima gravedad API requerida para la implementación de un sistema DOWS-ESP.

Gravedad API del Crudo, °API	
SCARAMUZZA, J	>16
SHAW, C.	>24
SCHLUMBERGER	>20
SUAREZ, S	>30

Un parámetro que impacta directamente la eficiencia de separación y que debe ser tenido en cuenta a la hora de la elección del piloto es la diferencia de gravedades específicas. Según scaramuzza esta debe ser mayor a 0.05 gr/cm^3 , pero según blanco esta debe ser mayor a 0.034 gr/cm^3 . Con el fin de tener un factor de seguridad se elige la reportada por Blanco ya que certifica que los pozos elegidos presente un mejor grado de separación.

1.9.6. Producción de arena:

El sistema ESP-DOWS es sensible a la producción de arena debido a que estas partículas pueden alcanzar grandes velocidades, convirtiendo a los fluidos en un medio altamente abrasivo que causa daños severos a la herramienta. Además, cuando la producción de arena es alta puede causar taponamiento de la zona de

inyección lo que conlleva a que las presiones de inyección sean arbitrariamente altas y obligando a retirar el equipo para realizar una limpieza en fondo de pozo.

La zona de producción debe ser lo suficientemente consolidada para que cuando el pozo esté produciendo a máxima tasa de flujo no produzca más de 100ppm de arena, debido a que este valor es el máximo soportado por la herramienta de fondo sin que cause problemas de abrasión⁶³.

1.9.7. Tendencias Corrosivas y de Formación de Scales:

El pozo en el cual se va a implementar esta tecnología no debe haber presentado corrosión en el sistema de levantamiento convencional (ESP), porque deteriora el equipo de separación causando disminución de su eficiencia de separación y problemas de recirculación por fugas provocadas por alto grado de corrosión. Las scales formadas por presencia de iones en el agua que proviene del pozo son llevadas a la zona de inyección causando taponamiento, y por consiguiente disminución del índice de inyectividad de la zona.

1.9.8. Tasa De Flujo y Gas a Intake Del Sistema

El gas libre a la entrada del hidrociclón disminuye la eficiencia de separación del mismo, por lo cual se debe elegir pozos que tengan baja presencia de gas, no obstante este parámetro depende de las restricciones de la herramienta a instalar. Para las herramientas que actualmente se ofrecen en el mercado la cantidad de gas a la entrada del separador debe ser menor a 10% para la ofrecida por SIb y 2% para REDA WELL SERVICE. Por lo tanto, se elige la segunda opción que nos brinda un factor de seguridad si se llegara a elegir el otro proveedor. Por otro lado,

⁶³ Schlumberger, "Downhole Fluid Processing, DHFP(presentación PowerPoint, suministrada por el personal se Schlumberger)"

la viscosidad de la mezcla de los fluidos a la entrada del separador no debe ser más alta de 10cp la eficiencia se verá reducida.⁶⁴

La mínima tasa de fluido a la entrada del separador debe ser alta para que las velocidades dentro del dispositivo sean altas y la eficiencia de separación sea mejor. Suarez y Blanco coinciden en que la tasa mínima debe ser de 500BFD. Por otro lado, el máximo caudal de entrada (o la máxima tasa de producción) limita el uso de las herramientas en pozos de muy alto potencial. En la siguiente tabla se encuentran el máximo caudal de entrada al separador determinado por algunos autores.

Tabla 7. Máxima tasa de producción manejada por un sistema DOWS-ESP

Máxima tasa de producción, BFD	
SCHLUMBERGER	8000
BOWER	25000
BLANCO	16000
REDA	20000

La tasa máxima de producción del pozo a tener en cuenta no debe exceder 20000BFD debido a que es una restricción propia de la herramienta que provee READ WS, debido a que la herramienta de SLB no tiene muy bien definidos los límites inherentes a esta variable.

⁶⁴ OGUNSINA, op. Cit; p. 3.

Otro aspecto importante es la profundidad de ubicación de la herramienta, este parámetro no limita la elección del pozo pero si las consideraciones de diseño. Por ejemplo, según Schlumberger si la herramienta queda ubicada a mas de 5000 ft en casing de 5 pulgadas el sistema no tendría capilar con para monitoreo, pero si la ubicación de la herramienta es 7in no hay ninguna restricción. No obstante, según Suarez⁶⁵ la herramienta no debe ser instalada a una profundidad mayor a 12000ft.

En la siguiente tabla se muestra un resumen de las características que debe presentar un pozo para ser considerado candidato a la aplicación de la tecnología DOWS-ESP.

Tabla 8. Características que debe presentar un candidato a la aplicación de DOWS-ESP.

Parámetro	Mínimo	Máximo
Corte de agua, %	80	N/A
Separación zona producción/inyección, ft	80	1000
Tamaño del casing, in	7	N/A
Producción de arena, ppm	N/A	100
Gas a intake, %	N/A	2
Viscosidad de los fluidos de entrada, cp	N/A	10
Gravedad API del crudo, °API	20	N/A
Diferencia de GE, gr/cm3.	0.034	N/A
Tasa de Producción, BFD	500	20000

⁶⁵ SUÁREZ. S. "Feasibility of Downhole Oil/water separation and reinjection in the GOM"

Cabe mencionar que los pozos no deben tener problemas de scales, corrosión, emulsiones, alfarthenos o parafinas. El pozo debe presentar una zona de inyección aislada en lo posible por debajo de la última zona de producción de aceite, que haya sido probada y que los fluidos presentes sean compatibles con el agua a inyectar. Además en lo posible que se haya realizado una estimulación de la zona de disposición.

1.10. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA DOWS-ESP

Como ha sido mencionado por muchos autores, “una gran parte de los proyectos de separación de agua en fondo han fallado debido a la mala elección del pozo piloto.” Por lo tanto, se debe realizar una buena elección del piloto, donde se tengan en cuenta factores de yacimiento, fluidos y pozo. Todos los parámetros mencionados en la anterior sección deben ser evaluados cuidadosamente con el fin de reducir el riesgo de falla asociado al sistema. A continuación se presenta una metodología que puede ser usada para determinar pozos en los cuales es aplicable la tecnología de separación de agua en fondo tipo DOWS-ESP.

Antes de iniciar con la metodología se debe tener toda la información referente a historia de producción, PVT de los fluidos, estados mecánicos de los pozos, registros a hueco abierto, pruebas de inyectividad (si las hay) y el historial de problemas presentado en cada uno de los pozos

1.10.1. Revisar información sobre producción de los pozos

Estudiar el comportamiento de la producción de cada uno de los pozos, con el fin de adquirir la siguiente información de todos los pozos.

Tabla 9. Información de producción necesaria para la evaluación de un candidato a DOWS-ESP

Datos de producción		
Tasa de flujo		BFD
Actual corte de agua		%
Producción de arena		ppm

Una vez se tengan los parámetros mostrados anteriormente, se revisa que cada uno cumplan con las condiciones establecidas para el uso de la herramienta; corte de agua >80%, >100ppm de producción de arena y tasa de flujo entre 500BFD y 20000BFD. De no estar en los rangos permitidos el pozo deja de ser un candidato para DOWS-ESP.

Por otro lado, se deben revisar el historial de los pozos y determinar cuáles han presentado problemas de formación de scales, corrosión, parafinas y/o asfáltenos, con el fin de eliminar estos pozos de la lista de candidatos a la aplicación de la tecnología de separación de agua en fondo.

1.10.2. Analizar las propiedades PVT de los fluidos del pozo.

Una vez se hizo el primer filtro, los pozos que cumplieron con los criterios de selección pasan a esta fase donde se analizan las propiedades del agua y del aceite que son mostradas a continuación.

Tabla 10. Información de los fluidos necesaria para la evaluación de un candidato a DOWS-ESP

Propiedades del aceite y agua		
Gravedad		°API
Presión de burbuja		Psi
Presión de yacimiento		Psi
Viscosidad aceite		Cp.
Contenido de H ₂ S		Ppm
Contenido de CO ₂		%
Gravedad específica del agua		--
Viscosidad del agua		Cp.

Una vez se tengan estas propiedades de cada uno de los pozos se chequea que cumpla con los criterios establecidos para estos parámetros.

Tabla 11. Parámetro PVT que deben ser evaluados para la elección de un candidato DOWS-ESP

Parámetro	Mínimo	Máximo
Gas a intake, %	0	2%
Viscosidad de los fluidos de entrada, cp	N/A	10
Gravedad API del crudo, °API	20	N/A
Diferencia de GE, gr/cm3.	0.034	N/A
Contenido de H2S	N/A	0

El porcentaje de gas a intake (donde está actualmente ubicada la bomba o en frente de los perforados) de la bomba o el separador puede ser estimado a partir de presión a intake de la bomba o la presión de yacimiento y la presión de burbuja.

Por último, se debe realizar una prueba de separación de fases para determinar que en los pozos elegidos alta este punto no existan candidatos en los cuales se presenten emulsiones fuertes que afecten el buen desempeño de la herramienta DOWS-ESP

1.10.3. Revisar los estados mecánicos de los pozos

Todos los estados mecánicos de los pozos que han llegado hasta este punto deben ser revisados con el fin de conocer los siguientes parámetros.

Tabla 12. Información necesaria del estado mecánico de los pozos candidatos a DOWS-ESP

Parámetros del Pozo		
Tamaño del Casing		In
Profundidad de perforados		Ft
Profundidad total		Ft

Como se estableció que los pozos con casing menor a 7in no aplican para la DOWS-ESP, cualquiera de los pozos que incumpla esta restricción serán eliminados del análisis.

En adición, se debe revisar cuidadosamente que el Casing no tenga restricciones o que el pozo no tenga “pescados” u obstrucciones que puedan aumentar los riesgos inherentes a la instalación de la herramienta. De ser así el pozo no se seguirá teniendo en cuenta para el análisis.

1.10.4. Analizar los registros de Open Hole y de integridad de cemento

En esta sección se debe analizar los registros open-hole del pozo con el fin de determinar una posible zona de reinyección del agua separada, su profundidad y la distancia la ubicación de los perforados, propiedades petrofísicas y la inyectividad de la misma, de ser conocida.

La zona de inyección debe estar separada de la zona de producción 1000ft, ubicada por debajo de la última zona de producción de aceite en el campo y por encima del fondo del pozo, aislada por medio de una arcilla o shale de las arenas productoras. Además, la inyectividad de la zona y las propiedades petrofísicas deben ser altas para evitar un taponamiento de esta. Es recomendable que en la

zona donde se va a realizar la inyección se lleven a cabo estimulaciones con el fin de mejorar la inyectividad de la zona y así descartar una mala estimación del comportamiento del sistema DOWS-ESP.

Los registros de integridad de cemento CBL y BDL deben ser analizados para corroborar que el cemento entre el casing y el hueco tenga buena integridad desde la zona de producción hasta la formación inyectora. Por último, cabe mencionar Cualquier pozo que no cumpla con las condiciones mencionados en esta sección será eliminado del análisis

1.10.5. Corroborar compatibilidad de aguas formación productora-inyectora.

Una vez se ha determinado la zona de inyección, su ubicación y sus propiedades, se debe realizar pruebas de compatibilidad de agua entre la zona de producción e inyección con el fin de detectar cualquier tendencia de formación de scales que se presente al mezclar aguas incompatibles. Si el agua separada de algún pozo presenta tendencia a formación de scales con el agua de la zona receptora el pozo se eliminara del proceso de elección.

1.10.6. Analizar las reservas remanentes de los pozos

Se debe revisar que las reservas remanentes en de cada uno de los pozos sean las suficientes para que se alcance a pagar la inversión del proyecto. Si alguno de los pozos no posee la reservas suficientes dejara de ser apto para la aplicación del sistema de separación de agua en fondo.

1.10.7. Revisar propiedades de la zona de producción

Una vez han sido llevados todos los filtros y los candidatos a la aplicación de la tecnología estén elegidos, se procede a analizar las propiedades de la zona de producción, las propiedades a analizar son mostradas en la siguiente tabla.

Tabla 13. Información adicional del pozo candidato para DOWS-ESP

Propiedades de la zona de producción		
Temperatura		°F
Presión		Psi

La temperatura y presión de yacimiento no limitan la elección de los pozos, sin embargo es necesario tener presentes estos parámetros, debido a que son de gran importancia para el diseño de la herramienta.

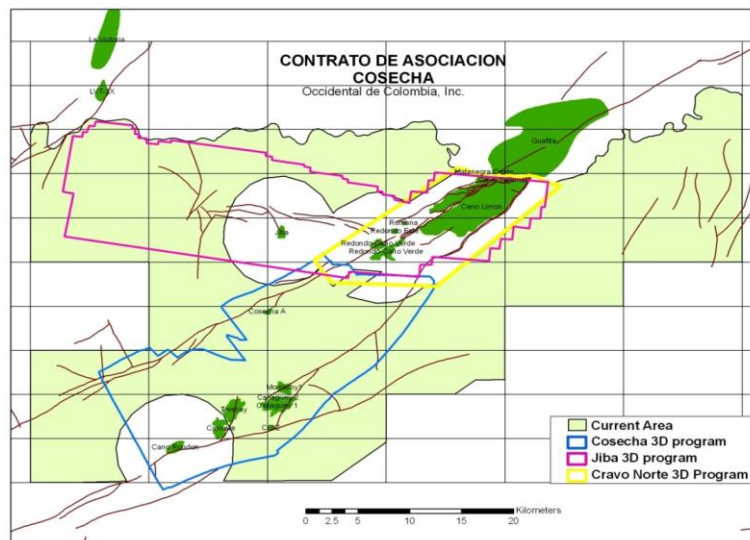
1.11. CAMPO EN ESTUDIO

A continuación se mostrará la información referente a los campos Rondón y Cosecha, debido a que en estos campos es donde se está realizando la factibilidad de implementar el uso de herramientas de separación de agua en fondo como método para el manejo del agua. Además se mostrará algunos parámetros referentes a la facilidad de cargare donde los fluidos de estos campos son manejados.

1.11.1. Generalidades

El Campo Rondón fue descubierto en el 2006 y Cosechas en el 2007. Los Campos Morrocroy, Terecay Y Canagüey, son los llamados cosechas, sin embargo son de diferentes nombres debido a que se encuentran en tres diferentes bloques. En la figura 17 Se muestra la ubicación de cada uno de ellos.

Figura 10.Ubicación de los campos Rondón y Cosechas



Fuente. Occidental de Colombia.

Hasta el momento se han perforado 44 pozos en total completando la etapa inicial del desarrollo de los campos. Actualmente la producción ha disminuido a 27000BOD. Algunos de los pozos produjeron en flujo natural por algún tiempo, sin embargo a todos los pozos se les instalaron bombas electrosumergibles como

método de levantamiento artificial. El corte de agua actual es de aproximadamente 85% alcanzando de agua es de 160000BWD. Por otro lado, la producción de gas actualmente es de 4.864.986SCFD.

1.11.2. Localización.

Los campos Rondón y Cosechas están ubicados en el departamento de Arauca en la cuenca de los llanos orientales a 165 Kilómetros de la ciudad de Arauca. Estos campos pertenecen al contrato de asociación Rondón de occidental de Colombia.

Figura 11. Localización geográfica de los campos Rondón y Cosechas.

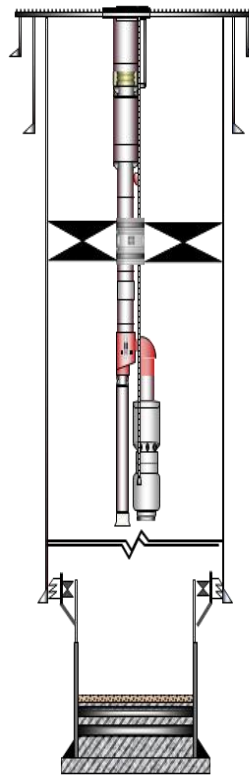


Fuente. Occidental de Colombia.

1.11.3. Características generales de los pozos

La mayoría de los pozos de estos campos poseen el completamiento que es mostrado en la siguiente figura. La profundidad de los perforados varia de 9000ft hasta 10000ft la profundidad máxima de los pozos es de 11600ft y la mayoría esta completados en casing de 9 5/8in, con liner de producción de 7in. Actualmente se el campo Rondón cuenta con 20 pozos productores y 8 inyectores, mientras que los Campos Cosechas cuentan con un total de 20 pozos productores.

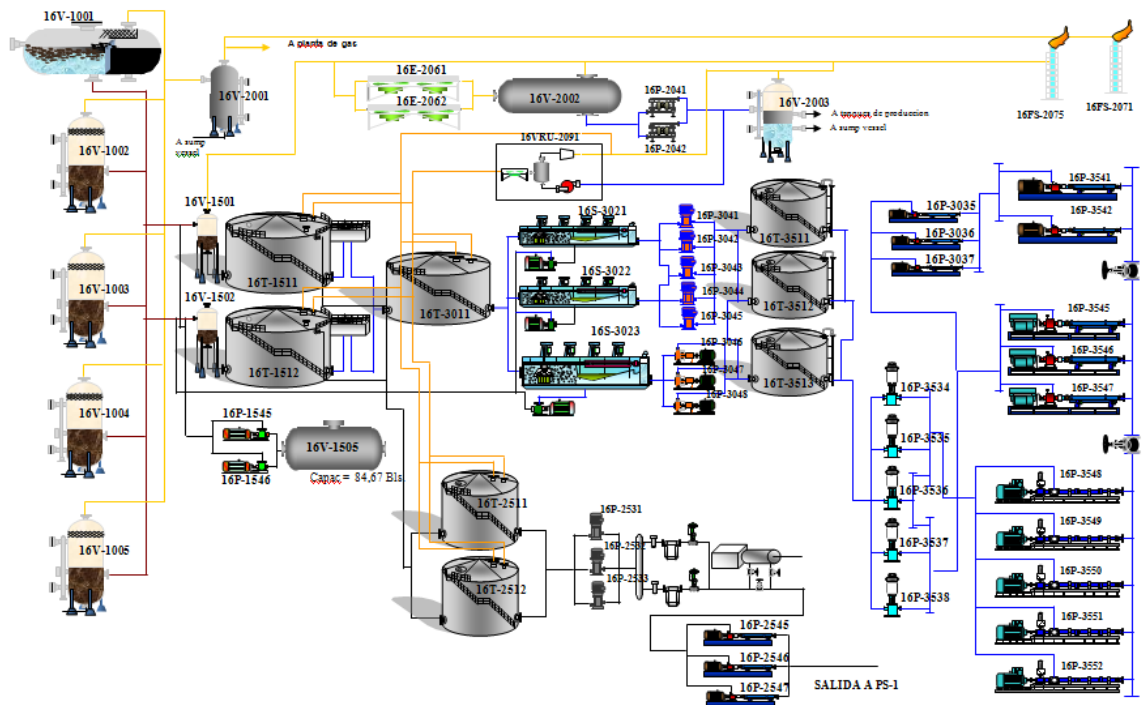
Figura 12. Estado mecánico típico de los pozos de los campos Rondón y Cosechas



1.11.4. Generalidades de la facilidad de caricare cpf-1

La facilidad de Caricare está ubicada en el departamento de Arauca y esta encarga de recibir y procesar los fluidos pertenecientes al los campos Rondón y Cosechas. Actualmente cuenta con una infraestructura para el manejo de 160000 BBLD de agua. La facilidad cuenta con 5 separadores, 2 tanques de separación (FWKO), 1 tanque de esquimado, 4 celdas de flotación y un sistema de inyección de agua con fines de disposición. En la siguiente figura se muestra un esquema de procesos de la facilidad.

Figura 13. Esquema de procesos de la facilidad de caricare



2. FACTIBILIDAD TÉCNICA: ELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS DE LOS CAMPOS RONDÓN Y COSECHA

Si esta tecnología se puede usar en cualquiera de los pozos de los campos Rondón y Cosechas se puede decir que la tecnología de separación de agua en fondo es técnicamente factible en estos campos. Para la selección de los pozos candidatos a la implementación del sistema DOWS-ESP se tuvo en cuenta la metodología mostrada en la sección 2.

2.1. DATOS DE PRODUCCIÓN

En esta etapa se recopilaron y revisaron todos los datos referentes a la historia de producción de cada uno de los pozos de los campos Rondón y Cosechas, con el fin de realizar los primeros filtros.

2.1.1. Primer criterio: Corte de agua superior al 80%.

Se analizaron todos los pozos pertenecientes a los campos Rondo y cosechas, descartando aquellos que tienen cortes de agua menores al 80%. Además se descartó un pozo perteneciente a Rondón el cual posee un completamiento inteligente. Cabe mencionar, que de los 44 pozos solo pasaron este criterio 18, sin embargo están muy por encima de este parámetro. En la siguiente tabla se muestra los pozos de los campos Rondón Cosecha que cumplen con el criterio establecido.

Tabla 14. Cortes de agua de los Pozos de Rondón y Cosechas

POZO	BSW
CC-002	98
CC-003	94
CC-006	98
CC-007	98
CC-010	98
CC-011	94
CC-016	95
RO-01N	99
CO G	80
CO G-02ST	95
CO G-03	96
CO G-04	98
CO Y-02	94
CO Y-06	99
CO Y-07	84
CO Y-08	81
CO Y-N	92
MOY-04	88

2.1.2. Segundo Criterio: Tasa de flujo entre 500BFD y 20000BFD

Ahora los pozos preseleccionados son sometidos al segundo filtro, en donde los pozos con caudales por encima o por debajo del rango permitido por la herramienta quedan fuera del análisis en la siguiente tabla se muestran los pozos que pasaron el filtro anterior y que cumplen con este criterio.

Tabla 15. Datos de producción de los pozos de Rondón y Cosechas.

Pozo	Caudal total, BFPD
CC-002	13500
CC-003	5600
CC-006	20000
CC-007	12000
CC-010	4650
CC-011	3300
CC-016	2200
CR-01	5850
RO-01N	20000
CO G-02ST	3800
CO G-03	6800
CO G-04	4850
CO Y-02	10970
CO Y-06	3170
CO Y-07	3000
CO Y-08	3250
CO Y-N	2200
MOY-04	3650

Todos los pozos cumplen con este criterio, sin embargo los pozos que están en color amarillo son pozos que están en el tope permitido, estos pozos seguirán en el análisis pero serán excluidos de la elección del piloto.

2.1.3. Tercer Criterio: Producción de arena menor a 100ppm

Todos los pozos que produzcan más de 100ppm de arena o cerca este valor serán eliminados del proceso de elección, debido a que las herramientas de separación en fondo son bastante susceptibles a la producción de sólidos, puede causar daños a la herramienta y en algunos casos taponamiento de la formación inyectora. La siguiente tabla muestra la producción de arena de los pozos elegidos

hasta el momento. Como se puede observar, ninguno de los pozos de los campos en estudio tienen una producción de arena considerable, factor que favorece la implementación de DOWS-ESP en estos pozos.

Tabla 16. Producción de arena en los pozos de Rondón Y Cosechas

Pozo	arena, ppm
CC-002	0
CC-003	0
CC-006	0
CC-007	0
CC-010	0
CC-011	0
CC-016	0
RO-01N	0
CO G-02ST	0
CO G-03	0
CO G-04	0
CO Y-02	0
CO Y-06	0
CO Y-07	2
CO Y-N	3
MOY-04	2

2.2. PVT DE LOS FLUIDOS DEL POZO.

Los pozos que han llegado hasta este punto pasan a la segunda fase de la metodología, donde se evalúan las propiedades PVT de los fluidos del pozo que

pueden afectar el rendimiento de la herramienta de separación en fondo. Estos son °API (>20°), viscosidad de la mezcla (<10cp), gas a intake (<2%) y contenido de H₂S (igual a 0).

En la siguiente tabla se muestran los API del crudo de cada uno de los pozos que han llegado hasta esta etapa. Por otro lado, según el personal de RMT de nuevos campos de Occidental de Colombia, la viscosidad de los fluidos es aproximadamente de 3.1 a 3.4 Cp, por lo cual ninguno de los pozos será eliminado por este criterio. Además los fluidos de los Campos Rondón y Cosecha no poseen contenido ácido.

Tabla 17. Datos PVT de los fluidos de Rondón y Cosechas

Pozo	°API	Pb, Psi	P Intake Sensor de fondo, Psi	Gas a Intake, %
CC-002	29.3	458	2009	0
CC-003	29.9	458	2642 ^{*66}	0
CC-006	31.2	412	1508	0
CC-007	31	412	1906	0
CC-010	29.7	458	1483*	0
CC-011	30.6	959	1882	0
CC-016	35.7	959	2540	0
RO-01N	31	412	1161	0
CO G-02ST	30.9	357	1302*	0

⁶⁶. *Evaluadas matemáticamente.

Tabla 17. Continuación

Pozo	°API	Pb, Psi	P Intake Sensor de fondo, Psi	Gas a Intake, %
CO G-03	29.9	458	1412	0
CO G-04	28.8	458	1458	0
CO Y-02	30	368	2034	0
CO Y-06	36.5	368	1200*	0
CO Y-07	33.6	368	1946	0
CO Y-N	29.7	302	2239*	0
MOY-04	36	368	2391	0

En la tabla anterior se puede observar que todos los pozos cumplen con el criterio de °API. Además se muestran también la presión de burbuja y la presión a intake de la bomba actual. Como se puede observar la presión de intake no está por debajo de la presión de burbuja a esta profundidad. Por lo tanto se concluye que no lo estará si se instala la herramienta DOWS-ESP a una profundidad mayor, y no existirá presencia de gas a intake.

Ninguno de los pozos mencionados anteriormente ha mostrado tendencia a formar parafinas o asfáltenos. Por otro lado, también cabe mencionar que ningún pozo de la tabla anterior presenta actualmente problemas de emulsiones fuertes ni formación de scales en la tubería.

2.3. ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS

El estado mecánico de los pozos fue revisado con el fin de identificar los siguientes parámetros de los pozos.

2.3.1. Diámetro final del completamiento

En la tabla mostrada a continuación se muestran los diámetros finales del completamiento de los pozos, como se puede observar ninguno está por debajo del diámetro permitido (5in).

Tabla 18. Datos de estados mecánicos de los pozos de Rondón y Cosechas

Pozo	Profundidad Perforados	Formación	Profundidad Total, ft	Diámetro final, in
CC-002	10724 a 10730	K3	11192	7
	10734 a 10739	K3		
	10750 a 10754	K3		
CC-003	11071 a 11076	K3	11309	7
CC-006	10005 a 10013	M2A	11066	7
	10022 a 10028	M2B		
CC-007	9623 a 9627	M2	10750	7
	9631 a 9646	M2		
CC-010	10243 a 1248	K3	10496	9.625
	10273 a 10276	K3		
	10280 a 10283	K3		
CC-011	9398 a 9406	M1	10823	9.625
CC-016	9637 a 9644	M1	11139	9.625
	9656 a 9660	M1		
	9655 a 9670	M1		
RO-01N	10154 a 10160	M2	11725	7
	10174 a 10180	M2		

Tabla 18. Continuación

Pozo	Profundidad Perforados	Formación	Profundidad Total, ft	Diámetro final, in
CO G-02ST	10582 a 10588	K2	11315	7
	10593 a 10600	K2		
CO G-03	11330 a 11338	K3	11626	7
	11352 a 11536	K3		
	11360 a 11364	K3		
CO G-04	11528 a 11534	K3	11770	7
	11541 a 11544	K3		
CO Y-02	9122 a 9127	M1	10524	7
CO Y-06	9600 a 9607	M1	9908.1	7
CO Y-07	10182 a 10192	M1	10511.6	7
CO Y-N	9107 a 9120	M1	9600	7
MOY-04	9278 a 9298	M1	9602	7

2.3.2. Profundidad total y profundidad de los cañoneados

Como se puede observar en la tabla anterior, también se muestra la profundidad del fondo y la profundidad de los perforados, con el fin de determinar la zona más profunda donde se podría cañonear y la distancia a la zona de producción. La longitud entre los perforados y la posible zona de inyección para algunos tipos de herramientas no es relevante, sin embargo este parámetro afecta más las características de diseño que la funcionalidad del equipo.

2.3.3. Obstrucciones en el pozo y accesibilidad a la zona de inyección

En la revisión de los estados mecánicos se pueden observar que la mayoría de los pozos no poseen obstrucciones en el casing, sin embargo el pozo CO Y-02

presenta un pescado a 10.464ft. Este aspecto será tenido en cuenta para analizar la ubicación de la zona y el tapón que existe por encima del pescado será tomado como fondo (10524ft), en caso de que exista una zona para la inyección por encima de este, el pozo será considerado para la aplicación de DOWS-ESP.

2.4. REGISTROS DEL POZO

2.4.1. Registros Open-Hole

Los registros open-hole de cada uno de los pozos fue revisado con el fin de identificar una posible zona de inyección y su profundidad. A continuación es presentada una tabla donde se analiza uno de los pozos que ha llegado hasta este punto, esto con el fin de realizar el último filtro de elección para conocer los pozos en los cuales puede ser llevada a cabo la tecnología DOWS-ESP y además identificar cuál de estos es el más apto para la aplicación del piloto.

Cabe mencionar que para cada uno de los pozos fue hecho el análisis mostrado en la siguiente tabla, sin embargo por políticas de la compañía no se puede presentar la información para cada uno de los pozos.

Para cada uno de los pozos se realizó una comparación entre la posible zona de inyección y la profundidad total que tiene reportada el pozo en el estado mecánico, esto con el fin de determinar si es posible entrar al intervalo inyector, además se analizó la distancia entre zona de producción- inyección para determinar si este cumple con lo permitido por la herramienta.

Tabla 19. Aspectos geológicos importantes del pozo CC-02

Pozo	CC-02
Zona De Producción	10724ft a 10730ft K3 10734ft a 10739ft K3 10750ft a 10754ft K3
Profundidad Total	11092ft Cemento 11038ft Arena
Zona De Inyección	10890ft a 11030ft unidad K3 base, está por debajo de un shale (11880ft) que lo aísla del resto de las formaciones.
Distancia Entre Zona	200ft
Observaciones	Es un buen candidato para ser el piloto de la tecnología, cumple con todos los criterios establecidos.

La siguiente tabla resume el análisis anterior para todos los pozos en estudio. Los pozos de color azul serán candidatos a ser el pozo piloto de la técnica DOWS-ESP. Los pozos en color verde no son candidatos a pilotos, sin embargo no significa que no son aptos para la aplicación de dicha tecnología. Por último los pozos en blanco quedan por fuera de la elección. El hecho de que en más de un pozo se pueda aplicar la tecnología DOWS-ESP indica que esta es técnicamente factible en los campos Rondón Y Cosechas.

Tabla 20. Pozos en los cuales técnicamente se puede aplicar la tecnología DOWS-ESP

Pozo
CC-002
CC-003
CC-006
CC-007
CC-010
CC-011
CC-016
RO-01N
CO G-02ST
CO G-03
CO G-04
CO Y-02
CO Y-06
CO Y-07
CO Y-N
MOY-04

Como se puede observar la mayoría de los pozos candidatos a ser pilotos de DOWS-ESP en los campos Rondón y Cosechas, tiene su zona de inyección en K3 Base. Es recomendable una vez se haya tomado la decisión de implementar la tecnología realizar un estimulación de esta, con el fin de garantizar que la inyectividad de la misma sea buena y no cause inconvenientes con el desarrollo del proyecto.

2.4.2. Registros de integridad de cemento

Para cada uno de los pozos en azul y verde de la tabla anterior, se revisaron los registros CBL y BDL entre la zona de producción e inyección. En esta inspección se pudo determinar que la integridad del cemento entre estas dos zonas es buena para todos los pozos en estudio, por lo cual ninguno es eliminado de la selección.

2.5. COMPATIBILIDAD DE AGUAS

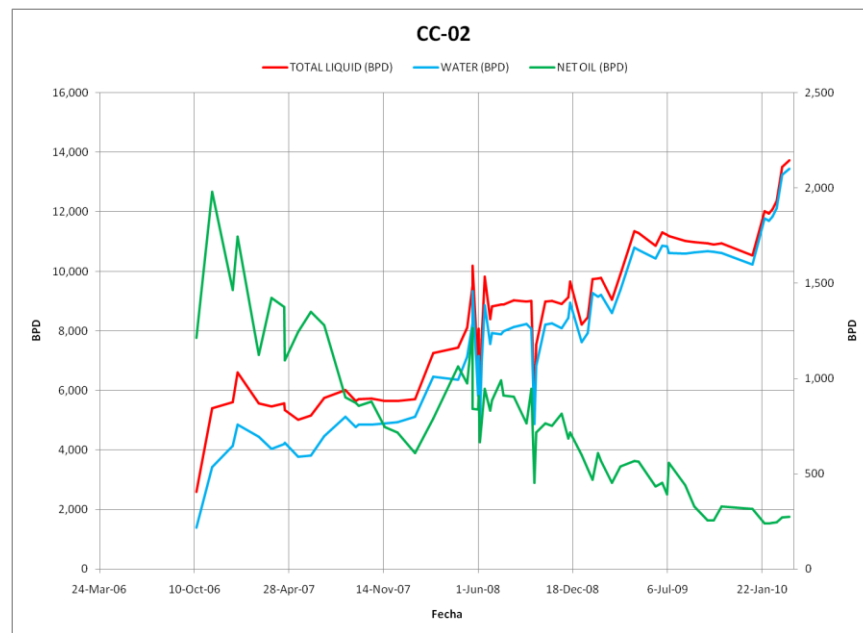
No existe ningún estudio hasta el momento de la compatibilidad de aguas entre la zona de inyección y producción, sin embargo es posible decir que no se presentan formación de scales ya que todas las aguas de las formaciones se unen en la facilidad en la cual los problemas de scales son nulos. No obstante de llegar a implementarse el proyecto es recomendable realizar un estudio de compatibilidad con simulación.

2.6. ELECCIÓN DEL PILOTO

Con ayuda del personal de occidental de Colombia, se determinó que el pozo candidato a ser piloto es el CC-02, el cual presenta el corte de agua y la tasa de flujo más altos, además al tener una distancia entre zonas de 200 es aplicable a las herramientas existentes en el mercado (lo que no ocurre con el Rondón 1N).

El pozo CC-02 es un pozo direccional que actualmente produce 13500BFD con un corte de agua del 98%, no ha presentado problemas de scales, parafinas o arenamiento. Produce del cretáceo formación K3 un crudo de aproximadamente 29 °API. Una gráfica de la producción de este pozo es mostrada en la figura 14, como se puede observar, la producción de aceite a disminuido fuertemente debido a la intrusión severa de agua. El fondo del pozo está ubicado a una profundidad de 11024ft y presencia de arena en fondo de aproximadamente 4ft (Tope de arena 11020ft), el completamiento final del pozo es en casing de 7in. Actualmente cuenta con un sistema de levantamiento artificial tipo ESP.

Figura 14. Comportamiento de producción del pozo CC-02

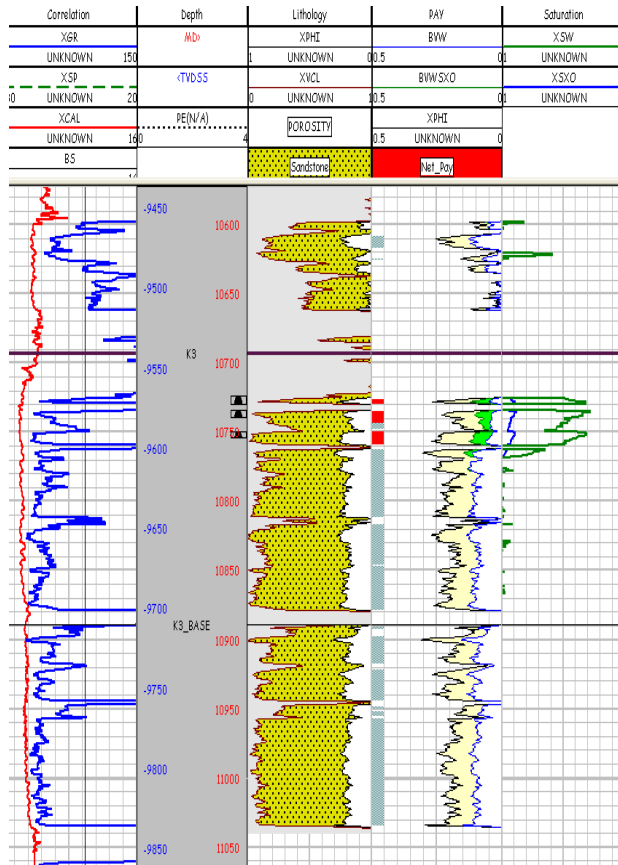


En la figura 15 se muestran los registros open-hole corridos en este pozo, como se puede apreciar existe una zona de inyección ubicada a 200 de la zona de producción que presenta una porosidad de aproximadamente 21% y una permeabilidad que varía de 500md a 1.000md. Como ya se mencionó, es recomendable que en esta zona se realice una estimulación para garantizar que la arena posee buenas capacidades como receptora de fluidos.

Gracias a que el fondo está ubicado a 11.024 ft se puede tener acceso a esta zona realizando un cañoneo y una limpieza de 4ft de arena, para tener un total de 220ft para la inyección de fluidos. Aproximadamente a una profundidad de 10.897ft existe un shale que aísla la zona receptora de los intervalos productores.

Los registros de integridad de cemento entre la zona de inyección y producción muestran un buen estado del completamiento y una buena adherencia del cemento con el casing y con el hueco. Este hecho sumado con la presencia de un shale y la gran distancia entre zonas, garantiza la no recirculación del fluido reinyectado.

Figura 15. Registros OpenHole del pozo CC-02



3. ANÁLISIS TÉCNICO DEL EFECTO DE LA APLICACIÓN DE DOWS-ESP EN LA FACILIDAD DE CPF-1

Tanto para el análisis técnico como para el económico se tendrán en cuenta las reducciones de agua que se han presentado en los campos, en los cuales se ha implementado esta tecnología generando tres escenarios; pesimista, optimista y neutral. El primer escenario considerará una reducción de agua de producción de tan solo del 14%, el segundo una reducción del 97% y el tercero una reducción del 55.5% respectivamente. Para realizar esta evaluación se considerará que un separador de agua en fondo es instalado en todos los pozos para los cuales técnicamente es factible esta tecnología (Tabla 21 Pozos color verde y azul).

Es también de aclarar que este análisis parte del hecho de que todos los pozos de los campos Rondón y Cosechas son llevados a su máximo potencial de flujo y que el sistema de separación de agua en fondo es implementado en los pozos para los cuales es técnicamente factible esta tecnología.

3.1. CONDICIONES ACTUALES DE LA FACILIDAD Y POZOS

Actualmente toda la producción de los pozos de los campos Rondón y Cosechas es tratada en facilidad de Caricare, CPF-1. La facilidad está diseñada para manejar un máximo de 160.000BWD. Sin embargo, en la actualidad en promedio se maneja alrededor de 162.000BWD y 27.000BOD.

Algunos de los pozos no están trabajando a su máximo potencial debido a la limitación existente por la alta producción de agua, la cual ya llegó al máximo permitido por el diseño de la facilidad. En la siguiente tabla se muestra la producción actual de todos los pozos y el potencial de flujo al cual pueden ser llevados.

Tabla 21. Condiciones actuales y máximas de flujo de los pozos de Rondón y Cosecha

	Producción actual			Máximo potencial de flujo		
	Fluido Total BFD	Agua DWD	Aceite BOD	Fluido Total BFD	Agua DWD	Aceite BOD
Total pozos	188.424	160.808	27.616	209.650	180.181	29.469

La producción de los pozos a su máximo caudal se muestra en las columnas de la parte derecha (color verde) y la producción actual de los mismos es mostrada en las columnas de la parte izquierda (color azul). Como se puede observar, al llevar los pozos a su máximo potencial se produciría un aumento en la producción de aceite de aproximadamente 1.800BOD, no obstante la cantidad de agua superaría los 180.000BWD, por tal razón bajo las condiciones actuales no se pueden trabajar los pozos a su máximo potencial. De este modo, la única forma de poder obtener esta recuperación adicional de aceite es implementado la separación de agua en fondo.

Por otro lado como ya se mencionó, no todos los pozos de los campos Rondón y Cosechas son aptos para la aplicación de la separación de agua en fondo, por lo cual la evaluación de la reducción de agua es solo llevada a cabo en los 14 pozos para los cuales es técnicamente factible la tecnología DOWS-ESP.

3.2. REDUCCIÓN DE AGUA EN LA FACILIDAD DE CARICARE

Para realizar el análisis de reducción de agua en la facilidad CPF-1, se van a tener en cuenta los tres escenarios planteados anteriormente (13%, 55% y 97% de agua reducida), además se considera que todos los pozos pertenecientes a los campos Rondón y Cosechas son llevados a su máximo potencial y la reducción se tendrá en cuenta a partir de la producción máxima de agua y no de la actual.

Los pozos en los cuales se considera la disminución de agua, son aquellos en los que anteriormente se determinó que es técnicamente factible aplicar la separación de agua en fondo como método de manejo del agua de producción (ver pozos color verde y azul tabla 21), en los demás pozos solo se considera que los caudales de agua y aceite son llevados al máximo flujo establecido por la división de yacimientos de Occidental de Colombia.

3.2.1. Escenario optimista, reducción del 97% del agua producida.

En este escenario se considera que en los pozos en los cuales se implemente el sistema de separación de agua en fondo, la reducción de agua es del 97% de la producción de agua máxima de cada uno de los pozos (agua que se produce si el pozo es llevado a su potencial máximo de flujo). Sin embargo, como ya se había

mencionado, se considera que todos los pozos de los campos de Rondón y Cosechas son llevados a su máximo caudal de flujo.

En la siguiente tabla se muestra la producción de agua que tendrían los pozos de implementarse la separación de agua en fondo, comparada con la actual y con la que se presentaría de llevar los pozos a su máximo caudal de flujo sin implementar DOWS-ESP.

Tabla 22. Condiciones de flujo de cada pozo con la aplicación de la tecnología DOWS-ESP bajo el escenario optimista.

POZO	Actual		Potencial	Aplicación De La Tecnología		
	BSW	BWPD	BWPD	Reducción BWPD	BWPD	BSW
CC-002	98	13,230	13,454	13,051	404	60
CC-003	94	5,264	6,110	5,927	183	32
CC-006	98	19,600	19,600	19,012	588	60
CC-007	98	11,700	14,625	14,186	439	54
CC-010	98	4,534	5,850	5,675	176	54
CC-011	94	3,086	3,190	3,095	96	30
CC-016	95	2,079	2,835	2,750	85	34
RO-01N	99	19,700	19,700	19,109	591	66
CO G	80	4,134	4,248	4,120	127	10
CO G-02	95	3,591	4,725	4,583	142	34

Tabla 22. Continuación

CO G-03	96	6,528	6,528	6,332	196	42
CO G-04	98	4,753	4,753	4,610	143	60
CO Y-06	99	3,122	9,850	9,555	296	66
CO Y-07	84	2,520	4,200	4,074	126	14
CO Y-08	81	2,633	2,739	2,656	82	11
MOY-04	88	3,212	3,212	3,116	96	18

En la tabla anterior, en las cuatro columnas de la derecha (sección de aplicación de la tecnología), se puede observar los valores de agua reducida que se presentan en los pozos en los cuales se puede aplicar la tecnología DOWS-ESP, si se obtiene un porcentaje del 97% de reducción. Cabe mencionar que a pesar de que en la tabla anterior no se muestran los pozos en los cuales no aplica la tecnología, estos son llevados a su máximo potencial de flujo, por lo cual la producción de agua y el BSW son los mismos que se dan cuando el caudal es llevado al máximo permitido por la división de yacimientos.

Por ejemplo, para el pozo CC-02 actualmente se producen aproximadamente 13.230BWD, si este pozo es llevado a su máximo potencial sin implementar DOWS-ESP, la producción de agua alcanzaría los 13.454BWD, sin embargo de instalar en este pozo una herramienta de separación de agua en fondo y una reducción del 97% del agua fuese alcanzada la producción de agua sería de tan solo 404BWD y el BWS pasaría de 98% a un 60%. De igual manera se presenta un comportamiento similar para los pozos en los cuales se puede usar la herramienta DOWS-ESP. En la siguiente tabla se muestra un resumen de la producción de agua total para este escenario.

Tabla 23. Condiciones de flujo de agua total con la aplicación de la tecnología DOWS-ESP bajo el escenario optimista.

	BWPD actual	BWPD en potencial	BWPD Reducida	BWPD Nueva
TOTAL	160,808	180,181	121,850	58,331

Como se observa en la tabla anterior, la producción de agua total que sería procesada en la facilidad de caricare pasa de 160.808BWD (valor actual) a 58.331BWD (valor con la aplicación de DOWS-ESP a máximo potencial de flujo de todos los pozos). Logrando así un ahorro de aproximadamente 121.850BWD, esto siempre y cuando se dé una reducción del 97% del agua producida mediante la implementación de un sistema de separación de agua en fondo en 14 pozos. Cabe mencionar, que de ser llevados todos los pozos a su máximo potencial y sin aplicar DOWS-ESP el flujo de agua aumentaría a 180.181BWD.

3.2.2. Escenario neutral, reducción del 55.5% del agua producida.

En este caso se considera que solo el 55.5% del agua de producción es reducida en los pozos en los cuales se puede aplicar la herramienta DOWS-ESP. Cabe mencionar, que al igual que en el caso anterior todos los pozos son llevados a su máximo potencial de flujo antes de realizarse la aplicación de la separación de agua en fondo. El 55.5% es el caso neutral porque es el punto medio entre el escenario optimista y el pesimista (valores determinados por Jhon Veil en estudios sobre casos de campo). En la siguiente tabla se puede observar los resultados obtenidos al aplicar la tecnología de separación de agua en fondo a 14 pozos y

obteniendo una reducción del 55.5% del volumen de agua producido a máximo potencial.

Tabla 24. Condiciones de flujo de agua total con la aplicación de la tecnología DOWS-ESP y bajo el escenario neutral

	BWPD actual	BWPD en potencial	BWPD Reducida	BWPD Nueva
TOTAL	160,808	180,181	69,090	111,091

Al igual que para el caso optimista se realizó un análisis pozo a pozo, sin embargo solo se muestra el total de todos los pozos. Como se puede observar en la Tabla 24, si se llevan todos los pozos al potencial permitido y se obtiene una reducción del 55.5% del agua producida, con la aplicación de DOWS-ESP a 14 pozos, la facilidad de CPF-1 tendría produciendo todos los pozos a su máximo caudal y además presentaría una reducción de 70.000BWPD disminuyendo la producción de agua de 180.181BWPD a 111.091BWPD.

Por último cabe mencionar, que de implementarse la técnica de separación de agua en fondo en 14 pozos y llevando todos los pozos a su máximo potencial de flujo; la producción de agua nueva estaría por debajo de la producción actual.

3.2.3. Escenario pesimista, reducción del 14% del agua producida

En este escenario se considera únicamente una reducción de agua producida del 14%, la cual es la menor que se ha dado en los casos históricos. En la siguiente tabla se encuentra la producción de agua que se tendría de aplicar la herramienta DOWS-ESP a 14 pozos para este caso, comparada con la no aplicación de la misma y la producción actual de agua.

Tabla 25. Condiciones de flujo de agua total con la aplicación de la tecnología DOWS-ESP y bajo el escenario pesimista.

	BWPD actual	BWPD en potencial	BWPD Reducida	BWPD Nueva
TOTAL	160,808	180,181	17,587	162,595

Como se puede ver en la tabla anterior, si se llevan todos los pozos al máximo potencial permitido y se obtiene una reducción del 14% del agua producida con la aplicación de DOWS-ESP en 14 pozos, el volumen de agua que llega a la facilidad de CPF-1 presentaría una reducción de 17.587BWPD disminuyendo la producción de la misma de 180.181BWPD a 111.091BWPD, siendo esta una reducción bastante significativa.

Sin embargo, como es posible observar la producción de agua con la aplicación de la herramienta y los pozos al máximo caudal es de 160.000BWPPD, la cual es prácticamente igual a la actual. No obstante esta producción la puede soportar la facilidad y como los pozos estarían a máximo potencial la producción de crudo sería mayor.

En la tabla 26, se encuentra un resumen de los tres escenarios planteados para la reducción de agua de producción. Como se puede observar, para cualquiera de los tres casos se presenta una reducción considerable de agua comparada con la producción de los pozos a su máximo potencial. Sin embargo, si se compara con la producción de agua actual, el único que aumentaría caudal de agua si se implementa DOWS-ESP en 14 pozos y se llevan todos los pozos al caudal máximo es el escenario pesimista, no obstante este valor lo puede manejar la facilidad de caricare.

Tabla 26. Resumen de las Condiciones de flujo de agua total con la aplicación de la tecnología DOWS-ESP para los tres escenarios.

Escenario	BWPD actual	BWPD en potencial	BWPD Reducida	BWPD Nueva
Pesimista	160,808	180,181	17,587	162,595
Neutral	160,808	180,181	69,090	111,091
Optimista	160,808	180,181	121,850	58,331

Por último, de acuerdo a lo mencionado por Jhon Veil en sus estudios: “la producción de agua disminuyó en la mayoría de los casos entre un 14% y un 97%, con el 76% de los pozos mostrando una reducción superior al 75% del agua llevada a superficie”. Por lo cual se puede afirmar, que existe una probabilidad del 76% de que la reducción de agua sea mayor al 94.214BWPD y una nueva

producción de agua de 85.967BWPD aplicando la tecnología DOWS- ESP a 14 pozos y con todos los pozos fluyendo a su máximo potencial.

3.3. AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE ACEITE

Con respecto al aumento de la producción de aceite, para los tres escenarios se obtiene la misma mejora, debido a que como ya se mencionó en los tres casos, todos los pozos son llevados a su potencial, por lo tanto el aceite aumentará de igual manera. En la siguiente tabla se muestra la producción de aceite actual de los todos los pozos comparada con la que tienen a su máximo potencial.

Tabla 27. Condiciones de producción de aceite con la aplicación de la tecnología DOWS-ESP

	Actual	Potencial	Diferencia
	BOPD	BOPD	BOPD
Total	27,616	29,469	1,853

Como se puede observar, si se llevan los pozos a su máximo potencial, el aumento de la producción de aceite sería de 1.853BOPD para cualquiera de los tres escenarios. Sin embargo, se considerará que solo será de 1.653BOPD para considerar un factor de seguridad por un eventual aumento de los cortes de agua. La Tabla 28 muestra un resumen de producción de agua, aceite y fluido total para los tres escenarios planteados para el estudio.

Tabla 28. Condiciones de producción de fluido total con la aplicación de la tecnología DOWS-ESP.

Escenario	Reducción BWPD	Producción BOPD	Producción BWPD	Producción BFPD
Pesimista	17,587	29,269	162,595	191,864
Neutral	69,090	29,269	111,091	140,360
Optimista	121,850	29,269	58,331	87,600

3.4. REDUCCIÓN DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Actualmente la facilidad de caricare cuenta con dos fuentes de alimentación de energía que le suministran alrededor de 13.04MWh. Esta energía es usada para las unidades de bombeo electrosumergibles de los pozos, gastos de la estación y el campamento, el tratamiento, bombeo del crudo y el tratamiento e inyección del agua de producción. En la siguiente tabla se muestra el porcentaje de la energía total que es gastada en cada una de estas labores.

Tabla 29. Gasto de energía eléctrica en la facilidad de CPF-1

	Consumo Facilidad	Consumo Crudo	Consumo Inyección	Consumo Pozos
Valor MWh	0.6979	0.3958	6.123	5.846
Porcentaje	5%	3%	47%	45%

Los valores de la segunda columna (consumo facilidad) hace referencia a la energía gastada en el sistema de separación de fluidos (separadores, FWKOs, celdas de flotación y demás instrumentos y bombas de este sistema), el sector de oficinas y el campamento. En la tercera columna (consumo crudo) se encuentra el porcentaje de la energía gastada en el bombeo del crudo por el oleoducto. En la cuarta columna se muestra la energía usada para la inyección del agua de producción, y en la última columna se muestra el consumo de electricidad que se utiliza para el levantamiento de los fluidos de los pozos de Rondón y Cosecha.

Para producir, separar, tratar y disponer los fluidos en CPF-1 se gastan alrededor de 13.04MWh de los cuales 5.846MWh son utilizados en los pozos de Rondón y Cosechas y los 7.2MWh restantes se usan para separar y tratar los fluidos, enviar el crudo por el oleoducto e inyectar el agua de producción.

Realizando un análisis donde se tuvo en cuenta la cantidad de agua y la cantidad de crudo en la facilidad, se pudo determinar la relación de KWh por barril de agua tratada e inyectada y KWh por barril de aceite tratado y bombeado. Cabe mencionar que no se tuvo en cuenta la energía gastada para producir los fluidos, ya que por propósito del análisis se va a trabajar por separado. En la siguiente tabla se muestra la relación mencionada.

Tabla 30. Relación KWh/BPD en la facilidad de CPF-1

	Consumo por Barril de agua tratada e inyectada	Consumo por Barril de aceite tratado y bombeado
Valor	0.0414KWh/BWD	0.0192 KWh/BOD

Para llevar a cabo el análisis de reducción de energía eléctrica gastada, el consumo se dividió en dos grupos, la cantidad usada para la producción de los fluidos (pozos) y la cantidad gastada en la facilidad. Para el análisis se tuvieron en cuenta los tres escenarios de reducción de agua planteados y desarrollados en la sección anterior.

3.4.1. Reducción de consumo de energía eléctrica en los pozos.

Como se mencionó anteriormente, cuando en un pozo se instala una herramienta de separación en fondo la energía gastada para levantar los fluidos a superficie es reducida a la mitad si se le compara con un sistema de bombeo electrosumergible convencional. Sin embargo, a fines de tener un factor de seguridad y no ser tan optimistas para este caso, no se considerará una disminución en el consumo de energía en los pozos de Rondón y Cosechas. Debido a que si se aplica la tecnología de separación de agua en fondo se puede lograr un ahorro del 50% de la energía en 14 pozos. Una cantidad adicional de energía debe invertirse en los 44 pozos para ser llevados a su máximo potencial.

La diferencia entre el valor de energía ganado y el gastado va a ser positiva, sin embargo para no realizar predicciones optimistas, se considera que no existe

ahorro de la energía gastada en los pozos de Rondón y Cosecha para ninguno de los escenarios de aplicación de la tecnología DOWS-ESP en comparación con la energía usada en la actualidad.

3.4.2. Reducción de consumo de energía eléctrica en CPF-1

El consumo de energía eléctrica en la facilidad de CPF-1 está ligado con la cantidad de fluidos que ingresan a la facilidad, como se mencionó anteriormente por cada barril de aceite que entre por el manifold y sea bombeado por el oleoducto se consumen 0.0192KWh, de igual forma por cada barril de agua que entre a la facilidad y sea inyectado se gastan alrededor de 0.0414KWh. Por lo cual, para cada escenario de desempeño de la separación de agua en fondo se tendrán diferentes consumos.

Tabla 31. Consumo de energía eléctrica para cada uno de los escenarios de reducción de agua.

Escenario	BWPD	BOPD	Consumo MWh por aceite	Consumo MWh por Agua	Total Consumo MWh
Actual	160808	27617	0.53	6.67	7.20
Optimista	58331	29269	0.56	2.42	2.98
Neutral	111091	29269	0.56	4.60	5.17
Pesimista	162595	29269	0.56	6.74	7.30

En la anterior tabla se muestra el consumo de energía eléctrica para cada uno de los escenarios de reducción de agua (porcentaje de reducción del 14%, 55% y 97%) y para las condiciones actuales de producción.

Como se puede observar en la tabla anterior, el consumo de energía eléctrica relacionado con el tratamiento y bombeo del crudo aumenta para los tres casos de DOWS-ESP con respecto al escenario de producción actual. Este incremento en el consumo se debe al aumento de la producción de aceite que trae consigo el proyecto. Por otro lado, el consumo de energía eléctrica para el tratamiento y la inyección del agua de producción disminuye notablemente para los dos primeros casos (optimista y neutral), sin embargo para el caso pesimista este gasto aumenta pero no lo hace de forma significativa.

En la última columna de la tabla anterior se muestra el consumo total de energía eléctrica para cada uno de los tres escenarios. Como es posible observar el caso neutral y el optimista muestran una disminución bastante significativa del consumo de electricidad, incluso produciendo una mayor cantidad de aceite. De otro lado, el caso pesimista presenta un aumento mínimo del gasto energético, el cual puede ser considerado como nulo debido a que en algunos días la producción actual es mayor a este valor. En la siguiente tabla se muestra la reducción de cada uno de los escenarios con respecto al escenario actual.

Tabla 32. Reducción de consumo de energía eléctrica con aplicación de DOWS-ESP.

Escenario	Total Consumo MWh	Reducción MWh
Actual	13.04	0.00
Optimista	8.83	4.22
Neutral	11.01	2.03
Pesimista	13.15	-0.11

Como se puede ver de implementar el sistema de separación de agua en fondo en 14 de los pozos de Rondón y Cosecha, en el mejor de los casos se podría pasar a ahorrar alrededor de 4.22MWh. De otro lado, siendo un poco más conservadores se puede hablar que el nuevo gasto de energía eléctrica con todos los pozos a su máximo potencial de flujo seria de 11.01MWh aproximadamente 2.03MWh menos que el consumo actual.

3.5. REDUCCIÓN DEL VOLUMEN DE QUÍMICO GASTADO EN LA FACILIDAD

La cantidad de químico gastado en la facilidad de caricare también depende del volumen de fluidos producidos. Sin embargo, el volumen de cada químico se calcula dependiendo del fluido sobre el cual va a actuar. Con base en el volumen del crudo producido y la concentración requerida para obtener un buen tratamiento, se calcula el antiespumante y rompedor. De la misma forma, con base

a la cantidad de agua producida y la concentración de químico necesaria para dejar el agua a condiciones de inyección, se calcula el inhibidor de corrosión, secuésstrante de oxígeno, clarificador y antiscale. En la siguiente tabla se muestra el consumo de cada químico por barril de fluido a tratar bajo las condiciones actuales de concentración de cada uno de ellos.

Cabe mencionar, que los valores mostrados a continuación fueron calculados en base al consumo de cada químico por día, dividido sobre la producción del fluido sobre el cual actúa cada uno.

Tabla 33. Consumo de químicos por barril de fluido tratado en la CPF-1

Rompedor Gal/BO	Antiesp. Gal/BO	Inhibidor Gal/BW	antiscale Gal/BW	secuésstrante Gal/BW	Clarificador Gal/B W
6.80E-04	9.76E-04	9.51E-04	9.40E-04	4.87E-04	8.01E-05

Para cada uno de los escenarios de reducción de agua presentados por la aplicación de agua en fondo y con base en los valores mostrados en la tabla anterior, se calcula el consumo de cada uno de los químicos y se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 34. Consumo de productos químicos para cada uno de los escenarios.

Escenario	Rompedor GPD	Antiesp. GPD	Inhibidor GPD	antiscale GPD	Secu. GPD	Clarif. GPD
Actual	18.790	26.944	152.942	151.108	78.272	12.882
Optimista	19.914	28.556	55.478	54.812	28.392	4.673
Neutral	19.914	28.556	105.657	104.390	54.073	8.899
Pesimista	19.914	28.556	154.641	152.787	79.142	13.025

El ahorro de cada uno de los productos que actúan sobre el crudo, para cada escenario de producción con respecto al escenario de producción actual es mostrado en la tabla 35. Como se puede observar todos los valores son negativos, es decir se consume más producto que en el escenario actual, esto se debe a que para los tres escenarios se considera un aumento en la producción de crudo.

Tabla 35. Reducción del consumo de químicos en el tratamiento del crudo

Escenario	Rompedor GPD	Antiespumante GPD
Optimista	-1.12	-1.61
Neutral	-1.12	-1.61
Pesimista	-1.12	-1.61

Por último, El ahorro de cada uno de los productos que actúan sobre el agua, para cada escenario de producción con respecto al escenario de producción actual es mostrado en la tabla 36. Como se puede observar para los dos primeros casos se muestran ahorros considerables en el consumo de químicos para el tratamiento del agua de producción, sin embargo en el caso pesimista muestra aumentos que no superan medio galón de producto por día.

Tabla 36. Reducción del consumo de químicos en el tratamiento del crudo

Escenario	Inhibidor GPD	Antiscale GPD	Secuésttrante GPD	Clarificador GPD
Optimista	97.46	96.30	49.88	8.21
Neutral	47.28	46.72	24.20	3.98
Pesimista	-1.70	-1.68	-0.87	-0.14

4. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Para la aceptación de cualquier proyecto en la industria es necesario realizar una evaluación económica que permita establecer desde el punto de vista financiero la viabilidad del proyecto. Por tal razón, en este último capítulo se presenta el estudio económico para la implementación de la tecnología de separación de agua en fondo en los campos Rondón y Cosechas.

La evaluación económica aquí desarrollada está dividida en tres partes. La primera de ellas presenta un análisis de las ganancias que puede generar el proyecto debido a los beneficios que trae consigo la ejecución del mismo. Luego se muestra un análisis económico realizado con el modelo económico de la compañía donde se estudia desde el punto de vista financiero la implementación de la separación de agua en fondo. Por último, se establece la viabilidad económica de la instalación del piloto DOWS-ESP en los campos en estudio.

4.1. COSTOS RELACIONADOS AL PROYECTO

A continuación se detallan todos los costos que afectan la evaluación económica del proyecto de implementación de un sistema de separación de agua en fondo para los campos Rondón y Cosechas.

4.1.1. Costos asociados a la producción.

Los costos asociados a la producción de petróleo en los campos Rondón y Cosechas son mostrados en la siguiente tabla. Como se puede observar los costos están discretizados dependiendo del fluido en mención. Por ejemplo, para el tratamiento y disposición del agua de producción está en unidades de dólares por barril de agua producido, mientras que los costos de tratamiento del crudo, mantenimiento, personal y otros servicios están en dólares por barril de crudo

Tabla 37. Costos asociados a la producción en los campos Rondón y Cosechas

Costos	Valor
Costo de levantamiento de fluido , US/BFD	0,04
Costo de tratamiento Crudo, US/BOD	0,056
Costo de tratamiento y Disposición Agua, US/BWD	0,125
Costo de mantenimiento, US/BOD	0,14
Personal, US/BOD	0,15
Otros Servicios, US/BOD	0,025

4.1.2. Costos asociados con el sistema DOWS-ESP

Los costos asociados a la adquisición, instalación y operación del sistema de separación de agua en fondo, dependen del tipo de contrato que se haga (alquiler o compra) y de la empresa con la que sea llevada a cabo. Los valores que se muestran en las siguientes tablas fueron suministrados por la empresa READ WELL SERVICE.

4.1.2.1. Costo de instalación En la siguiente tabla se muestra el valor de la inversión inicial para los dos casos, compra o alquiler del equipo DOWS-ESP. Adicionalmente los costos referentes al reacondicionamiento que se le debe realizar a un pozo antes de instalar la herramienta de separación de agua en fondo y al tratamiento de estimulación de la zona inyectora.

Cabe mencionar, que para el caso de los campos Rondón y Cosechas el costo del equipo es bastante económico ya que se cuenta con equipos asociados al sistema ESP (variadores, casetas, cajas de venteo, etc.) los cuales sirven para la combinación del mismo con el equipo de separación de agua en fondo

Tabla 38. Costos asociados con el sistema DOWS-ESP

Detalle	Compra	Alquiler
Total equipo ESP-DOWS	\$ 822,099.89	NA
Reacondicionamiento del pozo	\$607,022.00	\$607,022.00
Total tratamiento acido-orgánico	\$180,000.00	\$180,000.00
Total instalación	\$1,609,121.89	\$787,022.00

Como se puede observar en la tabla anterior en el caso de alquiler el costo del equipo DOWS-ESP es nulo, esto es debido a que la empresa prestadora del servicio asume este costo y la operadora debe cubrir únicamente el reacondicionamiento del pozo y el tratamiento de estimulación. No obstante, la empresa dueña del equipo cobra un precio de alquiler.

4.1.2.2. Costo de operación y mantenimiento Si el equipo de separación de agua en fondo es comprado por la empresa operadora del campo, el costo de operación y mantenimiento del mismo es de aproximadamente de US\$500 por día. Sin embargo, si la herramienta es alquilada, la empresa prestadora del servicio asume la operación y en mantenimiento del mismo, pero cobra un costo de alquiler a la empresa operadora de US\$1900 por día.

4.1.2.3. Depreciación Este parámetro aplica únicamente en el caso de que se compre la herramienta de separación de agua en fondo. Como este equipo es un bien adquirido por una empresa tendrá una depreciación lineal a lo largo de su vida útil.

La herramienta DOWS-ESP tiene un costo de compra de US\$1.609.121.89 y su vida útil es aproximadamente de 60 meses, por lo tanto este equipo se deprecia a aproximadamente US\$ 410 por día. Es decir la compañía deberá “ahorrar” este monto de dinero durante el tiempo que dure la herramienta, para cuando esta salga de servicio pueda comprarse una nueva en su remplazo.

4.1.3. Tasa de descuento, impuestos y precio del crudo

Estos tres parámetros tienen gran relevancia a la hora de evaluar un proyecto desde el punto de vista económico. La tasa de descuento de Occidental de Colombia para evaluación financiera es del 15% anual y de 1.17% mensual. Por otro lado, el proyecto debe pagar un impuesto de renta considerado por ECOPEL S. A. (como ente del estado) de 35% de los ingresos. Por último, el precio de oportunidad del crudo considerado por Occidental de Colombia a la fecha para la evaluación de nuevos proyectos es de US\$ 55 por barril de aceite.

4.2. CUANTIFICACIÓN DE AHORRO Y GANANCIAS POR APLICACIÓN DEL PROYECTO

La aplicación de la tecnología DOWS-ESP en los campos Rondón y Cosechas, presenta una reducción considerable en la cantidad de agua producida, por lo cual también reduce el consumo de energía eléctrica y volúmenes de químicos. Esto se traduce en un importante ahorro de dinero, comparado con el escenario actual de producción.

Además como se vio en la sección anterior, la implementación de la separación de agua en fondo aumenta la producción total de crudo, ya que permite el aumento de frecuencia a pozos que se encuentran limitados por capacidad de manejo de agua de la facilidad.

A continuación se cuantifican los ahorros relacionados a la reducción del consumo de energía eléctrica y del consumo de productos químicos, asociados a la disminución del agua de producción por la implementación de sistema DOWS-ESP en los campos Rondón y Cosechas. Adicionalmente se presentan las ganancias debidas al aumento de la producción de petróleo.

4.2.1. Ahorro por reducción de consumo eléctrico

Como se analizó en la sección anterior la implementación del sistema DOWS-ESP trae consigo disminuciones significativas de energía eléctrica, que en el ámbito financiero se traducen en ahorros de dinero bastante representativos. En la

siguiente tabla se muestra para cada escenario de reducción de consumo de energía la cantidad de dinero que puede llegar a ahorrar.

Tabla 39. Ahorro por reducción de consumo de energía eléctrica

Escenario	Reducción MWh	US/D
Optimista	4.22	\$8,545.59
Neutral	2.03	\$4,112.76
Pesimista	-0.11	-\$214.54

Como se puede observar en la tabla anterior, en el mejor de los casos la implementación del sistema DOWS-ESP en 14 pozos, trae consigo un ahorro de aproximadamente de US\$ 3'119.140 por año debidos a disminución del consumo de energía eléctrica en la facilidad.

En un caso más conservador o promedio, los ingresos por ahorro en energía eléctrica son de aproximadamente US\$1'496.500 por año. De otro lado en el peor de los escenarios se presenta un aumento en los gastos por energía eléctrica, sin embargo estos no son relevantes si se compara con la ganancia que trae el aumento de la producción de crudo.

4.2.2. Ahorros por reducción de consumo de químicos

El gasto de dinero en consumo de químico es uno de los más altos en la operación de CPF-1, que ha llegado a alcanzar los US\$ 4 millones por año. Con aplicación de la separación de agua en fondo este valor puede ser reducido considerablemente. Como se puede observar en la siguiente tabla donde se presenta para cada uno de los tres casos de desempeño del proyecto, el ahorro de dinero que puede traer consigo por disminución de gasto de químico.

Tabla 40. Ahorro por reducción de consumo de químicos

Escenario	Ahorro US/D
Optimista	\$4,170.35
Neutral	\$2,008.97
Pesimista	-\$100.66

De la tabla anterior, se puede decir que de implementarse la separación de agua en fondo en 14 pozos se puede obtener un ahorro de 1'530.000 dólares por año, asociados a la disminución del consumo de químico en la facilidad de CPF-1.

4.2.3. Ganancias por venta del crudo incremental

Como ya se discutió la implementación de la tecnología de separación de agua en fondo, trae consigo un aumento significativo en la producción de crudo aproximadamente de 1.653BOD. Este valor multiplicado por el precio de

oportunidad del crudo para proyectos nuevos de Occidental de Colombia (US\$ 55) presenta un importante ingreso de dinero aproximadamente 37 millones de dólares por año.

Por último, si se suman los ingresos tanto por ahorro como por venta del crudo incremental, se tendrían ingresos brutos de aproximadamente 45 millones de dólares por año, con la implementación de la herramienta DOWS-ESP en 14 de los pozos de Rondón y Cosechas.

4.3. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO DOWS-ESP EN LOS CAMPOS RONDON Y COSECHAS

El análisis económico de la implementación del proyecto DOWS-ESP en los campos Rondón y Cosechas fue realizado con el modelo económico de la empresa, el cual por políticas de la misma no puede ser mostrado en esta investigación. Sin embargo a continuación se mostrarán los parámetros que tienen relevancia para la evaluación económica de proyecto.

Es de mencionar, que Occidental de Colombia para la aceptación financiera de proyectos exige que se cumplan ciertos indicadores económicos mencionados a continuación:

- La tasa interna de retorno TIR debe ser mayor a la tasa de descuento 12%

- El PAY BACK debe ser menor de 1 año para proyectos de gran alcance.
- La relación benéfico costo, RBC debe ser mayor a 4.

Para el análisis económico del proyecto se analizaron cada uno de los escenarios de reducción de agua presentados en la sección 3 en combinación con las dos formas de adquisición del sistema DOWS-ESP (alquiler o compra).

4.3.1. Análisis económico para la compra del Equipo DOWS-ESP

Como se había mencionado antes, el equipo de separación de agua en fondo puede ser adquirido de dos formas, comprar o alquiler. En el caso en que Occidental de Colombia compre el equipo, deberá correr con ciertas responsabilidades y gastos, los cuales se traducen en el lenguaje financiero en egresos.

Los egresos que genera el proyecto si se toma esta modalidad de adquisición son muy diferentes a si se alquila. Por un lado, el hecho que Occidental de Colombia se convierta en dueño de un bien que se deteriora con el tiempo, se obliga a pagar la depreciación del mismo. También debe pagar un costo de operación y mantenimiento.

Además de los dos gastos mencionados anteriormente, cabe mencionar que el proyecto también debe ser responsable del tratamiento y el bombeo del crudo producido. En la siguiente tabla se muestran los egresos que se generan en el proyecto en caso de que se compre el equipo DOWS-ESP.

Tabla 41. Egresos del proyecto DOWS-ESP en modalidad compra.

Detalle	US\$/d
Costo de levantamiento de fluido	\$74.08
Costo de tratamiento Crudo	\$103.13
Costo operación y mantenimiento de DOWS-ESP	\$5,000
Depreciación	\$4,110
Total	\$9287

Cabe mencionar que los valores de depreciación, operación y mantenimiento son para los 14 pozos para los cuales es aplicable la tecnología DOWS-ESP. De otro lado, como se puede observar en la tabla anterior, en los egresos no se tiene en cuenta gastos relacionados con el tratamiento de agua y su posterior reinyección, esto se debe a que el proyecto como tal no genera agua adicional a la que es tratada actualmente en la facilidad. Por el contrario, los gastos relacionados con el agua hacen parte de los ingresos del proyecto.

Por otra parte, en su totalidad los ingresos que genera la aplicación de la tecnología de separación de agua en fondo en los campos Rondón y Cosecha son la suma de los ahorros generados por reducción de consumo de energía, químicos y las ganancias por venta de crudo. Los ingresos a diferencia de los egresos no dependen del tipo de contrato si no del escenario de reducción de agua. En la siguiente tabla se muestran los ingresos totales del proyecto DOWS-ESP para los campos en estudio.

Tabla 42. Ingresos totales generados por el proyecto DOWS-ESP

Escenario	Total US\$/D
Optimista	\$114,630.95
Neutral	\$108,036.74
Pesimista	\$101,569.80

Por último, la inversión inicial de la implementación de la separación de agua en fondo en 14 pozos para los campos Rondón y Cosechas, comprando los equipos a READ WELL SERVICE asciende a US\$16'000.000 de dólares

Con los datos mencionados anteriormente y con ayuda del modelo económico de la compañía se determinaron los indicadores económicos de cada uno de los tres escenarios de la separación de agua en fondo, en el caso que occidental de Colombia adquiera el equipo en modalidad de compra. Estos son mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 43. Indicadores económicos para la aplicación del proyecto DOWS-ESP con compra de la herramienta.

Compra			
Escenario	TIR (%)	RBC	Pay Back (Días)
Optimista	19	14	210
Neutral	17	12	240
Pesimista	16	11	270

Como se puede observar, si el equipo DOWS-ESP es comprado y sea cual sea el escenario de reducción de agua que se presente por la implementación de la separación de agua en fondo en los campos Rondón y Cosechas, el proyecto es económicamente viable, debido a que cumple con los tres criterios establecidos por Occidental para la aceptación de nuevos proyectos.

4.3.2. Análisis económico para el alquiler del Equipo DOWS-ESP

En el caso en que Occidental de Colombia adquiriera la herramienta en modalidad de alquiler con la empresa READ WELL SERVICE, los parámetros para realizar el análisis económico varían considerablemente. Como se puede observar en la siguiente tabla donde se presentan los egresos que tendría el proyecto de separación de agua en fondo para los campos Rondón y Cosechas si el equipo DOWS-ESP se alquila.

Tabla 44. Egresos del proyecto DOWS-ESP en modalidad alquiler

Detalle	US\$/d
Costo de levantamiento de fluido	\$74.08
Costo de tratamiento Crudo	\$103.13
Costo Alquiler	\$19,000
Total	\$19,177

Para este caso, Occidental no pagaría depreciación porque no está convirtiendo la herramienta en un activo de la compañía. Lo único que debe pagar la compañía es un costo por alquiler que cubre la operación, mantenimiento y el préstamo del equipo DOWS-ESP. Cabe mencionar que este costo aplica para el alquiler de los equipos a instalar en los 14 pozos en los cuales es posible correr esta herramienta.

Los ingresos del proyecto son mostrados en la tabla 42 y son los mismos que para el caso de compra de la herramienta. No obstante la inversión inicial si varía considerablemente, para el caso en que los 14 equipos sean alquilados la inversión inicial ascenderá a US\$8'000.000 de dólares.

Con los datos mencionados anteriormente y con ayuda del modelo económico de la compañía se determinaron los indicadores económicos de cada uno de los tres escenarios de la separación de agua en fondo, en el caso que Occidental de Colombia adquiriera el equipo en modalidad de alquiler. Estos son mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 45. Indicadores económicos para la aplicación del proyecto DOWS-ESP con alquiler de la herramienta.

Alquiler			
Escenario	TIR (%)	RBC	Pay Back (Días)
Optimista	23	6	120
Neutral	22	5	120
Pesimista	21	5	150

Como se puede observar, si el equipo DOWS-ESP es alquilado y sea cual sea el escenario de reducción de agua que se presente por la implementación de la separación de agua en fondo en los campos Rondón y Cosechas, el proyecto es económicamente viable, debido a que cumple con los tres criterios establecidos por Occidental para la aceptación de nuevos proyectos.

De lo discutido anteriormente se puede decir que para cualquiera de los tres escenarios de reducción de agua y para cualquier modalidad de adquisición del equipo DOWS-ESP, la implementación de la separación de agua en fondo en los campos Rondón y Cosechas, resulta económicamente factible para Occidental de Colombia.

Con el fin de conocer cuál de las dos modalidades de adquisición de la herramienta DOWS-ESP brinda mejores resultados económicos en los campos Rondón y Cosecha, deben compararse bajo un mismo escenario de reducción de agua. En la siguiente tabla se muestra los indicadores económicos del escenario de reducción de agua neutral tanto para el caso de la compra, como para el caso del alquiler.

Tabla 46. Comparación de indicadores económicos de compra y alquiler del Equipo DOWS-ESP

Indicador	Compra	Alquiler
TIR (%)	17	22
RBC	12	5
Pay Back (Días)	240	120

Como se puede observar, para el caso de la compra la tasa interna de retorno es menor que para el alquiler, esto es debido a que la inversión inicial del proyecto cuando el equipo DOWS-ESP es comprado es mucho mayor que cuando es alquilado. No obstante ambos está por encima de la tasa de descuento de la compañía, por lo cual ambos son económicamente viables.

Con respecto a la relación beneficio costo, se puede ver claramente para el caso de la compra es mucho mayor que para el alquiler. Esto significa que si el equipo es comprado, el beneficio a largo plazo será mayor que si se alquila el equipo. Lo que se debe a que el costo que tiene que pagar la empresa por el alquiler es mucho mayor que lo que tiene que pagar por concepto de operación y mantenimiento. Por lo cual, desde este punto de vista resulta más factible comprarlo que alquilarlo.

El Pay Back para el caso de la compra es el doble que para el alquiler, esto es debido a que la inversión inicial si se alquila es la mitad que si se compra, por lo tanto el tiempo de repago de la misma es mayor.

Con ayuda del personal de Occidental de Colombia se determinó que el caso de compra del equipo, a pesar de que muestra un tiempo de repago largo (aproximadamente 7 meses) presenta grandes beneficios económicos, debido a que la RBC es más alta que para el alquiler. Por tal razón, si se decide implementar la separación de agua en fondo en los campos Rondón y Cosechas los 14 equipos DOWS-ESP serán comprados.

4.4. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PILOTO DOWS-ESP EN EL POZO CC-02

Para el análisis económico del piloto de separación de agua en fondo se plantearon dos posibilidades, una por Occidental de Colombia y una por READ WELL SERVICE. Los dos casos serán descritos y discutidos en esta sección. Cabe mencionar que por recomendaciones del personal de la empresa prestadora de servicios, para el piloto solo se considera el alquiler del equipo.

Para el caso de Occidental se consideró que al aplicarse la separación de agua en fondo se puede presentar los tres escenarios de reducción mostrados en las secciones anteriores (optimista, pesimista y neutral) y que no existe aumento de producción de petróleo. Los indicadores económicos fueron obtenidos con el modelo económico de la compañía, para cada caso considerando que el equipo DOWS-ESP es alquilado. Los resultados son mostrados en la siguiente tabla

Tabla 47. Indicadores económicos de la implementación del piloto DOWS-ESP

Indicador	TIR (%)	RBC	Pay Back (Meses)
Optimista	33	7	3
Neutral	28	6	4
Pesimista	23	5	4

Como se puede observar, si se implementa el piloto de DOWS-ESP y sea cual sea el escenario de reducción de agua que se presente por la implementación de

este en los campos Rondón y Cosechas, el proyecto es económicamente viable, debido a que cumple con los tres criterios establecidos por Occidental para la aceptación de nuevos proyectos.

De otra parte READ WELL SERVICE plantea que de implementarse la tecnología DOWS-ESP en el pozo CC-02 se podría llegar a disminuir la producción de agua en 8000BWPD y aumentar la de aceite en 400BOPD. Siendo así, con ayuda del modelo económico de la compañía se pudo determinar que el proyecto se pagaría en menos de 60 días, tendría una relación beneficio costo de 10 y la tasa interna de retorno del mismo sería del 43%. Cumpliendo así con todos criterios establecidos por occidental para considerara que un proyecto es económicamente viable.

CONCLUSIONES

1. La tecnología de separación de agua en fondo presenta una alternativa técnica y económicamente factible para el manejo de agua de producción en los campos Rondón y Cosechas.
2. Una vez se pague la inversión inicial (máximo 7 meses), las ganancias que la implementación de la separación de agua en fondo en los campos Rondón y Cosechas trae a Occidental de Colombia son aproximadamente de 20 millones de dólares por año.
3. La implementación de DOWS-ESP en los campos Rondón y Cosechas, disminuye notablemente la cantidad de agua que es tratada en la facilidad de CPF-1, lo cual además de disminuir los costos asociados al tratamiento de esta, aumenta la vida útil de los equipos y líneas de flujo, debido a que estas quedan trabajando muy por debajo de su capacidad máxima.
4. Con la instalación de la herramienta DOWS-ESP se puede lograr un aumento significativo en la producción de aceite, además permite pensar en desarrollo de nuevas campañas de perforación, sin la necesidad de realizar un proyecto de ampliación de la capacidad de diseño de la facilidad y sin un eventual cierre de pozos con altos cortes de agua.

RECOMENDACIONES

1. Implementar el piloto del sistema de separación de agua en fondo DOWS-ESP, con el fin de corroborar con una prueba de campo su viabilidad y comportamiento en los campos Rondón y Cosechas
2. En el caso en que se decida implementar la separación de agua en fondo en todo el campo es recomendable realizar un contrato de compra del equipo DOWS-ESP, debido a que bajo esta modalidad se obtiene mejores beneficios económicos

BIBLIOGRAFÍA

1. 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.
2. ALHANATI, F.; ZAHACY, T., and PEACHEY, B. Sharing the Risk in DHOWS Technology Development. Presented at a meeting of the International Downhole Processing Group, Milan, Italy, 4-6 June 2002.
3. ALHONI, M. et al. Application of Downhole oil/water separation: A feasibility study. SPE 80485, presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, 15-17 April 2003.
4. BANGASH, Y.K., and REYNA, M. Downhole Oil Water Separation (DOWS) Systems in High-Volume/High-Horsepower Application. SPE 81123, presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Portof- Spain, Trinidad, West Indies, 27-30 April 2003.
5. CHAPUIS, C.; LACOURIE, Y., and LANÇOIS, D. Testing of Down Hole Oil/Water Separation System in Lacq Superieur Field, France. SPE 54748, presented at the 1999 European Formation Damage Conference, The Hague, Netherlands, 31 May – 1 June 1999.

6. GAY, J.; MINEBOIS, J., and LACOURIE, Y. TOTALFINAELF Experience and Strategy in Downhole Processing. SPE 78541, presented at the 10th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 13-16 October 2002.
7. JOKHIO, S.; BERRY, M., and BANGASH, Y. DOWS (Downhole Oil/Water separation) Cross-Waterflooding Economics. SPE 75273, presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 13-17 April 2002.
8. KJOS, Tore et al. Down-Hole Water-Oil Separation and Water Reinjection Through Well Branches. SPE 30518, presented at SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Dallas, TX, 22-25 October 1995.
9. LOGINOV, Arthur, and SHAW, Christopher. Completion design for Downhole Water and Oil Separation and Invert Coning. SPE 38829, presented at 1997 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1997.
10. MATTHEWS, C., et al. Application of Downhole Oil/Water Separation Systems in the Alliance Field. SPE 35817, presented at the Third International Conference on Health, Safety & Environment in Oil and Gas Exploration & Production, New Orleans, LA, U.S.A, 9-12 June 1996.
11. PEATS, A., and SCHRENKEL, P. Application of ESP Oil Water Separation System in the Swan Hills Unit One Field - A Case Study. SPE 39079, presented at the SPE Electric Submersible Pump Workshop, Houston, 30 April 1997
12. SCARAMUZZA, J.L., et al. Downhole Oil/Water Separation System - Field Pilot - Secondary Recovery Application Project. SPE 69408, presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, 25-28 March 2001.

13. 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.
14. 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.
15. SHAW, C. and FOX, M. Economics of Downhole oil/water separation: A case History and implications for the North Sea. SPE 50618 presented at the 1998 SPE European Petroleum Conference, The Hague, The Netherlands, 20-22 October 1998.
16. STUEBINGER, L., et al. Dual Injection and Lifting Systems: Rod Pumps. SPE 38790, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, 5-8 October 1997.
17. SUÁREZ, S., and ABOU-SAYED, A. Feasibility of Downhole Oil/Water Separation and Reinjection in the GOM. SPE 57285, presented at the 1999 SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 25–26 October 1999.
18. TUBEL, P., and HERBERT, R. Intelligent System for Monitoring and Control of Downhole Oil Water Separation Applications. SPE 49186, presented at the 1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 27-30 September 1998
19. VEIL, J., LANGHUS, B., and BELIEU, S. Downhole Oil/Water Separators: An emerging produced water disposal technology. SPE 52703, presented at the 1999

SPE/EPA Exploration and Production Environmental Conference, Austin, Texas, 28 February – 3 March 1999.

20. Feasibility Evaluation of Downhole Oil/Water Separation (DOWS) Technology, prepared by Argonne National Laboratory, CH2M-Hill, and Nebraska Oil and Gas Conservation Commission for the U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Petroleum Technology Office, United States : s.n., Jan 1999.

21. 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 : s.p.i., November 2004.

22. VEIL, J.A. Summary of Data from DOE-Subsidized Field Trial #1 of Downhole Oil/Water Separator Technology — Texaco Well Bilbrey 30 — Federal No. 5, Lea County, New Mexico, prepared for U.S. Department of

23. VERBEEK, P.H.J.; SMEENK, R.G. and JACOBS, D. Downhole Separator Produces Less Water and More Oil. SPE 50617, presented at the 1998 SPE European Petroleum Conference, The Hague, Netherlands, 20-22 Oct. 1998.