



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 15 de Agosto del 2023

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Harol Ernestop Silva Buitrago _____, con C.C. No. 83183195 _____,

_____, con C.C. No. _____,

_____, con C.C. No. _____,

_____, con C.C. No. _____,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o tesis Titulado **DEFINICIÓN METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A IMPLEMENTACIÓN DE COMPLETAMIENTOS TIPO DOWS PARA PRODUCCIÓN DE POZOS CON ALTO CORTE DE AGUA** presentado y aprobado en el año 2023 como requisito para optar al título de Magister en Ingeniería de Petróleos con énfasis en recobro mejorado;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:  _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____



CÓDIGO

AP-BIB-FO-07

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: DEFINICIÓN METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A IMPLEMENTACIÓN DE COMPLETAMIENTOS TIPO DOWS PARA PRODUCCIÓN DE POZOS CON ALTO CORTE DE AGUA.

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
SILVA BUITRAGO	HAROL ERNESTO

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
GALINDO SANCHEZ	JOSE MIGUEL

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
----------------------------	--------------------------

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: MAGISTER EN INGENIERIA DE PETROLEOS

FACULTAD: INGENIERIA DE PETROLEOS

PROGRAMA O POSGRADO: MAESTRIA EN INGENIERIA DE PETROLEOS

CIUDAD: NEIVA

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2023

NÚMERO DE PÁGINAS: 83

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



Diagramas_X_ Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general___ Grabados___
Láminas___ Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___ Tablas
o Cuadros_X_

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento: NA

MATERIAL ANEXO: NA

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):NO

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Hidrociclón___	<u>Hydrociclone</u>	6. _____	_____
2. Pozo Candidato	<u>Candidate well</u>	7. _____	_____
3. Tecnología DOWS	<u>Dows technology</u>	8. _____	_____
4. Reinyección	<u>Reinjection.</u>	9. _____	_____
5. _____	_____	10. _____	_____

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Un completamiento DOWS, es un diseño que consta de una sarta única de producción, acoples, accesorios y herramientas que produce de una zona específica y pueden inyectar el agua producida del horizonte productor en otra zona de inyección en el fondo del pozo por efecto de la separación de un hidrociclón. Este realiza la separación de los fluidos por efecto de fuerzas centrífugas, el fluido separado es tomado por una bomba electro sumergible inferior que realiza la inyección del agua separada del horizonte productor.

La implementación de este completamiento debe facilitar la disminución sustancial del corte de agua en cabeza de pozo lo que se traduce en incrementos en la promesa de valor del pozo realizando incrementos en los ingresos de la compañía y, además, incrementando viabilidades económicas que permiten la fácil implementación.

En el presente trabajo se aplica la metodología de selección de pozos candidatos para la implementación de esta tecnología mediante el desarrollo de un programa usando HTML, CSS y JS, que puede ser visto en cualquier dispositivo con conexión a internet dado que se desplegó en la aplicación de Netlify. Los distintos resultados que proporciona para una base de datos es que para los valores preestablecidos de costos en un escenario optimista, neutral y pesimista obtenidos fueron de \$408925/día, \$264687/día y \$105275/día.



ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

A DOWS completion is a design that consists of a single production string, couplings, accessories and tools that produce from a specific zone and can inject the produced water from the producing horizon into another injection zone downhole by the effect of the separation of a hydrocyclone. This performs the separation of fluids by the effect of centrifugal forces, the separated fluid is taken by a lower electro-submersible pump that performs the injection of water separated from the producing horizon.

The implementation of this completion should facilitate the substantial decrease of water cut at the wellhead which translates into increases in the value promise of the well realizing increases in the company's revenues and, in addition, increasing economic viabilities that allow easy implementation.

This paper applies the candidate well selection methodology for the implementation of this technology through the development of a program using HTML, CSS and JS, which can be viewed on any device with internet connection since it was deployed in the Netlify application. The various results it provides for a database is that for the preset values of costs in an optimistic, neutral and pessimistic scenario obtained were \$408925/day, \$264687/day and \$105275/day.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado: Jose Miguel Galindo

Firma:

Nombre Jurado: Luis Humberto Orduz

Firma:

Nombre Jurado: Freddy Escobar-Mecualo

Firma:

**DEFINICIÓN METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A
IMPLEMENTACIÓN DE COMPLETAMIENTOS TIPO DOWS PARA PRODUCCIÓN
DE POZOS CON ALTO CORTE DE AGUA.**

Presentado por:

HAROLD ERNESTO SILVA

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título como Magister en Ingeniería de
Petróleos

Director de tesis:

JOSE MIGUEL GALINDO SANCHEZ

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA – HUILA - COLOMBIA

26 DE ABRIL DE 2023

Neiva, Huila 26 de Abril de 2023

NOTA DE ACEPTACION

FIRMA DEL DIRECTOR

FIRMA DEL JURADO

FIRMA DEL JURADO

Neiva Huila, 26 de Abril de 2023

DEDICATORIA

Especialmente a Dios por Darme el impulso de superación; A mis padres, Dora y Ernesto por su ayuda; A mi Esposa Paula Sofia por acompañarme en cada paso que doy en la búsqueda de ser mejor persona y profesional.

También se la dedico a mi abuela que es una luz que me da fuerzas para continuar con sus oraciones y su cariño, Al equipo de completamiento Ecopetrol, por todo su apoyo incondicional en esos momentos que quise retirarme me daban ejemplos que si se puede lograr.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a:

Agradecer primeramente a la universidad que me ha apoyado tanto en este proceso de maestría;

Al Profesor Freddy Escobar que con su apoyo y dirección a logrado influir positivamente en mi formación académica. Agradezco al profesor Jose Miguel por su trabajo en la dirección de esta tesis y por su gestión sin la cual no se hubieran logrado los resultados aquí enmarcados.

Tabla de Contenido

Resumen.....	11
Abstract.....	12
Introducción.....	13
Objetivos.....	14
Objetivo general:.....	14
Objetivos específicos:.....	14
Capítulo 1. Separación de Agua y Crudo en el Fondo del Pozo.....	15
1.1. Fundamentos.....	15
1.2. Tipos de Arreglos.....	16
1.2.1. Hidrociclón.....	16
1.2.2. Configuración “Downhole – long offset distance”.....	19
1.2.3. Configuraciones DOWS con inyección Uphole – short offset distance.....	20
1.2.4. Gravedad.....	21
1.3. Componentes Principales de un Sistema DOWS.....	23
1.3.1. Separador tipo Hidrociclón.....	23
1.3.2. Bomba Primaria.....	23
1.3.3. Sellos Primarios.....	24
1.3.4. Motor Eléctrico.....	24
1.3.5. Válvula anti retorno.....	24

1.3.6.	Válvula para el Control de Pérdida de Fluido.....	24
1.3.7.	Instrumentos de medición.....	25
1.4.	Factores que afectan el Rendimiento de un Sistema DOWS	25
1.4.1.	Eficiencia en la separación del crudo.....	25
1.4.2.	Caída de la Presión.....	26
1.4.3.	Temperatura	26
1.5.	Problemas Asociados con DOWS.....	27
1.5.1.	Declinación de la Inyectividad.....	27
1.5.2.	Taponamiento por Sólidos	28
1.5.3.	Problemas de Aislamiento	28
1.5.4.	Problemas Mecánicos o Corrosión	29
1.6.	Beneficios.....	29
1.6.1.	Beneficio Económico.....	29
1.6.2.	Ambientales	32
1.6.3.	Yacimiento y Pozo.....	33
1.7.	Limitaciones	34
1.8.	Antecedentes	35
1.8.1.	Sudeste de Saskatchewan.....	37
1.8.2.	Centro-Este de Alberta en arenas del cretácico inferior	37
1.8.3.	Arrecifes de Alberta Central	38

1.8.4. Este de Texas	40
Capítulo 2. Criterios de Selección	42
2.1. Corte de Agua.....	43
2.2. Gravedad y Viscosidad de los fluidos	44
2.3. Producción de arena	45
2.4. Tasa de Flujo y Gas Intake en el sistema	45
2.5. Resumen general criterios selección	46
Capítulo 3. Desarrollo del Programa para la Selección de Pozos Candidatos.....	47
3.1. Implementación en HTML.....	49
3.2. Implementación de estilos CSS.....	50
3.3. Implementación código JavaScript (JS).....	50
3.4. Despliegue en Netlify.app	57
Capítulo 4. Implementación y Resultados	58
Conclusiones y Recomendaciones.....	65
Bibliografía	66
Anexo 1.....	71

Listado de Figuras

Figura 1. Arreglo básico para un sistema DOWS.....	16
Figura 2. Geometría y mecanismo de separación de un Hidrociclón.	17
Figura 3. Configuraciones para sistema DOWS con hidrociclón.	19
Figura 4. Configuración “Downhole – long offset distance”	20
Figura 5. Configuraciones DOWS con inyección Uphole – short offset distance.....	21
Figura 6. Sistema de separación DOWS por gravedad.....	22
Figura 7. Historial de inyección de agua en un pozo del yacimiento Siri.	28
Figura 8. Tendencia de la producción de crudo bajo la influencia en tiempos tempranos de la tecnología DOWS.	30
Figura 9. Efectos sobre la producción de crudo en tiempos cercanos al límite económico usando DOWS.....	31
Figura 10. Uso de la energía: comparación entre sistema convencional ESP e inyección vs. sistema DOWS-ESP. Fuente: Shaw (2000).	31
Figura 11. Código HTML.	49
Figura 12. Estilos CSS aplicados.	51
Figura 13. Funcionalidad inicial el programa desarrollado.	52
Figura 14. Función subir archivo, la cual establece un botón para la subida del mismo.....	53
Figura 15. Función para mostrar los datos subidos en un archivo de excel por el usuario en forma de tabla.	54
Figura 16. Función que permite filtrar los datos que cumplan las condiciones establecidas.	55
Figura 17. Función para generar reporte con los pozos candidatos encontrados en un archivo de Excel.	55

Figura 18. Función para generar un formulario con el fin de calcular el beneficio esperado.	56
Figura 19. Función para el cálculo del beneficio esperado.....	56
Figura 20. Procedimiento para cada uno de los tipos de los escenarios (optimista, pesimista y neutral) donde sólo se modifica el % de crudo adicional producido y el % de reducción de agua.	57
Figura 21. Despliegue del programa desde app.Netlify.com.....	58
Figura 22. Página principal del programa desarrollado.....	59
Figura 23. Página para la subida del archivo de Excel con los datos de producción.....	59
Figura 24. Tabla de datos subidos.....	60
Figura 25. Tabla con los datos de los pozos candidatos a la aplicación de la tecnología DOWS.	60
Figura 26. Reporte generado automáticamente en un archivo de excel con los datos candidatos al pulsar el botón de 'generar reporte'.	61
Figura 27. Formulario para el ingreso de datos para el cálculo del beneficio esperado.	61
Figura 28. Beneficio obtenido con escenario optimista.....	62
Figura 29. Beneficio obtenido con escenario neutral.....	63
Figura 30. Beneficio obtenido con escenario pesimista.....	63
Figura 31. Mostrando el programa desde un teléfono móvil.....	64

Listado de Tablas

Tabla 1. Capacidad límite de un Hidrociclón usado en DOWS.	18
Tabla 2. Volumen de Producción para las instalaciones de DOWS en Saskatchewan.....	38
Tabla 3. Volumen de Producción para las instalaciones de DOWS en el Centro-Este de Alberta	39
Tabla 4. Volumen de Producción para las instalaciones de DOWS en los arrecifes de Alberta Central.....	40
Tabla 5. Volumen de Producción para las instalaciones de DOWS al este de Texas.....	41
Tabla 6. Corte de agua mínimo requerido para la aplicación de DOWS por diversos autores. ...	44
Tabla 7. Gravedad API mínima requerida para la implementación de un sistema DOWS.	45
Tabla 8. Máxima tasa de producción manejada por un sistema DOWS.....	46
Tabla 9. Características generales que debe tener un pozo para ser candidato idóneo a instalación de DOWS.	47
Tabla 10. Criterios de selección de pozos candidatos para la implementación DOWS en el programa desarrollado.	48
Tabla 11. DOWS tipo Hidrociclón - Datos de Rendimiento.	71
Tabla 12. DOWS tipo Hidrociclón - Datos del pozo.	75
Tabla 13. DOWS tipo Separador por Gravedad - Datos de Rendimiento	79
Tabla 14. DOWS tipo Separador por Gravedad - Datos del pozo.	81

Resumen

Un completamiento DOWS, es un diseño que consta de una sarta única de producción, acoples, accesorios y herramientas que produce de una zona específica y pueden inyectar el agua producida del horizonte productor en otra zona de inyección en el fondo del pozo por efecto de la separación de un hidrociclón. Este realiza la separación de los fluidos por efecto de fuerzas centrifugas, el fluido separado es tomado por una bomba electro sumergible inferior que realiza la inyección del agua separada del horizonte productor.

La implementación de este completamiento debe facilitar la disminución sustancial del corte de agua en cabeza de pozo lo que se traduce en incrementos en la promesa de valor del pozo realizando incrementos en los ingresos de la compañía y, además, incrementando viabilidades económicas que permiten la fácil implementación.

En el presente trabajo se aplica la metodología de selección de pozos candidatos para la implementación de esta tecnología mediante el desarrollo de un programa usando HTML, CSS y JS, que puede ser visto en cualquier dispositivo con conexión a internet dado que se desplegó en la aplicación de Netlify. Los distintos resultados que proporciona para una base de datos es que para los valores preestablecidos de costos en un escenario optimista, neutral y pesimista obtenidos fueron de \$408925/día, \$264687/día y \$105275/día.

Palabras clave: hidrociclón, pozo candidato, tecnología dows, reinyección.

Abstract

A DOWS completion is a design that consists of a single production string, couplings, accessories and tools that produce from a specific zone and can inject the produced water from the producing horizon into another injection zone downhole by the effect of the separation of a hydrocyclone. This performs the separation of fluids by the effect of centrifugal forces, the separated fluid is taken by a lower electro-submersible pump that performs the injection of water separated from the producing horizon.

The implementation of this completion should facilitate the substantial decrease of water cut at the wellhead which translates into increases in the value promise of the well realizing increases in the company's revenues and, in addition, increasing economic viabilities that allow easy implementation.

This paper applies the candidate well selection methodology for the implementation of this technology through the development of a program using HTML, CSS and JS, which can be viewed on any device with internet connection since it was deployed in the Netlify application. The various results it provides for a database is that for the preset values of costs in an optimistic, neutral and pessimistic scenario obtained were \$408925/day, \$264687/day and \$105275/day.

Keywords: hydrocyclone, candidate well, dows technology, reinjection.

Introducción

La industria petrolera es una de las industrias más importantes a nivel mundial, ya que el petróleo es una fuente de energía esencial para la economía global. Sin embargo, la producción de petróleo también conlleva una serie de desafíos y problemáticas, entre las cuales se encuentra la producción excesiva de agua. Esto es un problema común en la industria ya que tiende a afectar significativamente la eficiencia de la producción de petróleo y aumentar los costos de tratamiento y eliminación del agua producida.

Entre las problemáticas más comunes que se presentan con la producción excesiva de agua en pozos petroleros se encuentran la reducción de la productividad del pozo al reducirse la presión del yacimiento, el incremento de los costos de tratamiento del agua producida, los problemas de transporte y almacenamiento y, los riesgos ambientales debido a que esta agua producida puede generar un impacto ambiental negativo, especialmente si contiene contaminantes peligrosos para la salud humana y los ecosistemas.

Por estas razones, es importante desarrollar técnicas eficientes de manejo de agua producida, como la utilización de tecnologías como DOWS (Downhole Oil Water Separation), que ayuda a separar el petróleo del agua en el fondo del pozo, reduciendo así la cantidad de agua que se bombea a la superficie y aumentando la cantidad de petróleo recuperado. Es por ello que el siguiente trabajo presenta el diseño de una metodología para selección de pozos candidatos a implementación de completamientos tipo DOWS para producción de pozos con alto corte de agua. La elaboración de esta propuesta se realizó con base en las evidencias de literatura especializada y distintos casos de aplicación que han tenido éxito.

Objetivos

Objetivo general:

Desarrollar una aplicación web que permita seleccionar pozos petroleros utilizando tecnología DOWS y calcular los posibles beneficios económicos de implementar esta tecnología en la empresa.

Objetivos específicos:

- Identificar la metodología de selección para pozos candidatos a implementación de completamientos tipo DOWS según él la necesidad operativa de los campos petroleros enfocados a la necesidad de producción; costo tratamiento; alcance operativo, disposición de agua en superficie y facilidades locativas.
- Diseñar un algoritmo de selección de pozos teniendo en cuenta los distintos criterios de selección que sean más relevantes para aplicar este tipo de tecnología.
- Desarrollar un aplicativo web con la implementación del algoritmo diseñado que permita al usuario cargar una base de datos con los datos de los distintos pozos en el campo de producción para la generación de un reporte con los posibles candidatos a esta tecnología.
- Implementar en el aplicativo web la ecuación propuesta por Johkio et al (2002) para cuantificar el beneficio económico diario por la producción adicional de crudo y disminución del corte de agua basándose únicamente con los pozos seleccionados por el algoritmo.

Capítulo 1. Separación de Agua y Crudo en el Fondo del Pozo

1.1. Fundamentos

La separación de agua en fondo, también conocida como la tecnología DOWS (Downhole Oil Water Separation), nació como una solución para reducir los costos de producción de crudo mediante la disminución del volumen de agua llevado a la superficie. Esta tecnología se basa en la utilización de un separador y una bomba que separan el agua y el crudo en el fondo del pozo, permitiendo que el agua separada sea reinyectada en otra formación dentro del mismo pozo o en otro horizonte dentro de la misma formación, mientras que el crudo con una cantidad reducida de agua es llevado a la superficie.

La tecnología DOWS fue probada por primera vez por Petroleum Development Oman en 1992, y años más tarde Texaco logró obtener resultados promisorios en pozos que producían crudo liviano. Desde entonces, se han llevado a cabo numerosos estudios, experimentos de laboratorio, simulaciones, modelamientos, análisis de factibilidad técnico/económica y aplicaciones de campo, con el fin de demostrar su viabilidad y entender su comportamiento.

El esquema general de esta tecnología se puede observar en la Figura 1, en esta se muestra que el petróleo y el agua libre entran al sistema de separación, allí el agua es separada mediante fuerzas centrífugas y gravitacionales, además es reinyectada en el mismo instante. Esta separación hace haya una menor carga en superficie para el tratamiento del crudo y se vea un beneficio económico en la disminución de los costos.

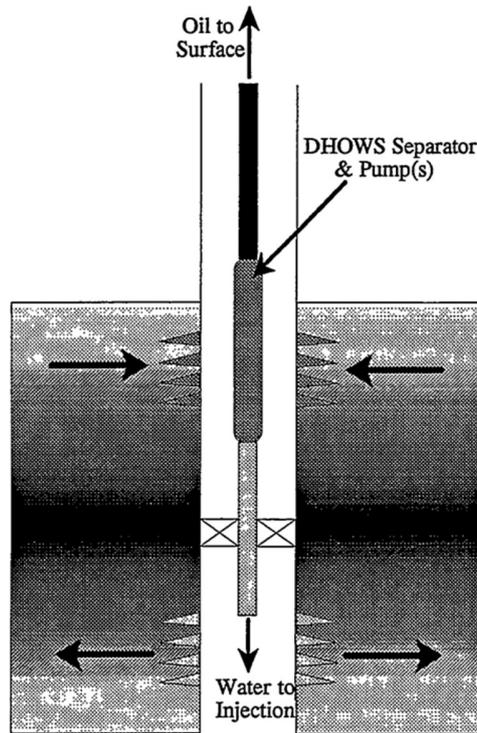


Figura 1. Arreglo básico para un sistema DOWS.

Fuente: Peachey (1997).

1.2. Tipos de Arreglos

Aunque los arreglos DOWS incluyen muchos componentes, los dos principales son el separador de agua y al menos una bomba de inyección en el fondo. Los dos tipos de separadores más comunes son por hidrociclón y gravedad, y tres tipos de bombas como el electro sumergible (ESP, por sus siglas en inglés), cavidades progresivas y bombas de haz.

1.2.1. Hidrociclón

Los hidrociclones no tienen piezas móviles y separa los fluidos gracias a la gravedad y la fuerza centrífuga. La Figura 2 muestra el esquema de un hidrociclón, el agua al ser más pesada

que el crudo gira hacia el exterior de este haciendo así que por gravedad salga por la parte inferior del mismo. Los fluidos menos pesados como el petróleo y el gas salen por la parte superior de este sistema hasta llegar a superficie.

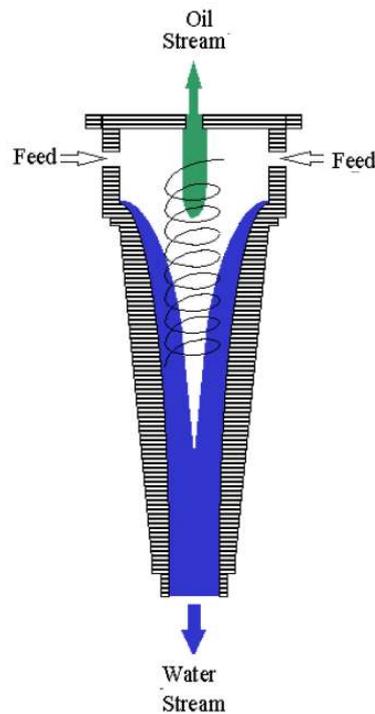


Figura 2. Geometría y mecanismo de separación de un Hidrociclón.

Fuente: Jokhio et al (2002).

La separación de los fluidos no es del 100% dado que algo de crudo se va con la fracción de agua separada, e igualmente, algo de agua va con el crudo hasta superficie (entre el 10 al 15%). No obstante, si se nota una ineficiencia en el sistema y no se está separando la cantidad de agua esperada, la solución más recomendada es la instalación de varios mecanismos de hidrociclón en paralelo. La capacidad de un hidrociclón instalado con los tres diferentes tipos de bombas ya mencionadas se encuentra ilustrada en la Tabla 1.

Tabla 1. Capacidad límite de un Hidrociclón usado en DOWS.

Tipo de bomba	Tamaño del Revestimiento (in)	Volumen Total (bbl/día)	Volumen máximo hacia superficie (bbl/día)
Electro Sumergible	5.5	3800	440
	7	10000	940
Cavidades progresivas	5.5	2200	450
	7	3800	1360
De Varillas (mecánico)	5.5 (85% corte de agua)	1700	530
	5.5 (97% corte de agua)	1200	70
	7 (85% corte de agua)	2500	790
	7 (97% corte de agua)	1900	190

Fuente: Tomado y adaptado de: Matthews et al (1996).

En la Figura 3 se ilustran dos configuraciones típicas de un sistema DOWS con separación por hidrociclón y dos bombas. En la configuración a) se tiene que la entrada del separador se encuentra conectada directamente a la salida de la bomba de inyección. Esta bomba proporciona la presión suficiente para accionar el separador e inyectar el agua separada, además, la bomba superior se encargar de proporcionar la energía suficiente para llevar el crudo separado hasta superficie. En la configuración b) la bomba de inyección viene conectada a la salida del separador en donde ésta extrae el agua separada y la inyecta al yacimiento, por el contrario, la bomba de la parte superior lleva el crudo separado hasta la superficie. (Bower et al, 2000).

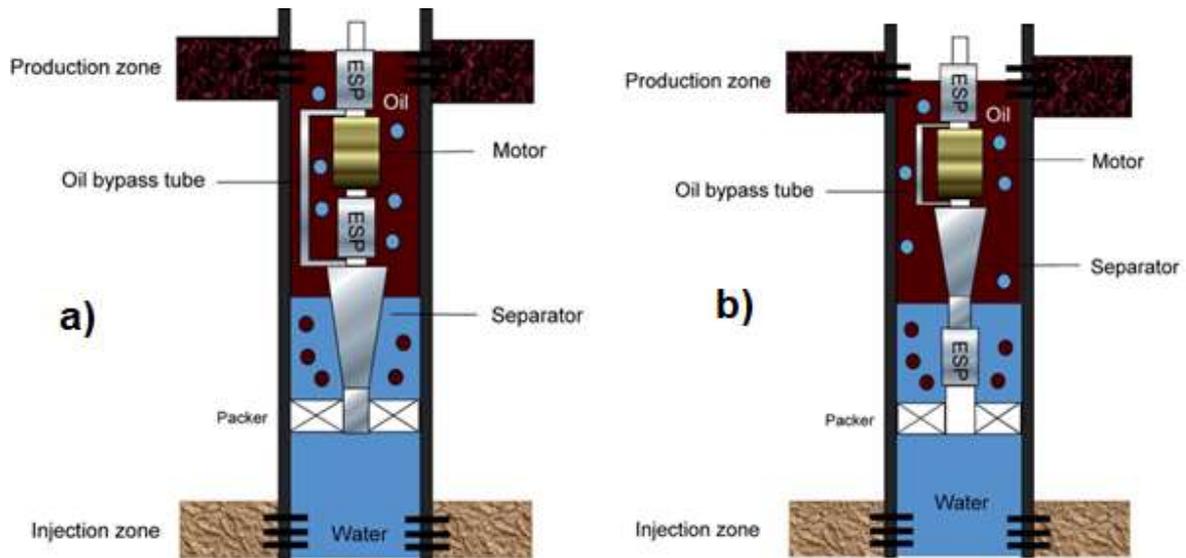


Figura 3. Configuraciones para sistema DOWS con hidrociclón.

Fuente: Gao et al (2007).

1.2.2. Configuración “Downhole – long offset distance”

En esta configuración se observa las zonas de inyección en la parte inferior del pozo y las zonas de producción en la parte superior por lo cual el completamiento es completamente diferente según la concepción del mismo; en la Figura 4 se evidencia el uso de un empaque de producción tipo Sealbore el cual se usa para aislar las zonas, en esta configuración se corre un completamiento con una sarta sencilla en donde el DOWS se aloja en la parte inferior del arreglo realizando la separación; Por lo cual el fluido más pesado es inyectado en la parte inferior y el fluido más liviano (Crudo) es Producido por una ESP superior y llevado a superficie con un bajo corte de agua.

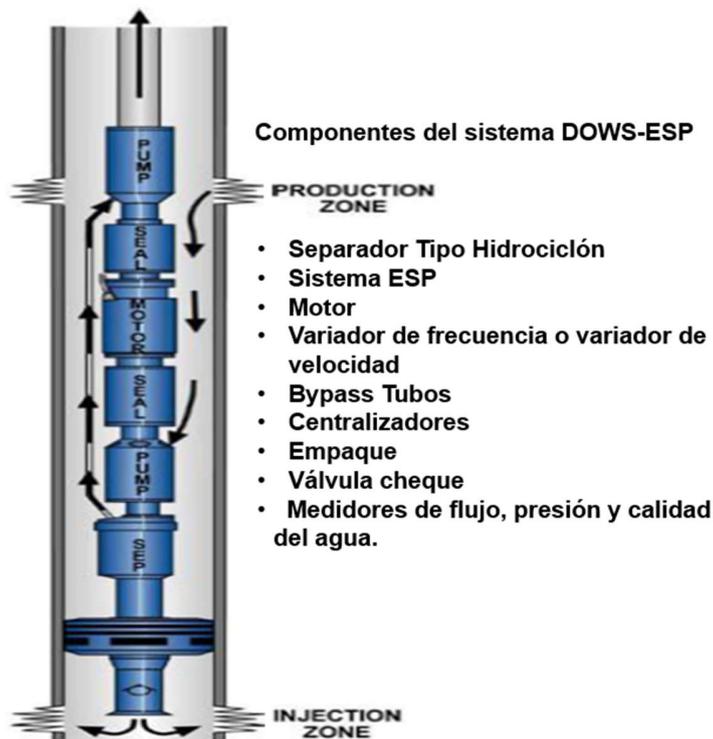


Figura 4. Configuración "Downhole - long offset distance"

Fuente: Jokhio et al (2002).

1.2.3. Configuraciones DOWS con inyección Uphole - short offset distance.

En esta configuración se observa las zonas de inyección en la parte superior del pozo y las zonas de producción en la parte inferior por lo cual el completamiento se simplifica en gran medida siendo este el más popular en implementación a nivel mundial teniendo un 93% de las instalaciones actuales en el mundo; En este completamiento la zona de inyección está aislada por dos empaques uno tipo seal bore y otro empaque de producción con arreglos eléctricos; el fluido de producción fluye de una sarta única de producción la cual ingresa a la capsula que aloja la ESP Inferior la cual produce la mezcla de fluidos a el DOWS el cual realiza la separación del agua la cual es empujada al anular entre el Revestimiento y la capsula y es inyectado

directamente a horizonte de inyección; En cuanto a el crudo separado por el DOWS es tomado por la ESP Superior y llevado a superficie con un bajo corte de agua.

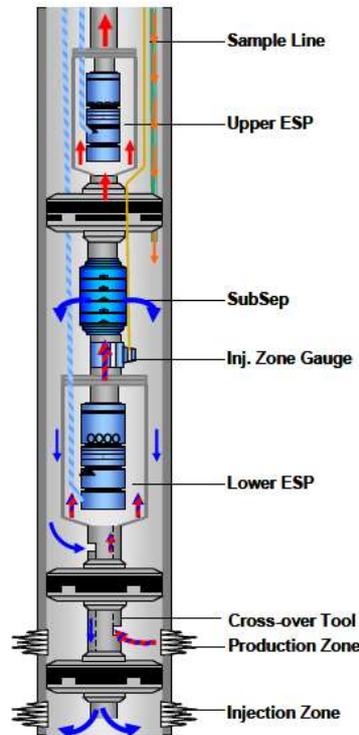


Figura 5. Configuraciones DOWS con inyección Uphole – short offset distance

Fuente: Jokhio et al (2002).

1.2.4. Gravedad

Este tipo de separadores de agua y crudo en fondo de pozo hace uso del principio de la gravedad, el cuál indica que un fluido de mayor densidad (el agua) tenderá a estar siempre por debajo de uno con menor densidad (el crudo). En la Figura 6 se muestra un esquema común de un DOWS con separación por gravedad, en donde el sistema de bombeo es de acción dual (DAPS, por sus siglas en inglés dual action pumping system) desarrollado por Texaco en 1994,

el cual consiste en dos cámaras de bombeo con entradas separadas, una válvula de inyección y un empaque.

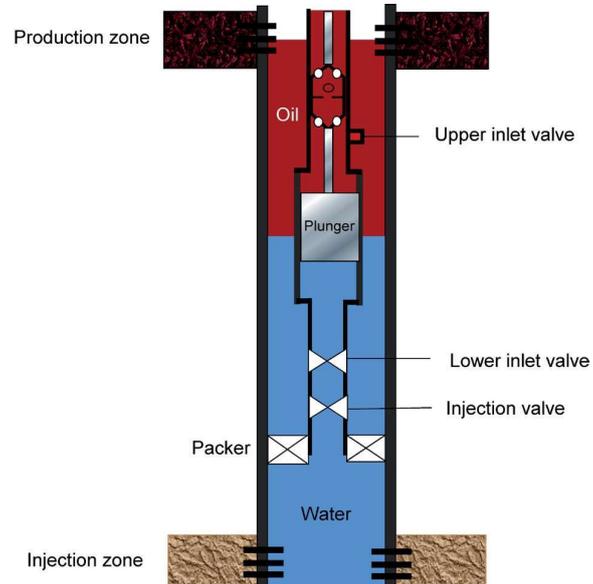


Figura 6. Sistema de separación DOWS por gravedad.

Fuente: Gao et al (2007).

El funcionamiento de este sistema es similar a uno de bombeo mecánico, se tiene una entrada de fluidos en la parte superior, poco más por encima del contacto de agua y crudo, que al separarse los fluidos dentro del sistema y cuando el émbolo asciende, el crudo va a superficie. En la apertura inferior, que está localizada por debajo del contacto de agua y crudo, ingresa agua a la cámara inferior cuando el émbolo asciende y es inyectada directamente al yacimiento cuando éste desciende. Es importante destacar que este sistema depende directamente del nivel de fluido en el yacimiento, pues un mal cálculo o disminución abrupta del nivel de fluidos hará que se empiece a inyectar crudo a la formación ocasionando daños en las paredes del pozo.

1.3. Componentes Principales de un Sistema DOWS

Un sistema DOWS debe contar con una serie de herramientas que pueden llegar a variar dependiendo del diseño y condiciones del pozo. No obstante, los componentes que aquí se mencionan no son estrictamente necesarios, pero si son recomendados por experiencias anteriores, (Loginov & Shaw, 1997).

1.3.1. Separador tipo Hidrociclón

Este separador debe contener el sistema que genera los hidrociclones empacados en una carcasa. Los tamaños más comunes para este separador son de 4 ½", 5 ½" y 7 5/8" y puede soportar hasta dos, cinco o diez tubos para hidrociclones respectivamente.

1.3.2. Bomba Primaria

Esta bomba es la encargada de tomar el fluido del yacimiento y presurizarlo para lograr la separación y posterior inyección. La selección de esta bomba debe considerarse que tenga una alta eficiencia hidráulica y una velocidad considerable para generar los hidrociclones en el separador.

Generalmente, un arreglo DOWS usa como bombas un sistema ESP para la producción e inyección de los fluidos, un variador de velocidad y un cable de potencia para la comunicación entre el motor y el variador.

1.3.3. Sellos Primarios

Estos sellos se instalan en el fondo del pozo con el fin de poder proveer un aislamiento entre las zonas de producción e inyección. Es importante brindar este sello entre estas zonas para evitar interferencia de los fluidos y recirculación de los mismos.

1.3.4. Motor Eléctrico

Este motor debe poseer la misma alta eficiencia y confiabilidad que los usados convencionalmente en los sistemas de bombeo electrosumergible (ESP).

1.3.5. Válvula anti retorno

Se recomienda usar este tipo de dispositivos justo debajo del separador para prevenir cualquier retorno de fluidos hacia la o las bombas cuando estas estén apagadas.

1.3.6. Válvula para el Control de Pérdida de Fluido

Esta válvula se debe colocar debajo del empaque/sello y debe ser instalada para poder cerrar o aislar la zona de inyección para prevenir pérdida de fluidos o un influjo. Se debe instalar en la sarta de producción y debe poder operarse mecánicamente.

1.3.7. Instrumentos de medición

Existe una alta variedad de instrumentos que pueden ayudar a monitorear y controlar todo el sistema tanto de producción como de inyección. Se recomienda un manómetro para llevar control de la presión y temperatura a la entrada del ESP de inyección. Esta presión se monitorea con el fin de poder mantenerla por encima de la presión de burbuja del crudo para evitar la formación de gas y la temperatura para detectar sobrecalentamiento por el cambio en las condiciones del pozo como obstrucción del motor.

1.4. Factores que afectan el Rendimiento de un Sistema DOWS

1.4.1. Eficiencia en la separación del crudo

Esta eficiencia es el porcentaje de crudo que sale del separador respecto del fluido total que ingresa al mismo. La forma de obtener este parámetro es usando la Ecuación 1:

$$Eff = \frac{Q_{aceite-salida}}{Q_{aceite-entra}} \cdot 100 \quad [1]$$

Donde $Q_{aceite-salida}$ es el flujo de crudo separado que va a superficie y $Q_{aceite-entra}$ es el flujo de fluidos que entra al separador. Como se ha mencionado anteriormente, no todo el crudo se separa del agua en un hidrociclón, siempre queda cerca del 10 al 15% de agua que va a superficie (Awab and Mohammed, 2015). Igualmente, las partículas de crudo que quedan en el agua que se vuelve a inyectar (entre 10 a 200 ppm) pueden generar daños en la formación.

1.4.2. Caída de la Presión

Bajo operaciones normales, existen dos caídas de presión en un hidrociclón. Una de estas es la diferencia entre la entrada y rechazo, mientras la otra es entre la entrada y salida. El cociente entre estas dos diferencias se denomina relación de diferencia de presiones (PDR por sus siglas en inglés: pressure difference ratio) y se define como se muestra en la Ecuación 2:

$$PDR = \frac{P_{entrada} - P_{rechazo}}{P_{entrada} - P_{salida}} \quad [2]$$

Donde $P_{entrada}$ se refiere a la presión del fluido en la entrada del hidrociclón, $P_{rechazo}$ es la presión con la que sale el crudo por la parte superior del hidrociclón y P_{salida} es la presión con la que sale el agua separada. Para un sistema DOWS con hidrociclón se tiene que generalmente este parámetro se encuentra entre 5 a 90 psi dependiendo de su tamaño. Este valor de PDR es significativamente mayor con este sistema en comparación a otros dado que el hidrociclón necesita girar el fluido entrante lo que significa que necesita mucha más energía (Abdullah and Ahmed, 2015)

1.4.3. Temperatura

La temperatura puede llegar a afectar un sistema DOWS con hidrociclón, esto se debe a que la temperatura disminuye la viscosidad de los fluidos a tal punto que la eficiencia de la separación del agua se reduce significativamente. Este sistema requiere que la densidad mínima

del fluido de entrada sea de 985.052 kg/m^3 (120 API) y la temperatura máxima de operación sea alrededor de 130°C (266°F) (Patel et al, 2020).

1.5. Problemas Asociados con DOWS

Los problemas que se describen a continuación son basados en la experiencia de otros estudios llevados a cabo por distintos autores.

1.5.1. Declinación de la Inyectividad

La tecnología DOWS, como se ha mencionado anteriormente, cumple la función no solo de separar los fluidos en el pozo, sino que también hacer inyección de la misma agua separada, es por esto que la zona de inyección debe ser apta para tal fin, esto significa que debe tener la suficiente porosidad y permeabilidad que pueda permitir desempeñar esta labor.

La disminución de la Inyectividad es uno de los grandes retos de esta tecnología, puesto que algunos de los distintos contaminantes que puede tener el agua separada hace que se produzcan daños en la formación causando consigo una disminución progresiva de la inyección de agua. Un ejemplo de esto se ilustra en la Figura 7 el cual muestra la disminución de la Inyectividad en el yacimiento Siri, al sur del Golfo Pérsico, la cual disminuyó de 9100 barriles de agua por día en 1984 a 2200 barriles de agua por día en 1990 (Moghadasi et al, 2004).

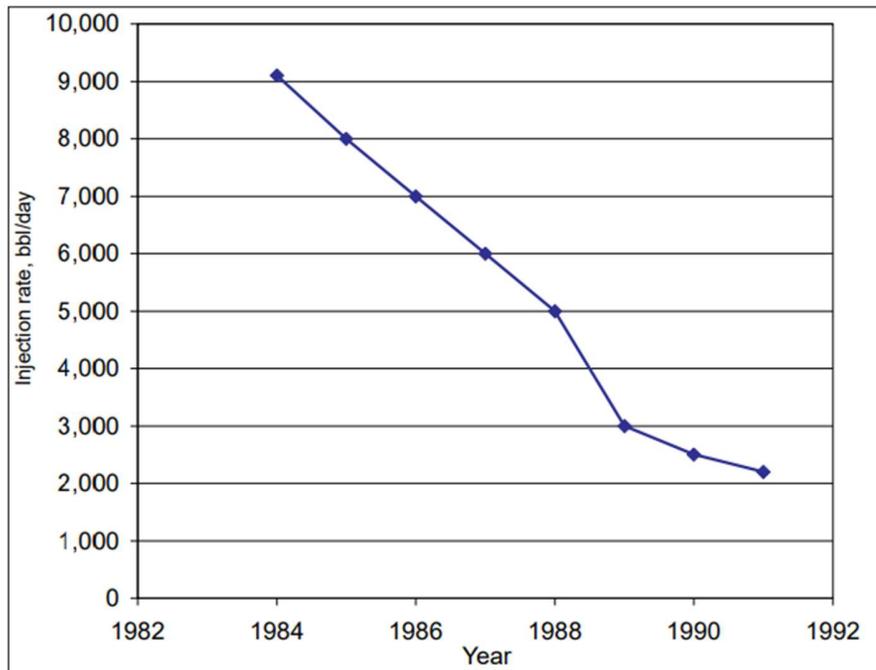


Figura 7. Historial de inyección de agua en un pozo del yacimiento Siri.

Fuente: Gao et al (2007).

1.5.2. Taponamiento por Sólidos

El exceso en la producción de arena provoca no solo daños en la zona de inyección sino también conlleva a fallos mecánicos prematuros de los separadores, bombas y tuberías.

1.5.3. Problemas de Aislamiento

El proteger de manera integral el yacimiento en la zona de producción es crucial, pues si este no se hace de la mejor manera el agua separada llegaría a migrar a esta zona detrás del casing causando daños en la integridad del pozo y de igual forma socavar hasta llegar a una pérdida sustancial de fluidos.

1.5.4. Problemas Mecánicos o Corrosión

Al hacer instalaciones de separadores en la parte interna del pozo indica un gran reto, esto dado a que los canales por donde circulan los fluidos por la bomba y el motor tienen una sección transversal muy pequeña, lo cual conlleva a tener unas altas velocidades de flujo acarreado así la posibilidad de presentar problemas por erosión y/o corrosión. De igual manera, los problemas mecánicos se presentan mayoritariamente en pozos desviados, esto debido a que las tuberías para la desviación de los fluidos son de pared delgada el daño de estos es casi que inminente.

1.6. Beneficios

Los sistemas de separación de agua-crudo en el fondo (DOWS) tienen cuantiosos beneficios en su aplicación tales como económicos, disminución de costos, aumento de duración de las facilidades de superficie, beneficios ambientales entre otros. Cada uno de estos beneficios serán descritos tomando en cuenta distintos autores que han usado este tipo de tecnología.

1.6.1. Beneficio Económico

- **Incremento de la producción de crudo:** el hacer uso de esta tecnología se ayuda a incrementar la producción de crudo y disminuir la de agua. En un estudio llevado a cabo por Veil *et al* (1999) indica que 19 de las 37 instalaciones de DOWS que llevaron a cabo presentaron un aumento en la producción de crudo con valores entre el 106% y el 162%.

De acuerdo con Blanco & Davies (2001) existen dos posibilidades de la aplicación de los sistemas DOWS, en tiempos tempranos en la vida del yacimiento como se muestra en la Figura 8, donde se llega al límite económico más rápido que sin aplicar

esta tecnología, sin embargo, el volumen de producción acumulada es mayor en el área A (aplicando DOWS) que en el área B (sin aplicación de DOWS); o aplicarlo en tiempo tardío muy cercano a alcanzar el límite económico, véase Figura 9, con el fin de prolongar la vida del yacimiento y recuperar más petróleo.

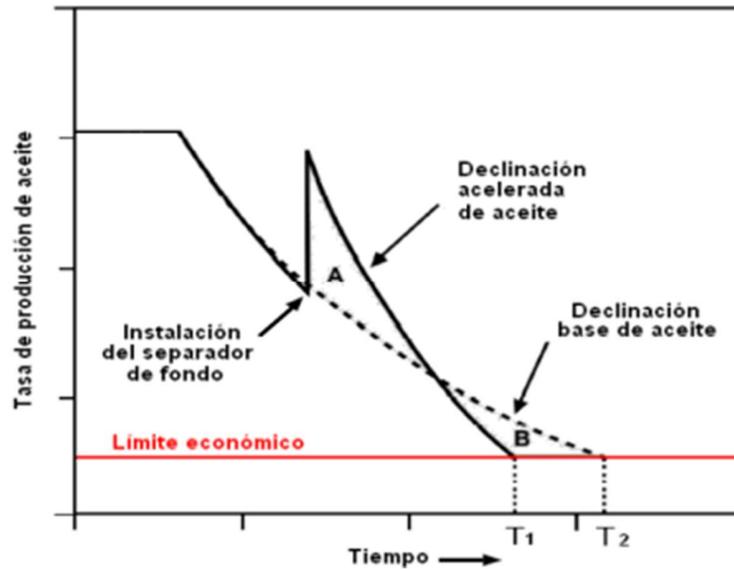


Figura 8. Tendencia de la producción de crudo bajo la influencia en tiempos tempranos de la tecnología DOWS.

Fuente: Blanco and Davies (2001).

- **Reducción del consumo de energía:** de acuerdo con experiencias obtenidas por Shaw (2000) e ilustradas en la Figura 10, se tiene que la reducción del consumo de energía en un sistema DOWS con ESP (también denominado como SubSep) tiende a ser menor en comparación con un sistema de ESP convencional. Esto principalmente lo atribuye a la eliminación de las pérdidas por fricción en la producción y reinyección del agua producida. De igual manera, el consumo llega a ser menor dado que se eliminan ciertos

procedimientos en superficie como es el tratamiento y la disposición final del agua producida.

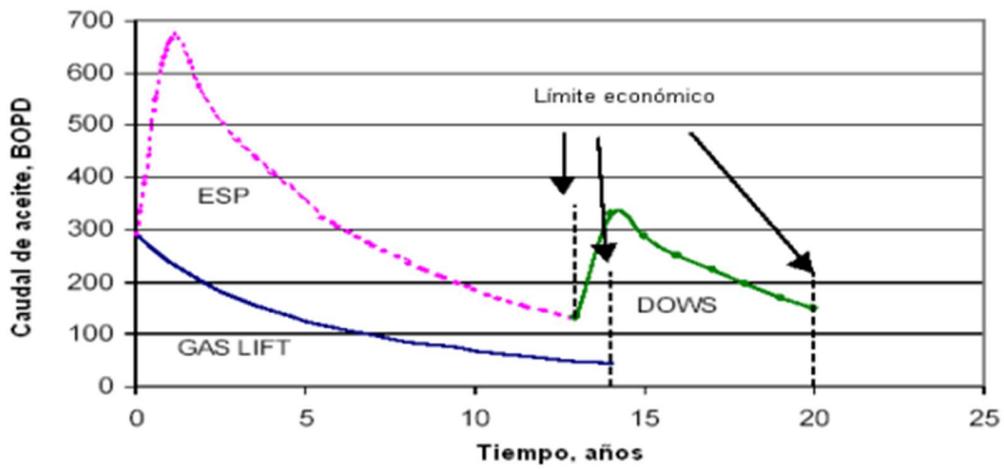


Figura 9. Efectos sobre la producción de crudo en tiempos cercanos al límite económico usando DOWS.

Fuente: Blanco & Davies (2001).

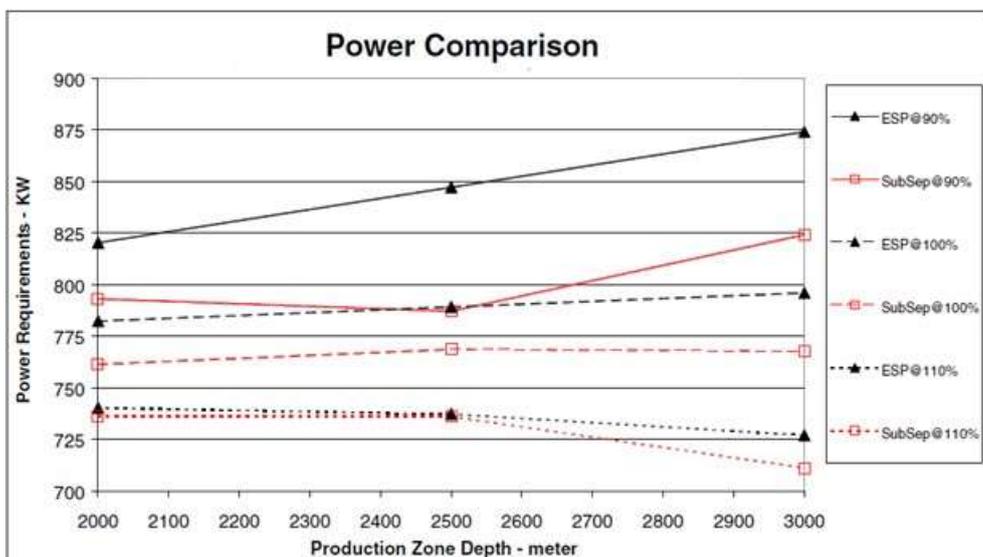


Figura 10. Uso de la energía: comparación entre sistema convencional ESP e inyección vs. sistema DOWS-ESP.

Fuente: Shaw (2000).

- **Menor costo en facilidades y sistemas de recolección:** el incremento desmesurado en la producción de agua puede generar ciertos inconvenientes en superficie teniendo que tener la capacidad de poder ampliar el sistema de facilidades, es decir, se requerirán más equipos en superficie para poder tratar y almacenar dicha agua. No obstante, el uso de la separación en fondo (DOWS) puede disminuir esta producción de agua entre el 50 a 70%, lo que conlleva a una disminución de la carga hacia las facilidades y el sistema de almacenamiento y recolección de esta agua producida. Sin embargo, de acuerdo con Verbeek (1998) se debe tener cuando mucho un 50% de corte de agua en la producción a superficie, esto con el fin de poder evitar que al tratar de disminuir este corte de agua se haga una mayor inyección de crudo de la debida al yacimiento y termine ocasionando daños en la formación.
- **Reducción de costos ambientales:** en este caso los costos se reducen en dos situaciones diferentes; en la reducción de la producción de agua de yacimiento dado a la utilización de la tecnología DOWS, la cantidad de agua es menor a tratar y verter, por ende, el costo y daño ambiental se reduce considerablemente y, por otro lado, la disminución en tratamientos para la eliminación de la emisión de gases como el dióxido de carbono y el ácido sulfhídrico (Shaw & Fox, 1998).

1.6.2. Ambientales

- Reducción en el riesgo de contaminación por derrames o escape de agua hacia el medio ambiente debido a las altas presiones que se manejan en los sistemas de inyección (Jokhio et al, 2022).

- Reducción en las emisiones de dióxido de carbono y ácido sulfhídrico debido a que se disminuye la producción de agua a superficie.
- Disminución del riesgo e impacto ambiental en cuerpos de agua someros y subterráneos o superficiales, esto gracias a que se disminuye la producción de agua y el vertimiento de la misma (Suarez & Abou-Sayed, 1999).

1.6.3. Yacimiento y Pozo

- **Yacimiento:** la implementación del sistema DOWS, como ya se ha mencionado en reiteradas ocasiones, el agua separada es reinyectada en el mismo pozo haciendo que la presión del yacimiento no disminuya abruptamente sino más bien, lograr un mantenimiento de la misma y que sea más estable. Adicionalmente, esta reinyección ayuda a mejorar la producción de crudo por medio del barrido y lograr tener un mejor control sobre el acuífero (si lo hay) presente en el yacimiento (Schrenkel, 1997).
- **Columna hidrostática:** de acuerdo con Shaw (2000), como la cantidad de fluido que viaja a superficie debido a la separación del agua en el fondo, la presión hidrostática sobre la zona perforada se reduce de tal forma que el índice de productividad del pozo aumenta considerablemente, por consiguiente, la vida útil del yacimiento se alarga y la cantidad de crudo recuperado es mayor.
- **Líneas de flujo:** como se ha mencionado en el apartado 1.5.4, los problemas por corrosión disminuyen al igual que el taponamiento, desgaste y abrasión de las tuberías de producción debido a la disminución de la producción de agua.

1.7. Limitaciones

- El costo de inversión inicial para la adquisición e instalación de las herramientas necesarias para implementar un sistema DOWS es mucho mayor comparado con un sistema de producción convencional (Jokhio et al, 2022).
- Se puede presentar un problema de flujo cruzado entre el agua separada y los fluidos producidos si no se lleva a cabo un adecuado aislamiento entre las zonas de producción e inyección (Jokhio et al, 2022).
- Si hay presencia de sustancias que puedan provocar la corrosión y/o abrasión, existe una alta posibilidad de que los elementos del sistema DOWS fallen conllevando así al parar producción para retirar las herramientas y lograr su reparación (Veil et al, 1999).
- Teniendo en cuenta que esta tecnología se utiliza principalmente en pozos antiguos en donde la tubería de revestimiento ya se puede encontrar desgastada, esta puede llegar a presentar fallas por las altas presiones que se pueden llegar a manejar (Scaramuzza et al, 2001).
- Presenta una posibilidad muy alta de falla. De acuerdo con Jokhio et al (2022), las herramientas usadas en este sistema pueden llegar a fallar por mala elección de los componentes, presencia de arena, presencia de gas, entre otros.

1.8. Antecedentes

La información existente de campos en donde se haya hecho la aplicación de la tecnología DOWS es limitada, sin embargo, Veil et al (1999) presentan la información de 37 pozos con distintas configuraciones de DOWS los cuales se pueden ver detalladamente en el Anexo 1. Los datos allí presentados cuentan con la información disponible en ese momento como lo es:

- Nombre del operador
- Nombre del pozo
- Campo de producción
- Estado o provincia donde se ubica
- Nombre de la formación productora
- Litología de la formación productora
- Tipo de DOWS instalado
- Diámetro del revestimiento de producción
- Zona de inyección
- Inyectividad
- Presión diferencial de inyección
- Separación entre la zona de producción e inyección
- Producción de crudo antes y después de la instalación DOWS
- Producción de agua antes y después de la instalación DOWS
- Fecha de inicio

- Fecha de finalización
- Fuente de información

Desde una perspectiva general, los autores indican que 27 de estas instalaciones se encuentran en Canadá (18 en Alberta, 7 en Saskatchewan, 1 no especificado) y 10 en Estados Unidos (5 en Texas, 2 en Wyoming, y 1 en cada uno de Colorado, New Mexico e Illinois). De las instalaciones hechas con hidrociclones (21), 11 de estas fueron en una tubería de revestimiento de 7 pulgadas, 8 en una de 5.5 pulgadas, 1 en 8.625 pulgadas y la restante no especifica; las restantes 16 instalaciones fueron con el DOWS de tipo separación por gravedad, en donde 3 fueron en una tubería de revestimiento de 7 pulgadas, 9 en una de 5.5 pulgadas y el restante no especificó.

En cuanto a la litología de la formación donde se encuentran ubicados estos pozos, 20 de ellos son de tipo carbonatados y el restante en formaciones de arenisca. En las formaciones carbonatadas se dio un incremento medio del 47% adicional en la producción de crudo en comparación con las areniscas que fue del 17%, adicionalmente la reducción en la producción de agua se disminuyó en 88% para las formaciones carbonatadas y un 78% para las areniscas.

Por otra parte, la producción de crudo incrementó en 19 de las instalaciones, disminuyó en 12, se mantuvo igual en 2 y en 4 de ellos no se especificaron los datos. Para los sistemas que contaban con el hidrociclón, 11 de ellos mostraron incremento en la producción, en 7 se disminuyó y los 3 restantes no especificaron. Para los de tipo separador por gravedad, 8 de los pozos mostraron incremento, en 5 se disminuyó y en 3 no especificaron. Dentro de este marco de ideas, la reducción en la producción de agua para las instalaciones con hidrociclón mostró una disminución del 29 al 97%, mientras los de tipo gravedad la reducción fue del 14% al 97%.

1.8.1. Sudeste de Saskatchewan

En esta región 7 pozos han tenido una instalación de la tecnología DOWS, en donde 4 de ellos fueron de tipo hidrociclón y los otros 3 por gravedad. Las propiedades de la formación en donde están estos pozos tienen una presión de yacimiento de 2600 psi, una temperatura entre 145 a 155°F, una porosidad entre 10 a 17%, la permeabilidad varía entre 10 a 20 milidarcy y la gravedad API ronda entre los 29 a 35 grados. La Tabla 2 muestra la producción de crudo y agua de estos pozos antes y después de la instalación del DOWS. La producción promedio incrementó en 30% mientras la producción promedio de agua se redujo en un 90%.

1.8.2. Centro-Este de Alberta en arenas del cretácico inferior

En esta región 7 pozos han tenido una instalación de la tecnología DOWS, en donde 6 de ellos fueron de tipo hidrociclón y 1 por gravedad. Estas arenas son una mezcla entre lutitas marinas y arenas mixtas (marinas y fluviales) con un espesor de 900 pies aproximadamente. Esta formación suele ser muy porosas y con permeabilidades superiores a 1 darcy, sin embargo, la arena encontrada es principalmente muy fina y está separada por lutitas (Hayes et al, 1994). En esta área, el crudo suele tener una gravedad API de 38° en la parte de Alliance y unos 17.5° en los pozos Hayter en Chatwin.

La Tabla 3 muestra la producción de crudo y agua para estos pozos tanto antes como después de la instalación DOWS. La producción media se incrementó en un 60% mientras la reducción del agua se dio en un 80%. No obstante, la producción de crudo disminuyó en 3 pozos, siendo la más significativa en el pozo Provost 00/16-5 operado por PanCanadian con una reducción del 59%.

Tabla 2. Volumen de Producción para las instalaciones de DOWS en Saskatchewan

Operador y Pozo	Tipo de DOWS	Producción (bbl/día a superficie)			
		Antes de DOWS		Después de DOWS	
		Crudo	Agua	Crudo	Agua
Talisman Creelman 3c7-12	Hidrociclón	113	2,516	277	126
Talisman Handsworth 4d8-16	Hidrociclón	88	1,700	50	189
Tri-Link Bender 9-30	Hidrociclón	35	976	35	227
Talisman Handsworth 2d5-13	Hidrociclón	63	1,260	38	63
Talisman Tidewater 4-27	Gravedad	16	252	33	139
Richland Parkman 1-17	Gravedad	20	220	15	190
Southward 11-13	Gravedad	24.5	458	16	-
Promedio		51	1,229	66	156

Fuente: Veil et al (1999)

1.8.3. Arrecifes de Alberta Central

En esta región, la totalidad de pozos con DOWS es de nueve, de los cuales 4 cuentan con separador por gravedad y 5 con hidrociclón. La formación presente data del devónico medio (grupo Beaverhill) y devónico superior (formaciones Woodbend o Winterburn), estas zonas de producción cuentan con buena cavidad porosa y una alta permeabilidad (Odale and Munday, 1994). La Tabla 4 muestra la producción de crudo y agua antes y después de las instalaciones

DOWS, en donde la producción promedio de crudo incrementó en un 150% en los pozos con separador de hidrociclón, mientras para los que tienen separador de gravedad disminuyó. En cuanto a la producción de agua esta tuvo una disminución del 85% en ambos tipos de DOWS. Debe señalarse que el pozo Sylvan Lake operado por Tristar no reporta la producción de crudo, y el pozo Sylvan Lake 00/08 operado por Crestar tuvo una disminución del 92% de la producción de crudo.

Tabla 3. Volumen de Producción para las instalaciones de DOWS en el Centro-Este de Alberta

Operador y Pozo	Tipo de DOWS	Producción (bbl/día a superficie)			
		Antes de DOWS		Después de DOWS	
		Crudo	Agua	Crudo	Agua
Pinnacle-Alliance 7C2	Hidrociclón	44	380	100	95
Pinnacle-Alliance 06D	Hidrociclón	25	820	100	160
Pinnacle-Alliance 07C	Hidrociclón	38	1,200	37	220
PanCanadian Provost 11c-5	Hidrociclón	21	690	17	no data
PanCanadian Provost 11a2-5	Hidrociclón	34	979	14	no data
PanCanadian Provost 00/16-5	Hidrociclón	9.4	546	16	no data
Talisman Hayter	Gravedad	25	250	32	25
Promedio		28	715	45	148

Fuente: Veil et al (1999)

1.8.4. Este de Texas

En este campo se tienen cuatro instalaciones de DOWS donde todas son con separador por gravedad. En cuanto a la formación, esta se caracteriza principalmente por ser una arenisca con porosidad promedio de 25%, permeabilidad media de 1.3 darcy, el crudo posee una gravedad API de 38° y la zona productora tiene un espesor alrededor de los 38 pies. La tabla 5 muestra la información de la producción de crudo y agua tanto del antes como del después de la instalación del DOWS, en donde la producción promedio de crudo fue incrementada en un 112.5% mientras la reducción media de la producción de agua fue del 40%. Sin embargo, no existen datos registrados para el pozo Texaco SU 1040 debido a que en un inicio no hubo buenos resultados y decidieron retirar la instalación antes de tiempo.

Tabla 4. Volumen de Producción para las instalaciones de DOWS en los arrecifes de Alberta Central

Operador y Pozo	Tipo de DOWS	Producción (bbl/día a superficie)			
		Antes de DOWS		Después de DOWS	
		Crudo	Agua	Crudo	Agua
Imperial Redwater #1-26	Hidrociclón	19	1,780	24	59
Anderson 08-17	Hidrociclón	176	3,648	264	264
Gulf Canada 02/12-01	Hidrociclón	21	1,038	117	217
PanCanadian 00/07-09 Bashaw	Hidrociclón	19	352	62	250

PanCanadian 00/02-09 Bashaw	Hidrociclón	13	428	164	239
Chevron PNB 14-20	Gravedad	75	517	84	14
Talisman South Sturgeon	Gravedad	27	932	26	179
Tristar Sylvan Lake	Gravedad	35	403	no data	57
Crestar Sylvan Lake 00/08	Gravedad	25	315	2	54
Promedio		46	1,001	93	149

Fuente: Veil et al (1999)

Tabla 5. Volumen de Producción para las instalaciones de DOWS al este de Texas

Operador y Pozo	Tipo de DOWS	Producción (bbl/día a superficie)			
		Antes de DOWS		Después de DOWS	
		Crudo	Agua	Crudo	Agua
Texaco Dickson #17	Gravedad	3	184	10	126
Texaco SU 1040	Gravedad	no data	no data	no data	no data
Chevron Shepard #65	Gravedad	7	269	16.5	127
Texaco Ingram	Gravedad	15	no data	26	150
Promedio		8	226	17	134

Fuente: Veil et al (1999)

Capítulo 2. Criterios de Selección

La instalación de un sistema DOWS puede llegar a ayudar a reducir los costos de almacenamiento, tratamiento y separación de agua, e inclusive aumentar la producción de petróleo; sin embargo, no todos los pozos pueden estar en condiciones óptimas para la instalación de este. Diversos expertos han llevado a cabo estudios significativos y han encontrado distintos criterios que pueden ser de utilidad para encontrar un buen pozo que sea candidato para la instalación de este tipo de sistema de separación de fluidos.

Matthews et al (1992), expusieron ciertos criterios que utilizaron para la elección de pozos para la implementación de sistemas DOWS en el yacimiento Alliance, en el este de Alberta, Canadá. De acuerdo a la producción del yacimiento, los pozos deberían tener una relación de agua-crudo con valor de 8:1 o mayor y tener una producción de al menos 1260 bbl/día. El yacimiento debería tener reservas suficientes para la implementación y proveer una zona para la reinyección del agua separada. El tamaño del revestimiento debe ser de al menos 5.5 pulgadas de diámetro y, el pozo debe contar con una buena integridad mecánica y una separación de al menos 80 pies entre la zona de producción y la de reinyección.

Posteriormente, Peats and Schrenkel (1997), describieron los criterios para la selección de los pozos candidatos en el yacimiento Swan Hills Unit One en Alberta, Canadá. Se deben considerar solo los pozos que contengan un corte de agua de 94%, el tamaño del revestimiento debería ser de 7 pulgadas para maximizar la producción, preferiblemente que no tengan ni hayan tenido presencia de asfaltenos e incrustaciones y, además, que no tengan una alta relación de gas-crudo. Stuebinger et al (1997), indicaron que el pozo debería tener una zona de inyección adecuada y que esté aislada de la zona de producción, la presión de inyección no debe ser muy

alta, el gradiente de presión de inyección debe ser menor a 0.45 psi por pie de profundidad, la tubería de revestimiento debe estar en condiciones de poder soportar la instalación de empaques y poder soportar las presiones de trabajo, el pozo debe ser vertical y la gravedad API del crudo a producir debe ser de al menos 15°.

Diversos autores, adicionales a los mencionados, han estudiado diversos escenarios para los cuales se pueden obtener unas altas posibilidades de que la aplicación de un proyecto DOWS sea beneficioso para la compañía. Para esto, los autores proporcionaron una serie de criterios y el valor mínimo o máximo que debería tener el pozo para una correcta aplicación de esta tecnología.

2.1. Corte de Agua

Existe un alto nivel relacional entre una alta producción de agua y el poder implementar un separador de agua y crudo en el fondo, dado que al producir con un alto corte de agua los costos asociados al tratamiento, disposición y almacenamiento de la misma es alto, en cambio, al aplicar este sistema, la mayor cantidad de agua se utilizará para reinyección en el pozo y una cierta porción subirá a superficie; es en ese momento en donde se ve la reducción de costos, menor producción de agua menor será el costo para su tratamiento. En la tabla 6 se muestran los valores mínimos de corte de agua que debería tener el pozo a ser candidato relacionados por autor.

Tabla 6. Corte de agua mínimo requerido para la aplicación de DOWS por diversos autores.

Corte de Agua (%)	
Scaramuzza et al (2001)	> 80
Suarez & Abou-Sayed (1999)	> 60
Tubel and Herbert (1998)	> 80
Bowers et al (2000)	> 95
Shaw (2000)	> 65
Schlumberger	> 80
Read Well Services	> 80

Fuente: Grimaldos (2010)

2.2. Gravedad y Viscosidad de los fluidos

Para que la eficiencia de la separación no se vea afectada, sobre todo si se implementa el separador tipo hidrociclón, debido a la gravedad API del crudo. Una baja gravedad API en el crudo hace que esta tienda a emulsionarse de una manera más fuerte con el agua haciendo que su separación no sea del todo como se espera, sin embargo, una alta gravedad API facilitaría más este proceso de separación. Por otra parte, la viscosidad de los fluidos también interfiere en este proceso haciendo que, al tener altas viscosidades, el fluido no formará el hidrociclón deseado, por consiguiente, la separación de los fluidos es más difícil, sin embargo, a una menor viscosidad, los fluidos tienen una mayor tendencia a formar adecuadamente el hidrociclón facilitando su separación. De acuerdo con Ogunsina y Wiggins (2005), esta propiedad no debería superar los 5 cP para que la eficiencia de la separación no sea afectada. La Tabla 7 muestra los valores mínimos recomendados por diversos autores para el valor de la gravedad API.

Tabla 7. Gravedad API mínima requerida para la implementación de un sistema DOWS.

Gravedad API del Crudo, °API	
Scaramuzza et al (2001)	>16
Shaw (2000)	>24
Schlumberger	>20
Suarez & Abou-Sayed (1999)	>30

Fuente: Grimaldos (2010)

2.3. Producción de arena

Es importante tener en cuenta que una alta producción de arena afecta de cierta manera a los elementos que componen un sistema DOWS, en especial a la bomba, ocasionando abrasión interna debido a las altas velocidades manejadas. Adicionalmente, al tener una alta producción de arena se puede conllevar a tener problemas de taponamiento en la zona de inyección, debido a esto, la presión de inyección puede aumentarse a tal punto que los equipos utilizados no puedan soportarla y haya que realizar algún cambio antes de lo previsto. De acuerdo con Schlumberger, la producción máxima que debe tener el pozo en cuanto a arena debe ser menor a 100ppm.

2.4. Tasa de Flujo y Gas Intake en el sistema

La presencia de gas puede afectar la eficiencia del separador, pues una producción de gas entrante al hidrociclón no permite una correcta separación de los fluidos de interés (agua y crudo). De acuerdo con Schlumberger la producción de gas intake debe ser menor al 10% mientras para Red Well Services es del 2%.

Por otra parte, la tasa de flujo mínima a la entrada del separador debe ser lo suficientemente alta para alcanzar una velocidad tal que la eficiencia en la separación no se vea afectada. Según Suarez (1999) la tasa mínima debe ser de 500 barriles de fluido por día, y diversos autores, como se muestra en la Tabla 8, indican una cantidad de producción de fluidos máxima para no limitar el potencial del pozo.

Tabla 8. Máxima tasa de producción manejada por un sistema DOWS.

Máxima tasa de producción, BFD	
Schlumberger	8000
Bowers et al (2000)	25000
Blanco	16000
Red Well Services	20000

Fuente: Grimaldos (2010)

2.5. Resumen general criterios selección

Conforme a lo que se ha mencionado en los apartados anteriores, en este se realiza una compresión y resumen de valores mínimos y máximos que los autores han propuesto para la implementación de un sistema DOWS. En la Tabla 9 se muestran los datos.

Tabla 9. Características generales que debe tener un pozo para ser candidato idóneo a instalación de DOWS.

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 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/cm ³ .	0.034	N/A
Tasa de Producción, BFD	500	20000

Capítulo 3. Desarrollo del Programa para la Selección de Pozos Candidatos

Con el propósito de generar un valor agregado al programa que se llega a desarrollar, este se realizó haciendo uso del lenguaje de etiquetas HTML, lenguaje de reglas y estilos CSS y, el lenguaje de programación JavaScript. Los criterios de selección allí utilizados fueron los que se han considerado más relevantes para los autores que se estudiaron en el capítulo anterior, como lo es la producción total, el corte de agua, la gravedad API y la entrada de gas al sistema DOWS.

Los parámetros establecidos por los diversos autores y que se han usado para la selección de los pozos son los mostrados en la tabla 10.

Tabla 10. Criterios de selección de pozos candidatos para la implementación DOWS en el programa desarrollado.

Parámetro	Mínimo	Máximo
Corte de agua, %	60	N/A
Gas intake, %	N/A	2
Gravedad API del crudo, °API	16	N/A
Diferencia de GE, gr/cm ³ .	0.034	N/A
Tasa de Producción, BFD	500	20000

Se añade una sección a este en el cual se utiliza la fórmula de Jokhio et al (2002) para la cuantificación del beneficio esperado por el aumento de la producción de crudo y la disminución de la producción de agua. La Ecuación 3 es la desarrollada por Jokhio et al (2002).

$$Beneficio = Q_o \$_o + Q_i (\$_{lw} + \$_{rw} + \$_{dw}) - impuestos - C_{día} \quad [3]$$

Donde:

Q_o	Caudal de crudo adicional producido (STB/día)
$\$_o$	Precio del crudo en la fecha de producción (\$/STB)
Q_i	Caudal de agua reducida en producción (STB/día)
$\$_{lw}$	Costo de levantamiento de un barril de agua desde el yacimiento a superficie (\$/STB)
$\$_{rw}$	Costo de tratamiento del agua por cada barril producido (\$/STB)
$\$_{dw}$	Costo de levantamiento del agua desde el yacimiento a superficie (\$/STB)
$impuestos$	Impuestos por producción (%tax * Q_o * $\$_o$)
$C_{día}$	Costo operacional por día (\$/día)

Adicionalmente, para el cálculo de este posible beneficio se establecen tres distintos escenarios: 1) optimista, la producción aumenta en un 70% y el agua se reduce en un 80%; 2)

neutral, la producción aumenta en un 50% y el agua se reduce en un 50%; 3) pesimista, la producción aumenta en un 20% y el agua se reduce en un 20%.

3.1. Implementación en HTML

En la Figura 11 se muestra el código desarrollado que permite definir cada una de las partes del componente principal del programa, en este se establece el logo, el título, la cantidad de botones (cada uno con una función a ejecutar diferente usando la sentencia 'onclick'), un contenedor denominado 'contenido' donde se irán mostrando distintas interfaces por cada botón oprimido y finalmente un pie de página con el nombre del autor.

```
1 <!DOCTYPE html>
2 <html>
3
4 <head>
5   <title>Aplicativo DOWS</title>
6   <meta charset="utf-8">
7   <meta http-equiv="X-UA-Compatible" content="IE=chrome">
8   <link rel="stylesheet" href="./css/style.css">
9 </head>
10
11 <body>
12   <div class="container">
13     <div style="display: flex; justify-content: center; flex-wrap: wrap">
14       
16       <h1 class="title">Selección de Candidatos para Tecnología DOWS</h1>
17     </div>
18     <div class="buttons">
19       <button class="button" onclick="recomendaciones()">
20         Inicio
21       </button>
22       <button class="button" onclick="subirArchivo()">
23         Subir Archivo
24       </button>
25       <button class="button" id="datos" onclick="mostrarTabla()">
26         Mostrar Datos
27       </button>
28       <button class="button" id="candidatos" onclick="mostrarCandidatos()">
29         Mostrar Candidatos
30       </button>
31       <button class="button" id="reporte" onclick="generateReport()">
32         Generar Reporte
33       </button>
34       <button class="button" id="beneficio" onclick="beneficioEsperado()">
35         Beneficio Esperado
36       </button>
37     </div>
38     <div id="contenido">
39
40   </div>
41
42 </div>
43 <footer class="footer">Realizado por: Harold Silva, MSC en Ingeniería de Petróleos</footer>
44
45 <script src="js/scripts.js"></script>
46 <script type="text/javascript" src="https://unpkg.com/xlsx/dist/xlsx.full.min.js"></script>
47 </body>
48 </html>
```

Figura 11. Código HTML.

3.2. Implementación de estilos CSS

En este se implementan todos y cada uno de los estilos tanto para las divisiones en la pantalla como para los títulos, botones, mensajes, tablas, etc. Que se vayan a ir mostrando a medida que se avanza en la utilización del programa. En la figura 12 se muestran los estilos aplicados, cabe resaltar que allí aparecen componentes que no están en el HTML definido previamente; estos componentes son los que se van a ir mostrando en el contenedor de ‘contenido’ al pulsar un botón distinto cada vez.

3.3. Implementación código JavaScript (JS)

Esta parte tendrá como objetivo darle el funcionamiento como tal al programa, acá se definen todas las funcionalidades del mismo para poder encontrar una serie de pozos candidatos a partir de la información de un campo de producción proporcionada en un archivo Excel. Como primera medida se tiene que al iniciar el programa se mostrarán una serie de recomendaciones y además, se deshabilitan los botones de mostrar datos, mostrar candidatos, generar reporte y beneficio esperado, dado que como aún no se ha cargado ningún archivo estos no deberían estar funcionando hasta ese momento. Esta funcionalidad se ve establecida por el código mostrado en la figura 13.

```

1 .formInput {
2   font-size: 1.5rem;
3   font-family: inherit;
4   padding: 2px 0 2px 5px;
5   width: 150px;
6 }
7
8 .formLabel {
9   font-size: 1.8rem;
10 }
11
12 .form.beneficio {
13   margin-top: 10px;
14   display: inline-block;
15 }
16
17 #resultado {
18   width: fit-content;
19   height: fit-content;
20   color: #311444;
21   background-color: rgba(255, 255, 255, 0.1);
22   font-size: 1.4rem;
23   padding: 1px 25px;
24   margin: 30px auto 0px;
25   border-radius: 10px;
26   box-shadow: 0 5px 10px rgba(131, 121, 121, 0.2);
27   text-shadow: 0 5px 10px rgba(255, 250, 250, 0.2);
28 }
29
30 #opciones{
31   font-size: 1.5rem;
32   font-family: inherit;
33   padding: 2px 0 2px 5px;
34   width: 150px;
35 }
36
37 .upload {
38   padding: 20px 0 20px 30px;
39   width: 2%;
40   min-width: fit-content;
41   margin: 20px auto;
42   background-color: #e48882f;
43   border-radius: 20px;
44   border: 1px dashed gray;
45   box-shadow: 0 0 20px rgba(0, 0, 0, 0.2);
46   font-size: 1.5rem;
47 }
48
49 .upload>.file-upload-button{
50   font-size: 1.35rem;
51 }
52
53 .footer {
54   background-image: linear-gradient(to right,
55     rgba(214, 100, 243, 0.5), white,
56     rgba(131, 100, 243, 0.5));
57   color: rgb(0, 0, 0);
58   font-weight: bold;
59   font-size: 1rem;
60   letter-spacing: 1px;
61   padding: 10px;
62   text-align: center;
63   position: fixed;
64   bottom: 0;
65   left: 0;
66   width: 100%;
67 }

```

```

1 .button.disabled {
2   color: rgb(167, 161, 161);
3   opacity: 0.5;
4   cursor: not-allowed;
5   box-shadow: inset 0 0 1px rgba(0, 0, 0, 0.1);
6 }
7
8 table {
9   width: 100%;
10  border-collapse: collapse;
11 }
12
13 .table {
14   background-color: rgba(255, 255, 255, 0.6);
15   box-shadow: 0 5px 10px rgba(0, 0, 0, 0.1);
16   border-radius: 5px;
17   margin: 20px;
18   padding: 20px;
19   backdrop-filter: blur(10px);
20 }
21
22 th,
23 td {
24   padding: 10px;
25   text-align: left;
26   border-bottom: 1px solid #c0c0a0;
27 }
28
29 th {
30   background-color: #f4a4ca;
31   color: white;
32   font-weight: bold;
33 }
34
35 tr:hover {
36   background-color: #c2b0e6;
37   transition: background-color 0.3s ease-in-out;
38 }
39
40 tr:hover td {
41   border-bottom-color: white;
42   border-top-color: white;
43 }
44
45 tr>td(even):hover {
46   background-color: #f2b0e6;
47 }
48
49 tr>td(even) {
50   align-items: center;
51   margin-bottom: 50px;
52 }
53
54 .main {
55   min-width: fit-content;
56   width: 50%;
57   margin: 50px auto 0;
58   padding: 20px;
59   background-color: rgba(255, 255, 255, 0.5);
60   border-radius: 30px;
61   box-shadow: 0 5px 10px rgba(0, 0, 0, 0.2);
62 }
63
64 .main h1 {
65   margin: 0 auto 20px;
66   padding: 0;
67 }
68
69 .rec {
70   text-align: center;
71   font-size: 1.3rem;
72   line-height: 2.5rem;
73 }
74
75 .form {
76   background-color: rgba(255, 255, 255, 0.4);
77   box-shadow: 0 5px 10px rgba(0, 0, 0, 0.2);
78   border-radius: 30px;
79   min-width: fit-content;
80   width: 60%;
81   max-width: 1000px;
82   padding: 30px;
83   line-height: 3rem;
84   margin: 50px auto 0;
85   color: #361299;
86   text-align: center;
87   backdrop-filter: blur(10px);
88   text-shadow: 1px 1px 4px rgba(0, 0, 0, 0.1);
89 }

```

```

1 * {
2   box-sizing: border-box;
3   margin: 0;
4 }
5
6 body {
7   background-image: linear-gradient(to bottom, #3ab5b0 0%,
8     #3d99be 31%, #56317a 100%);
9   font-family: Arial, sans-serif;
10  color: #333;
11  min-height: 100vh;
12  padding: 50px 100px;
13 }
14
15 .container {
16   background-color: rgba(255, 255, 255, 0.3);
17   border-radius: 50px;
18   padding: 50px;
19 }
20
21 img {
22   position: relative;
23   max-width: 150px;
24   max-height: 150px;
25 }
26
27 h1 {
28   text-align: center;
29   font-size: 3rem;
30   font-weight: bold;
31   color: rgba(42, 6, 83, 0.603);
32   text-shadow: 0 2px 4px rgb(156, 118, 192);
33   margin: 50px 0 0;
34   padding: 0.5cm;
35 }
36
37 .buttons {
38   display: flex;
39   justify-content: center;
40   flex-wrap: wrap;
41   margin: 0 auto;
42 }
43
44 .button {
45   background-color: rgba(255, 255, 255, 0.8);
46   color: #3b0c6b2;
47   font-size: 1.5rem;
48   font-weight: bold;
49   border: none;
50   border-radius: 20px;
51   padding: 10px 20px;
52   margin: 10px 10px;
53   box-shadow: 0 5px 10px rgba(0, 0, 0, 0.1);
54   transition: all 0.3s ease-in-out;
55 }
56
57 .button:hover:not([disabled]) {
58   background-color: rgba(196, 144, 255, 0.719);
59   cursor: pointer;
60   transform: translateY(-5px);
61   box-shadow: 0 7px 14px rgba(0, 0, 0, 0.2);
62   color: white;
63 }

```

Figura 12. Estilos CSS aplicados.

```

1 // Deshabilitar los botones de reporte, candidatos, mostrar los datos y beneficio del archivo seleccionado
2 // con el fin de que solo funcionen cuando se haya subido un archivo válido
3 var rep = document.getElementById("reporte");
4 rep.disabled = true;
5 var cand = document.getElementById("candidatos");
6 cand.disabled = true;
7 var dat = document.getElementById("datos");
8 dat.disabled = true;
9 var ben = document.getElementById("beneficio");
10 ben.disabled = true;
11
12 // Función que muestra las recomendaciones más relevantes
13 function recomendaciones() {
14     // se deshabilitan los botones solo cuando se refresca la web dado que el valor de xx vuelve a 0
15
16     var rec = '<div class="main"><h1 class="text-center"> Recomendaciones</h1>'
17     rec += '<div class="rec"><strong>1.</strong> El archivo que contiene los datos debe estar en formato .xls o .xlsx'
18     rec += '<br><strong>2.</strong> Los datos de los pozos deben estar en la primer hoja del archivo subido'
19     rec += '<br><strong>3.</strong> La variable de Producción Total debe ser llamada: Prod Total (Bpd)'
20     rec += '<br><strong>4.</strong> La variable de Corte de Agua debe ser llamada: BS&W (%)'
21     rec += '<br><strong>5.</strong> La variable de Producción de Gas debe ser llamada: Prod Gas Anular (Kpcd)'
22     rec += '<br><em>esto con fin de calcular el <strong>gas intake = Producción de Gas / Producción Total</strong></em>'
23     rec += '<br><strong>6.</strong> La variable de grados API debe ser llamada: API</div></div>'
24     document.getElementById("contenido").innerHTML = rec;
25 }

```

Figura 13. Funcionalidad inicial el programa desarrollado.

Una vez establecido esto, y se pulse el botón de subir archivo, se ejecuta la función en donde se habilita un botón para la subida del mismo, este solo acepta archivos que tengan una extensión .xls o .xlsx, además, los demás botones se vuelven a deshabilitar dando por entendido que el usuario desea subir otro archivo distinto al que está utilizando; esta funcionalidad se muestra en la figura 14.

```
1 // Función que permite establecer el botón para la subida del archivo de excel con los datos a filtrar
2 function subirArchivo() {
3     rep.disabled = true;
4     cand.disabled = true;
5     dat.disabled = true;
6     ben.disabled = true;
7     var html = '<div class="upload"><input type="file" id="archivo" onclick="datosxls()">';
8     html += 'class="file-upload-button" accept=".xls,.xlsx"></div>';
9     document.getElementById("contenido").innerHTML = html;
10 }
```

Figura 14. Función subir archivo, la cual establece un botón para la subida del mismo.

Posteriormente, al pulsar el botón de mostrar datos, se genera la tabla con los datos proporcionado en el Excel subido por el usuario, cabe resaltar que los datos deben estar en la primera hoja del archivo para que no afecte la lectura del mismo. La decodificación y posterior muestra de la tabla de datos se genera con la función de la Figura 15, en la cual al final se habilita el botón de mostrar candidatos.

Una vez habilitado el botón de mostrar candidatos, se puede pulsar para filtrar los datos de acuerdo a las condiciones establecidas previamente, esto lo realiza la función mostrar candidatos que se encuentra en la figura 16, donde a su vez, se habilitan los dos botones restantes, generar reporte y beneficio esperado.

En la figura 17 se muestra la función para generar un reporte de los datos filtrados, este se descarga automáticamente en un archivo de Excel. Finalmente, en la figura 18, se establece la función generar un formulario para ingresar los datos que se piden en la Ecuación 3., al final tiene un botón que llama a la función benefEsperado que es la encargada del cálculo del beneficio esperado, la cual se muestra en la figura 19.

```

1 function mostrarTabla() {
2     //escoge el archivo subido y lo guarda en la variable archivo
3     var archivo = document.getElementById("archivo").files[0];
4     //permite la lectura de los datos desde el archivo de excel
5     var lector = new FileReader();
6     lector.readAsArrayBuffer(archivo);
7     lector.onload = function (event) {
8         var data = new Uint8Array(lector.result);
9         var workbook = XLSX.read(data, {
10            type: 'array'
11        });
12        var sheet_name_list = workbook.SheetNames;
13        var sheet = workbook.Sheets[sheet_name_list[0]];
14        var html = XLSX.utils.sheet_to_html(sheet);
15        // Almacenar los datos de la tabla en la variable global datos
16        datos = XLSX.utils.sheet_to_json(sheet, {
17            header: 1,
18            raw: false
19        });
20
21        // Verificar que se hayan cargado los datos de la tabla
22        if (!datos) return alert('Los datos no se cargaron correctamente, intente de nuevo.');
```

```

23
24        //muestra el encabezado de los datos proporcionados en el excel
25        var html2 = '<div class="table"><table><tr>';
26        for (let j = 0; j < datos[0].length; j++) { // Empezar desde la primera fila (la primera es el encabezado)
27            html2 += '<th>' + datos[0][j] + '</th>';
28        }
29        html2 += '</tr>';
30        //muestra cada uno de los datos correspondiente a los pozos
31        for (let i = 1; i < datos.length; i++) { // Empezar desde la segunda fila (la primera es el encabezado)
32            html2 += '<tr>';
33            for (var k = 0; k < datos[0].length; k++) {
34                if (datos[i][k] === undefined) {
35                    html2 += '<td>' + '-' + '</td>';
36                } else {
37                    html2 += '<td>' + datos[i][k] + '</td>';
38                }
39            }
40            html2 += '</tr>';
41        }
42        html2 += '</table></div>';
43        document.getElementById("contenido").innerHTML = html2; // Mostrar la tabla completa
44        cand.disabled = false; // Se habilita el botón de candidatos para poder filtrar la tabla
45    }
46 }
```

Figura 15. Función para mostrar los datos subidos en un archivo de excel por el usuario en forma de tabla.

```

1 // Función que permite filtrar los datos del archivo según las condiciones para la selección de pozos
2 function mostrarCandidatos() {
3     rep.disabled = false; // Se habilita el botón de generar reporte con los datos filtrados
4     ben.disabled = false; // Se habilita el botón de beneficio esperado con los datos filtrados
5     filtrado[0] = new Array(datos[0].length);
6
7     // Verificar que se hayan cargado los datos de la tabla
8
9     if (!datos) return alert('Los datos no se cargaron correctamente, intente de nuevo.');
```

```

10     var html = '<div class="table"><table><tr>';
11     for (let j = 0; j < datos[0].length; j++) { // Empezar desde la primer fila (la primera es el encabezado)
12         filtrado[0][j] = datos[0][j];
13         html += '<th>' + datos[0][j] + '</th>';
14     }
15     html += '</tr>';
16     var t = 1;
17     for (let i = 1; i < datos.length; i++) { // Empezar desde la segunda fila (la primera es el encabezado)
18         html += '<tr>';
19         //se toma el dato correspondiente a la columna especificada, sea prod total, api, etc.
20         var prodtotal = datos[i][datos[0].indexOf("Prod Total (Bpd)");
21         var bsw = parseFloat(datos[i][datos[0].indexOf("BS&W (%)")]);
22         var api = datos[i][datos[0].indexOf("API");
23         var gas = datos[i][datos[0].indexOf("Prod Gas Anular (Kpcd)");
24         gas_intake = gas / prodtotal;
25         // Verificar que producción total sea mayor a 500 bbl/day
26         // el corte de agua sea mayor al 60%, la gravedad API sea mayor a 16
27         // y la entrada de gas sea menor al 2%
28         if (prodtotal > 500 && bsw > 0.6 && api > 16 && gas_intake < 0.02 && prodtotal < 20000) {
29             filtrado[t] = new Array(datos[0].length);
30             for (var k = 0; k < datos[0].length; k++) {
31                 filtrado[t][k] = datos[i][k];
32                 html += '<td>' + datos[i][k] + '</td>';
33             }
34             t += 1;
35         }
36         html += '</tr>';
37     }
38     html += '</table></div>';
39     document.getElementById("contenido").innerHTML = html; // Mostrar la tabla con los datos filtrados
40 }

```

Figura 16. Función que permite filtrar los datos que cumplan las condiciones establecidas.

```

1 function generateReport() {
2     // Crea un nuevo archivo de Excel
3     var workbook = XLSX.utils.book_new();
4
5     // Agrega los datos filtrados a una hoja del excel creado
6     var worksheet = XLSX.utils.json_to_sheet(filtrado);
7     XLSX.utils.book_append_sheet(workbook, worksheet, "Sheet1");
8
9     // Genera y descarga el archivo de excel con nombre report
10    XLSX.writeFile(workbook, "report.xlsx");
11 }

```

Figura 17. Función para generar reporte con los pozos candidatos encontrados en un archivo de Excel.

```

1 function beneficioEsperado() {
2   var benEsp = '<div class="form"><label>Precio del Crudo: [$] </label> <input type="number" class="costo-crudo" placeholder="78.68" >';
3   benEsp += '<br><label>Barriles adicionales de crudo a producir: [STB/D] </label> <input type="number" class="barr-crudo" disabled>';
4   benEsp += '<br><label>Barriles acumulados de agua inyectada: [STB/D] </label> <input type="number" class="barr-agua" disabled>';
5   benEsp += '<br><label>Costo diario de operación: [$/D] </label> <input type="number" class="costo-oper" placeholder="1000">';
6   benEsp += '<br><label>Costo de la disposición final del agua: [$/bb1] </label> <input type="number" class="costo-dispw" placeholder="2.25">';
7   benEsp += '<br><label>Costo tratamiento del agua: [$/bb1] </label> <input type="number" class="costo-tratw" placeholder="10-32">';
8   benEsp += '<br><label>Costo levantamiento del agua: [$/bb1] </label> <input type="number" class="costo-levw" placeholder="8-20">';
9   benEsp += '<br><label>Impuestos por producción: [%] </label> <input type="number" class="impuesto" placeholder="10-20">';
10  benEsp += '<br><label for="opciones">Seleccione el tipo de pronóstico deseado: </label><select name="opciones" id="opciones">';
11  benEsp += '<option value="optimista">Optimista</option><option value="neutral">Neutral</option><option value="pesimista">Pesimista</option></select>';
12  benEsp += '<br><button class="button beneficio" onclick="clickear()">Calcular beneficio</button>';
13  benEsp += '<div id="resultado"></div></div>';
14  document.getElementById("contenido").innerHTML = benEsp;
15 }

```

Figura 18. Función para generar un formulario con el fin de calcular el beneficio esperado.

```

1 function benefEsperado() {
2
3   //se condiciona que todos los campos que se deben ingresar no estén en blanco, en caso tal mostrará un mensaje
4   if (isNaN(costoCrudo) || isNaN(cost_dia) || isNaN(costoDispW) || isNaN(costoTratW) || isNaN(costoLevW) || isNaN(impuesto)) {
5     document.getElementById("resultado").innerHTML = "Hay espacios en blanco.";
6   } else {
7     // se establecen variables para establecer la producción total de crudo y agua en un día
8     var prod_crudo_dia = 0;
9     var prod_agua_dia = 0;
10
11     for (let i = 1; i < filtrado.length; i++) { // Empezar desde la segunda fila (la primera es el encabezado)
12       let prodtotal = filtrado[i][filtrado[0].indexOf("Prod Total (Bpd)");
13       let bsw = parseFloat(filtrado[i][filtrado[0].indexOf("BS&W (%)");
14
15       //se calcula la producción de crudo y agua de acuerdo al BSW por cada pozo candidato
16       prod_crudo = prodtotal * (1 - bsw / 100);
17       prod_agua = prodtotal * bsw / 100;
18
19       prod_crudo_dia += prod_crudo;
20       prod_agua_dia += prod_agua;
21     }
22
23     //se establece el tipo de pronóstico deseado: optimista, pesimista o neutral, el cual entrará
24     //en el siguiente condicional
25     var pronostico = document.querySelector("#opciones").value;
26
27     if (pronostico == "optimista") {
28       ...
29     } else if (pronostico == "neutral") {
30       ...
31     } else {
32       ...
33     }
34   }
35 }
36
37 ...
38
39 }
40
41 }
42 }
43 }

```

Figura 19. Función para el cálculo del beneficio esperado.

Como se pretendía que el contenido de la función estuviera de una manera más presenta (Figura 19) se optó por quitar los procedimientos establecidos en cada sentencia 'if'. Estos procedimientos se muestran en la figura 20.

```
1 //el aumento de la producción de crudo se estimará en un X0%
2 let prod_crudo_nueva = 1.X * prod_crudo_dia;
3 //la reducción de agua se estima en un 1-Y0%
4 let prod_agua_nueva = prod_agua_dia * 0.Y;
5 red_agua = prod_agua_dia - prod_agua_nueva;
6 //nuevo bsw luego del aumento del crudo y disminución del agua producida
7 bsw_despues_dows = 100 * prod_agua_nueva / (prod_crudo_nueva + prod_agua_nueva);
8
9
10 //producción adicional de crudo:
11 adic_crudo = prod_crudo_nueva - prod_crudo_dia;
12
13 //beneficio por la producción adicional de crudo
14 bef_crudo = adic_crudo * costoCrudo;
15 tax = bef_crudo * impuesto / 100;
16 disp_agua = red_agua * (costoDispW + costoLevW + costoTratW);
17
18 //beneficio esperado usando la ecuación de Johkio
19 benef_esperado = bef_crudo + disp_agua - tax - cost_dia;
20
21 //los valores estimados de producción de crudo adicional y de agua al final
22 barrCrudo.value = Math.round(adic_crudo);
23 barrAgua.value = Math.round(red_agua);
24
25 let html = `Si la producción aumenta X0% y el corte de agua se reduce 1-Y0%, el BSW nuevo será de ${Math.round(bsw_despues_dows)}%`;
26 html += ` además, el beneficio esperado será de $$${Math.round(benef_esperado)} /D`;
27 document.getElementById("resultado").innerHTML = html;
```

Figura 20. Procedimiento para cada uno de los tipos de los escenarios (optimista, pesimista y neutral) donde sólo se modifica el % de crudo adicional producido y el % de reducción de agua.

3.4. Despliegue en Netlify.app

Para mantener este programa en línea y que cualquier persona pueda hacer uso del mismo, se despliega en la aplicación Netlify, la cuál es totalmente gratuita y genera la corrida del

programa desde un repositorio en github. La Figura 21 muestra el servidor de Netlify corriendo el programa desarrollado.

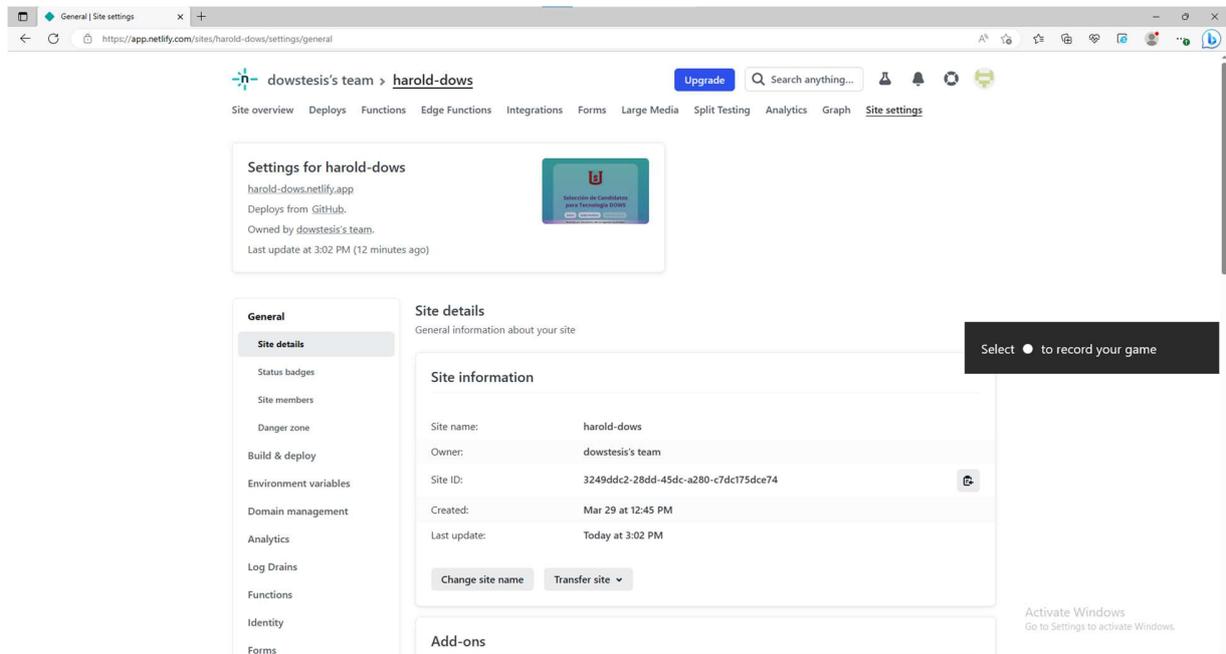


Figura 21. Despliegue del programa desde app.Netlify.com.

Capítulo 4. Implementación y Resultados

Los datos aquí utilizados son proporcionados por Compañías anónimas, con el fin de poder hacer pruebas que verifiquen el correcto funcionamiento del programa desarrollado. La figura 22 muestra la página principal una vez entrando a la url <https://harold-dows.netlify.app/>, desde cualquier dispositivo móvil se puede utilizar, ya que el diseño logrado es que se totalmente dinámico y responsivo ante cualquier tamaño de pantalla (al final del capítulo se pondrán imágenes adicionales con la vista desde un teléfono móvil). Luego la figura 23, es una vez pulsado el botón de subir archivo y cargando el mismo al programa. Posteriormente, se habilita

el botón para visualizar los datos subidos en forma de tabla, véase figura 24. La figura 25 muestra los pozos filtrados (posibles candidatos), la figura 26 el reporte generado y la figura 27 el formulario para el ingreso de datos para el cálculo del beneficio esperado.

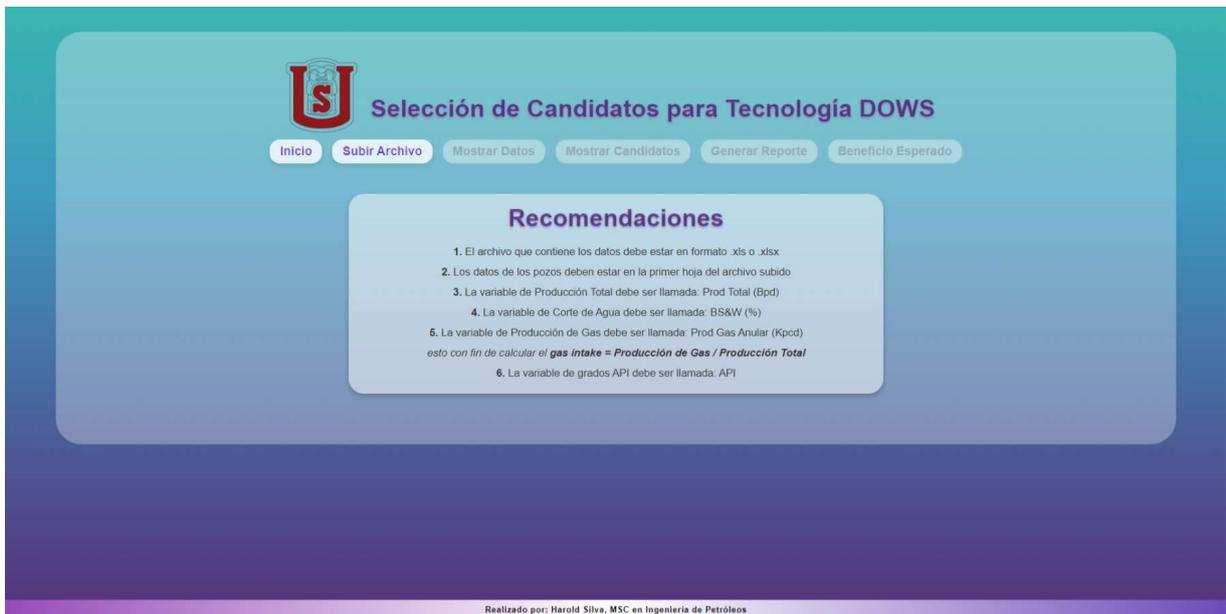


Figura 22. Página principal del programa desarrollado.



Figura 23. Página para la subida del archivo de Excel con los datos de producción.

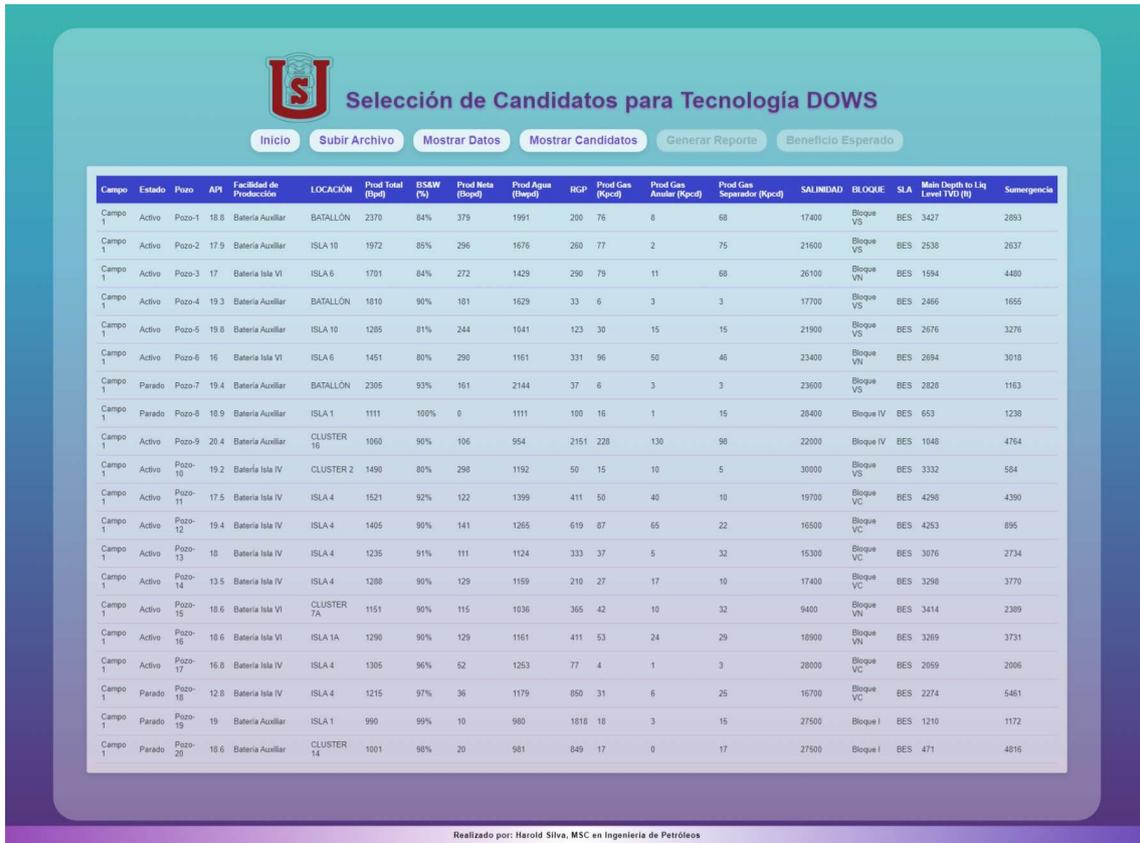


Figura 24. Tabla de datos subidos.



Figura 25. Tabla con los datos de los pozos candidatos a la aplicación de la tecnología DOWS.

https://harold-dows.netlify.app

Selección de Candidatos para Tecnología DOWS

Inicio Subir Archivo Mostrar Datos Mostrar Candidatos **Generar Reporte** Beneficio Esperado

Campo	Estado	Pozo	API	Facilidad de Producción	LOCALIZACIÓN	Prod Total (Bpd)	BSW (%)	Prod Neta (Bopd)	Prod Agua (Bopd)	RGD	Prod Gas (Kppcd)	Prod Gas Auxiliar (Kppcd)	Prod Gas Separador (Kppcd)	SALINIDAD	BLOQUE	SLA	Main Depth to Liq Level TVD (ft)	Sumergencia
Campo 1	Activo	Pozo-1	18.8	Batería Auxiliar	BATALLÓN	2370	84%	379	1991	200	76	8	68	17400	Bloque VS	BES	3427	2893
Campo 1	Activo	Pozo-2	17.9	Batería Auxiliar	ISLA 10	1972	85%	296	1676	260	77	2	75	21600	Bloque VS	BES	2538	2637
Campo 1	Activo	Pozo-3	17	Batería Isla VI	ISLA 6	1701	84%	272	1429	290	79	11	68	26100	Bloque VN	BES	1594	4480
Campo 1	Activo	Pozo-4	19.3	Batería Auxiliar	BATALLÓN	1810	90%	181	1629	33	6	3	3	17700	Bloque VS	BES	2466	1655
Campo 1	Activo	Pozo-5	19.8	Batería Auxiliar	ISLA 10	1285	81%	244	1041	123	30	15	15	21900	Bloque VS	BES	2676	3276
Campo 1	Parado	Pozo-7	19.4	Batería Auxiliar	BATALLÓN	2305	93%	161	2144	37	6	3	3	23600	Bloque VS	BES	2828	1163
Campo 1	Parado	Pozo-8	18.9	Batería Auxiliar	ISLA 1	1111	100%	0	1111	100	16	1	15	28400	Bloque IV	BES	653	1238
Campo 1	Activo	Pozo-10	19.2	Batería Isla IV	CLUSTER 2	1490	80%	298	1192	50	15	10	5	30000	Bloque VS	BES	3332	584
Campo 1	Activo	Pozo-13	18	Batería Isla IV	ISLA 4	1235	91%	111	1124	333	37	5	32	15300	Bloque VC	BES	3076	2734
Campo 1	Activo	Pozo-15	18.6	Batería Isla VI	CLUSTER 7A	1151	90%	115	1036	365	42	10	32	9400	Bloque VN	BES	3414	2389
Campo 1	Activo	Pozo-16	18.6	Batería Isla VI	ISLA 1A	1290	90%	129	1161	411	53	24	29	18900	Bloque VN	BES	3269	3731
Campo 1	Activo	Pozo-17	16.8	Batería Isla IV	ISLA 4	1305	96%	52	1253	77	4	1	3	28000	Bloque VC	BES	2059	2006
Campo 1	Parado	Pozo-19	19	Batería Auxiliar	ISLA 1	990	99%	10	980	1818	18	3	15	27500	Bloque I	BES	1210	1172

Realizado por: Harold Silva, MSC en Ingeniería de Petróleos

Figura 26. Reporte generado automáticamente en un archivo de excel con los datos candidatos al pulsar el botón de 'generar reporte'.

Selección de Candidatos para Tecnología DOWS

Inicio Subir Archivo Mostrar Datos Mostrar Candidatos **Generar Reporte** Beneficio Esperado

Precio del Crudo: [\$] 78.68

Barriles adicionales de crudo a producir: [STB/D]

Barriles acumulados de agua inyectada: [STB/D]

Costo diario de operación: [\$/D] 1000

Costo de la disposición final del agua: [\$/bbl] 2.25

Costo tratamiento del agua: [\$/bbl] 10-32

Costo levantamiento del agua: [\$/bbl] 8-20

Impuestos por producción: [%] 10-20

Seleccione el tipo de pronóstico deseado: Optimista

Calcular beneficio

Realizado por: Harold Silva, MSC en Ingeniería de Petróleos

Figura 27. Formulario para el ingreso de datos para el cálculo del beneficio esperado.

Una vez estando en el formulario, figura 27, se logran ver ciertas cantidades en cada uno de los campos de entrada de datos, estos son una referencia para la entrada de los mismos que se

han podido establecer por Jokhio (2002) en su artículo. Cabe resaltar que el precio del crudo si varía día a día y se debe colocar el que sea correspondiente al del día de uso del programa, adicionalmente, en otros campos se pueden ver de dos números, esto indica un posible rango en el que oscilan dichos parámetros, pero pueden llegar a ser menores o mayores, según sea el caso. No obstante, los valores de barriles adicionales de crudo producidos y de agua inyectada, son calculados y colocados por el mismo programa ya que se basan en los distintos escenarios. En la figura 28, 29 y 30 se genera un posible resultado para cada uno de los escenarios propuestos.

Selección de Candidatos para Tecnología DOWS

Inicio Subir Archivo Mostrar Datos Mostrar Candidatos Generar Reporte Beneficio Esperado

Precio del Crudo: [\$] 78.88

Barriles adicionales de crudo a producir: [STB/D] 1588

Barriles acumulados de agua inyectada: [STB/D] 14998

Costo diario de operación: [\$/D] 1000

Costo de la disposición final del agua: [\$/bb] 2.25

Costo tratamiento del agua: [\$/bb] 10

Costo levantamiento del agua: [\$/bb] 8

Impuestos por producción: [%] 15

Seleccione el tipo de pronóstico deseado: Optimista

Calcular beneficio

Si la producción aumenta 70% y el corte de agua se reduce 80%, el BSW nuevo será de 49%, además, el beneficio esperado será de \$408925 /D

Realizado por: Harold Silva, MSC en Ingeniería de Petróleos

Figura 28. Beneficio obtenido con escenario optimista.



Figura 29. Beneficio obtenido con escenario neutral.



Figura 30. Beneficio obtenido con escenario pesimista.

Muestra de la interfaz del programa vista desde un teléfono móvil en la figura 31.

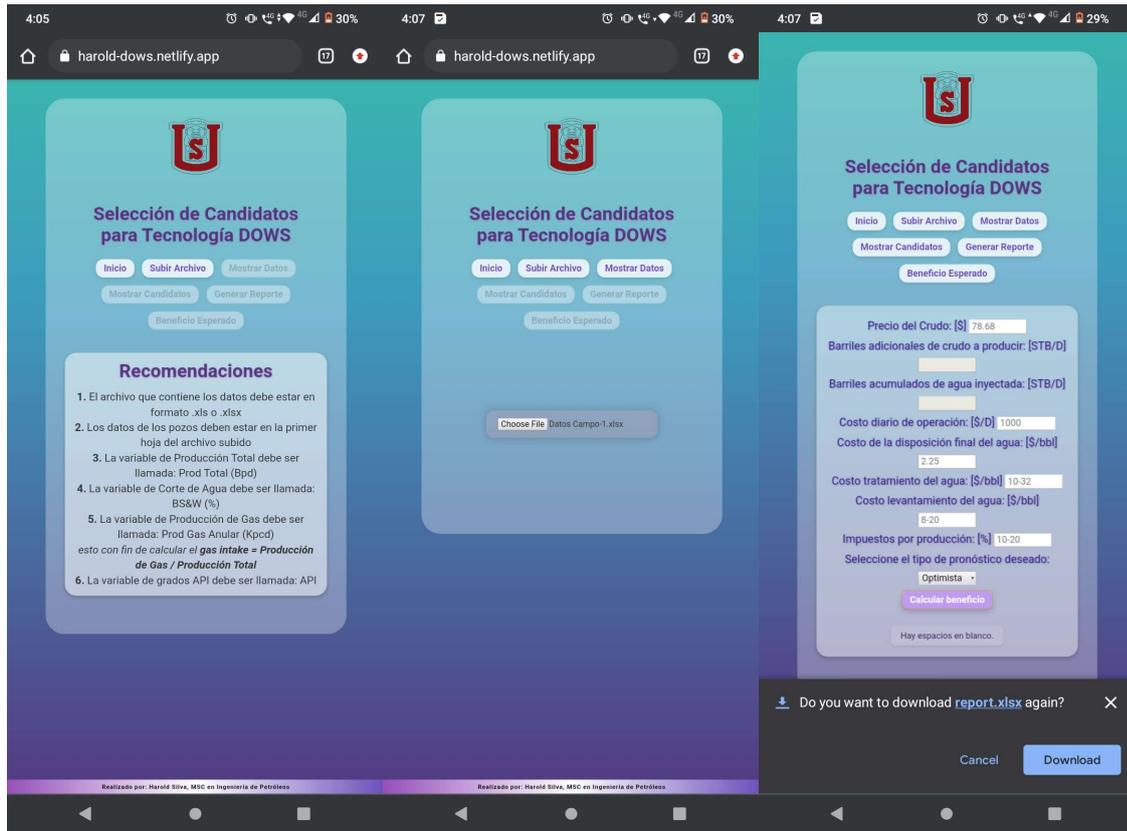


Figura 31. Mostrando el programa desde un teléfono móvil.

Conclusiones y Recomendaciones

- Con la instalación de la herramienta DOWS-ESP se puede lograr un aumento significativo en la producción de crudo, además, permite pensar en el ahorro de nuevas campañas de perforación debido a la reinyección del agua producida, esto hace que se alivien la carga de tratamiento en superficie y que potencien el método de recobro que se tenga implementado en el campo, especialmente con bombeo electro sumergible.
- Se definieron de criterios de selección que permiten identificar pozos candidatos por medio de los cuales se logra simplificar la muestra de pozos y definir la mejor opción de implementación de esta tecnología ya que el programa toma el reporte de producción del campo y a través de la programación se separan inmediatamente los pozos que no cumplen con las condiciones definidas, permitiendo un enfoque de estudio inmediato en los candidatos más factibles.
- Se recomienda implementar el programa desarrollado en un campo que se haya hecho este tipo de aplicación de tecnología DOWS con el fin de poder validar los datos que este puede llegar a arrojar en cuanto a los pozos candidatos y el posible beneficio esperado, este último contrastarlo con el beneficio real.
- El programa se limita únicamente a encontrar un posible beneficio obtenido sin tener en cuenta un porcentaje de disminución de la producción de crudo y el aumento en la producción de agua con el tiempo. Adicionalmente, no cuenta con los costos de inversión inicial, de mantenimiento, depreciación de los equipos, entre otros, que llegan a afectar (disminuir) el beneficio esperado a lo largo del tiempo que son indispensables para una buena evaluación del proyecto (*con proyecto se hace referencia a la implementación de la tecnología DOWS en el campo de estudio*).

Bibliografia

- Abdullah, A. O., Ahmed, M. M. (2015). Downhole separation technology. University of Khartoum.
- Blanco, A. E., and D. R. Davies. "Technical & Economic Application Guidelines for Downhole Oil-Water Separation Technology." Paper presented at the SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, March 2001. doi: <https://doi.org/10.2118/67182-MS>
- Bowers, B. E., Brownlee, R. F., and P. J. Schrenkel. "Development of a Downhole Oil/Water Separation and Reinjection System for Offshore Application." SPE Prod & Fac 15 (2000): 115–122. doi: <https://doi.org/10.2118/63014-PA>
- Bowers, B.E., Brownlee, R.F. And Schrenkel, P.J., 2000—Development of a downhole oil/water separation and reinjection system for offshore application. SPE Production and Facilities Journal, 15 (2), 119.
- Gao, C., Rivero, M., Nakagawa, E., Sanchez, G., (2007). DOWNHOLE SEPARATION TECHNOLOGY—PAST, PRESENT AND FUTURE. The APPEA Journal 47, 283-292. <https://doi.org/10.1071/AJ06019>
- Hayes, B.J.R., et al., 1994, “Cretaceous Manning Group of the Western Canada Sedimentary Basin,” in Geological Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin, Mossop, G., et al., eds., Canadian Society of Petroleum Geologists, pp. 317-334.

Jokhio, S. A., Berry, M. R., Bangash, Y. K. (2022). DOWS (Downhole Oil-Water Separation) Cross-Waterflood Economics. Application Engineering, Wood Groups ESP, Inc. Oklahoma City. <https://doi.org/10.2118/75273-MS>

Loginov, A., and Shaw, C. (1997). "Completion Design for Downhole Water and Oil Separation and Invert Coning." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas. doi: <https://doi.org/10.2118/38829-MS>

Matthews CM, Chachula R, Peachey BR, Solanki SC (1992) Application of downhole oil/water separation systems in the alliance field. In: SPE health, safety and environment in oil and gas exploration and production conference. Society of petroleum engineers.

Matthews, C.M., Chachula, R., Peachey, B.R. Andsolanki. S.C., 1996—Application of downhole oil/Water separation systems in the Alliance field. SPE 35817 presented at SPE health, safety and environment in oil and gas exploration and production conference, 9–12 June, New Orleans, Louisiana.

Moghadasi, J., Muller, H., Jamialahmadi, M. And Sharif, A., (2004). Particle Movement and Deposition in Porous Media During Water Injection. Journal Of Petroleum Science and Engineering. ISSN 0920-4105, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2004.01.005>

Odale, H.S. and R.J. Munday, 1994, "Devonian Beaverhill Lake Group of the Western Canada Sedimentary Basin," in Geological Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin, Mossop, G., et al., eds., Canadian Society of Petroleum Geologists, pp.149-164.

Patel, M., Patel, J., Pawar, Y. et al. Membrane-based downhole oil–water separation (DOWS) technology: an alternative to hydrocyclone-based DOWS. *J Petrol Explor Prod Technol* 10, 2079–2088 (2020). <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00848-x>

Peachey, B. R. (1997). The Economics of Downhole Oil/Water Separation. Annual Technical Meeting. <https://doi.org/10.2118/97-92>

Peats A, and Schrenkel P (1997). Application of ESP oil water separation system in the Swan Hills unit one field—a case study. In: SPE 39079 presented at the SPE electric submersible pump workshop, 30 April, Houston, Texas.

Scaramuzza, J. L., Fischetti, H., Strappa, L., and S. Figliuolo (2001). Downhole Oil/Water Separation System – Field Pilot – Secondary Recovery Application Project. Paper presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina. doi: <https://doi.org/10.2118/69408-MS>

Schrenkel, P.J., (1997). 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, March 9-11.

Shaw, C. (2000). Downhole Separation as a Strategic Water and Environmental Management Tool. Paper presented at the SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production, Stavanger, Norway. doi: <https://doi.org/10.2118/61186-MS>

Shaw, C. and Fox, M (1998). 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.

Stuebinger, Lon, Bowlin, Kevin, Wright, Jonathan, Poythress, Mike, and Brock Watson. "Dual Injection and Lifting Systems: Rod Pumps." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, October 1997. doi: <https://doi.org/10.2118/38790-MS>

Suarez, S. and Abou-sayed A. (1999). 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.

Veil, J., Langhus, B., and Belieu, S. (1999). 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.

Verbeek, P.H.J. et al. Downhole Separator Produces Less Water and More Oil. SPE 50617, Proceedings of European Petroleum Conference, The Hague, Netherlands, Oct. 20-22, 1998.

Tubel, P., and Herbert, R., (1998). Intelligent System for Monitoring and Control of Downhole Oil Water Separation Applications. SPE 49186, presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 27-30 September 1998

Bowers, B. E., Brownlee, R. F., and P. J. Schrenkel. "Development of a Downhole Oil/Water Separation and Reinjection System for Offshore Application." *SPE Prod & Fac* 15 (2000): 115–122. doi: <https://doi.org/10.2118/63014-PA>

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.

Grimaldos, F. (2010). Factibilidad Técnica y Económica de la Aplicación de Separación de Agua en fondo en los Campos Rondón y Cosechas. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.

Anexo 1.

Las tablas aquí presentadas fueron obtenidas del autor Veil et al (1999).

Tabla 11. DOWS tipo Hidrociclón - Datos de Rendimiento.

Operator and Well Name	Field	State/ Province	Type of DOWS	Pre DOWS Oil (bpd)	Pre DOWS Water (bpd)	Post-DOWS Oil (bpd)	Post-DOWS Water (bpd)	% Increase in Oil	% Decrease in Water
Imperial Redwater #1-26	Redwater	Alberta	Aqwanot™	19	1,780	24	59	26	97
Pinnacle-Alliance (originally PanCanadian) 7C2	Alliance	Alberta	Aqwanot™	44	380	100	95	127	75
Pinnacle-Alliance (originally	Alliance	Alberta	Aqwanot™	25	820	100	160	300	80

PanCanadian) 06D									
Pinnacle-Alliance (originally PanCanadian) 07C	Alliance	Alberta	Aqwanot™	38	1,200	37	220	-3	82
PanCanadian 00/11C- 05	Provost	Alberta	Aqwanot™	21	690	17		-19	
PanCanadian 00/11A2- 05	Provost	Alberta	Aqwanot™	34	979	14		-59	
PanCanadian 00/16-05	Provost	Alberta	Aqwanot™	9.4	546	16		70	
PanCanadian 00/02-09	Bashaw	Alberta	Aqwanot™	13	428	164	239	1,162	44
Talisman Energy			Aqwanot™	6	629	39	21	550	97
Anderson 08-17	Swan Hills Unit #1	Alberta	Aqwanot™	176	3,648	264	264	50	93
Talisman Energy	Creelman	Saskatchewan	Aqwanot™	113	2,516	277	126	145	95

Creelman3c7-12/dB									
Chevron Fee 153X	Rangely	Colorado	Aqwanot™	45	1,400	32	500	-29	64
Wascana B7-27	South Success	Saskatchewan	Aqwanot™	76	2,450	0	380	- ∞	84
Talisman Energy Handsworth 4dB- 16/1d6	Handsworth	Saskatchewan	Hydro-Sep	88	1,700	50	189	-43	89
Marathon Etah #7	Garland	Wyoming	Hydro-Sep	70	4,000	78	320	11	92
Gulf Canada 02/12-01	Fenn-Big Valley	Alberta	Aqwanot™	21	1,038	117	217	457	79
Tri-Link Resources Bender9-30	Bender	Saskatchewan	progressing cavity version of hydrocyclone- type DOWS	35	976	35	227	0	77

Talisman Energy Handsworth 2d5- 13/1c7	Handsworth	Saskatchewan	Aqwanot™	63	1,260	38	63	-40	95
Santa Fe Energy JonesCanyon 4- #2	Indian Basin	New Mexico	Aqwanot™	100	3,000				
Chevron HSA #1107	Wickett	Texas	Hydro-Sep						
PanCanadian 00/07- 09Bashaw	Bashaw	Alberta	Hydro-Sep	19	352	62	250	226	29

Tabla 12. DOWS tipo Hidrociclón - Datos del pozo.

Operator and Well Name	Casing Size (inches)	Production Formation	Lithology	Injection Formation	Injectivity (bpd/psi)	Injection Pressure Differential (psi)	Separation Between Production and Injection Formations (feet)
Imperial Redwater #1-26	7	Devonian D-3	Carbonate	Devonian D-3			
Pinnacle-Alliance (originally PanCanadian) 7C2	5.5	Ellerslie- Dina	Sandstone	Dina	20	0	43
Pinnacle-Alliance (originally PanCanadian) 06D	5.5	Ellerslie- Dina	Sandstone	Dina	2	0	73
Pinnacle-Alliance (originally PanCanadian)	5.5	Ellerslie- Dina	Sandstone	Dina	20	0	60

07C							
PanCanadian 00/11C-05	5.5	Dina	Sandstone				
PanCanadian 00/11A2-05	7	Dina	Sandstone				
PanCanadian 00/16-05	5.5	Dina	Sandstone				
PanCanadian 00/02-09	5.5	Nisku D-2	Carbonate	Nisku D-3			104
Talisman Energy	7						
Anderson 08-17	7	Beaverhill Lake	Carbonate	Beaverhill Lake	21	0	23
Talisman Energy Creelman3c7-12/dB	7	Alida	Carbonate	Alida		0	
Chevron Fee 153X	7	Weber Zone 1&3	Sandstone	Weber Zone 5		0	30
Wascana B7-27	7	Upper	Sandstone	Lower Rosary	very high		12

		Rosary					
Talisman Energy Handsworth 4dB- 16/1d6	7	Alida	Carbonate	Blairmore	34	-412	1,284
Marathon Etah #7	8.625	Madison	Carbonate	Madison	20	30	48
Gulf Canada 02/12-01	7	Nisku D-2	Carbonate	Nisku D-3	23	0	148
Tri-Link Resources Bender9-30	5.5	Tilston	Carbonate	Souris Valley		87	76
Talisman Energy Handsworth 2d5- 13/1c7	7	Alida	Carbonate	Blairmore	43		
Santa Fe Energy JonesCanyon 4-#2	7	Cisco- Canyon	Carbonate	Devonian & Montoya		212	2,300
Chevron HSA #1107		Wichita- Albany	Carbonate	Wichita- Albany			

PanCanadian 00/07-09 Bashaw	5.5	Nisku D-2	Carbonate	Nisku D-3			133
--------------------------------	-----	-----------	-----------	-----------	--	--	-----

Tabla 13. DOWS tipo Separador por Gravedad - Datos de Rendimiento

Operator and Well Name	Field	State/ Province	Type of DOWS	Pre DOWS Oil (bpd)	Pre DOWS Water (bpd)	Post- DOWS Oil (bpd)	Post- DOWS Water (bpd)	% Increase in Oil	% Decrease in Water
Texaco Dickson #17	East Texas	Texas	DAPS	3	184	10	126	233	32
Texaco SU 1040	Levelland	Texas	DAPS						
Talisman Energy TidewaterParkman 4- 27	Parkman	Saskatchewan	DAPS	16	252	33	139	106	45
Texaco Salem #85-40	Salem	Illinois	DAPS	6	655	6	150	0	77
Chevron Shepard #65	East Texas	Texas	DAPS	7	269	16.5	127	136	53
Texaco RMOTC 77 Ax20	RMOTC	Wyoming	DAPS	5	190	10	38	100	80

Talisman Energy Hayter	Chatwin	Alberta	DAPS	25	250	32	25	28	90
Richland Parkman 1- 17	Parkman	Saskatchewan	DAPS	20	220	15	190	-25	14
Chevron PNB 14-20	Drayton Valley	Alberta	DAPS	75	517	84	14	12	97
Talisman Energy South Sturgeon	Grande Prairie	Alberta	DAPS	27	932	26	179	-4	81
Petro-Canada Utik 13-21	Utikuma	Alberta	DAPS	8	451	10	63	-4	86
Texaco Ingram	East Texas	Texas	DAPS	15		26	150	73	
Tristar	Sylvan Lake	Alberta	DAPS	35	403		57		86
Southward 11-13	Carlile	Saskatchewan	DAPS	24.5	458	16		-35	
Petro-Canada E4-10-	Bellshill	Alberta	Q-Sep-G	30	470	38	61	27	87

16	Lake								
Crestar Energy RanchmanSylvan Lake 00/08	Sylvan Lake	Alberta	DAPS	25	315	2	54	-92	83

Tabla 14. DOWS tipo Separador por Gravedad - Datos del pozo.

Operator and Well Name	Casing Size (inches)	Production Formation	Lithology	Injection Formation	Injectivity (bpd/psi)	Injection Pressure Differential (psi)	Separation Between Production and Injection Formations (feet)
Texaco Dickson #17	7	Woodbine	Sandstone				
Texaco SU 1040			Sandstone				
Talisman Energy TidewaterParkman 4-27	5.5	Tilston	Carbonate	Lower Tilston	6	0	

Texaco Salem #85-40	5.5	Salem	Carbonate	Devonian			1,137
Chevron Shepard #65	5.5	Woodbine	Sandstone	Woodbine		0	71
Texaco RMOTC 77 Ax20	5.5	2nd Wall Creek	Sandstone	3rd Wall Creek			240
Talisman Energy Hayter			Sandstone				
Richland Parkman 1-17	5.5	Tilston	Carbonate	Souris River	13	40	151
Chevron PNB 14-20	5.5	Nisku D2	Carbonate	Nisku D3			
Talisman Energy South Sturgeon			Carbonate				
Petro-Canada Utik 13- 21	5.5	Keg River	Sandstone	Keg River			46
Texaco Ingram	7	Woodbine	Sandstone				
Tristar			Carbonate				
Southward 11-13	5.5	Tilston	Carbonate	Souris River			

Petro-Canada E4-10-16	7	Basal Quartz	Sandstone	Basal Quartz		100	81
Crestar Energy RanchmanSylvan Lake 00/08	5.5	Pekisko	Carbonate	Pekisko			24