



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

**ESTUDIO PARA DETERMINAR POZOS DE PETRÓLEO COMO
POSIBLES CANDIDATOS PARA APLICAR LA TECNOLOGÍA
DEL SEPARADOR DE AGUA EN FONDO DE POZO O
SISTEMA DOWS (DOWNHOLE OIL/WATER SEPARATION
SYSTEM)**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
DE INGENIERO DE PETRÓLEOS**

TLGO. JOSÉ FÉLIX URRESTA BENAVIDES

DIRECTOR: ING. FAUSTO RAMOS

Quito, Diciembre 2013

© Universidad Tecnológica Equinoccial.2015
Reservados todos los derechos de reproducción

DECLARACIÓN

Yo **JOSÉ FÉLIX URRESTA BENAVIDES**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

José Félix Urresta Benavides
C.I. 171409644-1

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**Estudio para determinar pozos de petróleo como posibles candidatos para aplicar la tecnología del separador de agua en fondo de pozo o sistema DOWS (Downhole Oil/Water Separation System)**”, que para aspirar al título de **Ingeniero de Petróleos** fue desarrollado por **José Félix Urresta Benavides**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

Ing. Fausto Ramos Aguirre.

Director de Tesis

C.I. 1705134102

DEDICATORIA

Esta tesis va dedicada a todos mis familiares, especialmente a mis padres: Felipe Alejandro Urresta Calderón y María Esther Benavides, por haberme dado la vida y por todo el apoyo que me han entregado; a mis abuelitos: Félix Benavides y Piedad Villagómez, por siempre estar presentes en mi vida guiando, aconsejando, apoyando y preocupándose por mí desde donde estén; a mis hermanos, por siempre tener y dar ese estímulo de superación, a mi hijo Martín Sebastián Urresta B., porque eres ahora el motor que mueve mi vida, porque eres y serás mi motivación para ser cada día un mejor ser humano porque eso quiero que seas tú también hijo mío. Por último a mis amigos de la vida y de la universidad quienes han estado en el camino difícil de los estudios y ahora estamos juntos en el campo laboral representando a cada una de nuestras familias y a la familia UTE.

La culminación del presente trabajo concreta un esfuerzo dedicado al cumplimiento de uno de los objetivos propuestos para mi superación profesional.

José Félix Urresta Benavides.

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer a todas las personas que hicieron posible poder terminar este trabajo final antes de la obtención de mi título profesional, en primer lugar, a la Universidad Tecnológica Equinoccial, a todos mis profesores quienes me dieron la oportunidad de estudiar y forjar mi futuro profesional.

Al señor Ingeniero Fausto Ramos por el apoyo y por la dirección de este trabajo, por la información proporcionada para poder desarrollar ésta tesis. Si usted no habría podido realizar este trabajo quien me brindo su tiempo y conocimientos para terminar esta etapa de mi vida profesional.

No podría ser ingrato y dejar de agradecer por su constante apoyo a dos personas que aunque ya no estén conmigo fueron parte muy importante de este logro y de mi vida, Sra. Ximenita Mantilla siempre con sus consejos y su cariño hacia mí y mención especial para Alexandra Recalde, gracias por tu dedicación y esfuerzo que diste cuando estuvimos juntos, Dios les bendiga siempre en sus vidas.

A todos ustedes muchas gracias.

José Félix Urresta Benavides.

ÍNDICE

CARATULA	II
DERECHOS DE AUTOR	III
DECLARACIÓN	IV
DECLARACIÓN	IV
CERTIFICACIÓN	V
DEDICATORIA	VI
AGRADECIMIENTO	VII
ÍNDICE	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	XIV
ÍNDICE DE FIGURAS	XVII
ÍNDICE DE ECUACIONES	XIX
RESUMEN	XX
SUMMARY	XXII
CAPÍTULO I	24
1.1 INTRODUCCIÓN	24
1.2 PROBLEMA	26
1.3 JUSTIFICACIÓN	28
1.4 OBJETIVOS	31
1.4.1 OBJETIVO GENERAL	31
1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	31
CAPÍTULO II	32
2.1 MARCO TEÓRICO	32
2.2 REVISIÓN DE LITERATURA	32
2.3 CONCEPTOS BÁSICOS DE YACIMIENTOS	32
2.3.1 MECANISMOS DE RECOBRO	32
2.3.2 RECOBRO PRIMARIO	33

2.3.2.1 Compresibilidad de la roca y fluidos	34
2.3.2.2 Empuje de Gas en Solución (gas disuelto)	34
2.3.2.3 Empuje por expansión de la capa de gas	34
2.3.2.4 Empuje de agua o Hidráulico	35
2.3.2.5 Mecanismo de Segregación	35
2.3.2.6 Drenaje por gravedad	36
2.3.3 RECUPERACIÓN SECUNDARIA	36
2.3.3.1 Mantenimiento de presión con Inyección de agua	37
2.3.3.2 Mantenimiento de presión por Inyección de gas	37
2.3.3.3 Inyección de vapor	37
2.3.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS	38
2.3.4.1 Porosidad	38
2.3.4.2 Permeabilidad	39
2.3.4.3 Mojabilidad	42
2.3.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	43
2.3.5.1 Saturación	43
2.3.5.2 Viscosidad	44
2.3.5.3 Movilidad	45
2.3.6 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN	46
2.3.7 DAÑO DE FORMACIÓN (S)	47
2.3.8 VARIABLES DE PRODUCCIÓN POR EFECTO DE DAÑOS DE FORMACIÓN	48
2.3.9 AVANCE DE AGUA	49
2.3.10 ORÍGENES DE LA PRODUCCIÓN EXCESIVA DE AGUA	50
2.3.11 PROBLEMAS DEL AGUA DE FORMACIÓN	54
2.4 SEPARACIÓN DE AGUA-PETRÓLEO EN EL FONDO DEL POZO	58
2.4.1 FUNDAMENTOS DE LA SEPARACIÓN DE AGUA EN EL FONDO DEL POZO	58
2.4.2 VENTAJAS DE LA SEPARACIÓN DE AGUA EN FONDO	63
2.4.3 VENTAJAS ECONÓMICAS	64
2.4.4 BENEFICIOS AMBIENTALES	71

2.4.5 BENEFICIOS EN EL YACIMIENTO, POZOS Y FACILIDADES DE SUPERFICIE	72
2.4.6 LIMITACIONES Y RIESGOS DE LA SEPARACIÓN DE AGUA EN FONDO	74
2.4.7 REGLAMENTACIÓN EN ECUADOR PARA LA SEPARACIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN	76
2.4.7.1 Límites permisibles	78
2.4.8 SISTEMA DE SEPARACIÓN TIPO HIDROCICLÓN	80
2.4.9 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE DOWS-ESP	89
2.4.10 COMPONENTES DEL SISTEMA DOWS-ESP	93
2.4.10.1 Empaque	94
2.4.10.2 Válvula check	94
2.4.10.3 Medidores de flujo, presión y calidad del agua	94
2.4.10.4 Centralizadores	96
2.4.10.5 Separador tipo hidrociclón	97
2.4.10.6 Bomba de inyección	97
2.4.10.7 Protectores del motor superior e inferior	98
2.4.10.8 Motor	99
2.4.10.9 Bomba de producción	100
2.4.10.10 Bypass tube (tubos de transferencia de petróleo concentrado)	100
2.4.10.11 Camisa o envoltura del motor	101
2.4.10.12 Bubble Tubes o tubos de prueba	102
2.4.10.13 Variador de la frecuencia	102
2.4.10.14 Choque	103
2.4.11 CONFIGURACIONES PUSHTHROUGH Y PULLTHROUGH	104
2.4.12 INYECCIÓN DE AGUA DOWNHOLE Y UPHOLE	109
2.5 CASOS DE CAMPO	112
2.5.1 RESUMEN ESTADÍSTICO DE LAS INSTALACIONES	113
2.5.2 PROBLEMAS ENCONTRADOS	116
CAPÍTULO III	117
3.1 METODOLOGÍA	117

3.2 ALCANCE	117
3.3 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS	117
3.3.1 ALTO CORTE DE AGUA	117
3.3.2 ZONA DE INYECCIÓN AISLADA Y ADECUADA PARA LA DISPOSICIÓN DE AGUA EN FONDO	119
3.3.3 COMPATIBILIDAD ENTRE EL AGUA DE PRODUCCIÓN Y LA ZONA DE INYECCIÓN	120
3.3.4 APROPIADA INTEGRIDAD MECÁNICA DEL POZO	121
3.3.5 GRAVEDAD Y VISCOSIDAD DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS	123
3.3.6 PRODUCCIÓN DE ARENA	124
3.3.7 TENDENCIAS CORROSIVAS Y DE FORMACIÓN DE ESCALAS	125
3.3.8 TASAS DE FLUJO, PROFUNDIDAD Y GAS DE ENTRADA AL INTAKE DEL SISTEMA	125
3.4 METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA DOWS-ESP	128
3.4.1 REVISAR INFORMACIÓN SOBRE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS	128
3.4.2 ANALIZAR LAS PROPIEDADES PVT DE LOS FLUIDOS DEL POZO	129
3.4.3 REVISAR LOS ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS	130
3.4.4 ANALIZAR LOS REGISTROS DE OPEN HOLE Y DE INTEGRIDAD DE CEMENTO	131
3.4.5 CORROBORAR COMPATIBILIDAD DE AGUAS DE FORMACIÓN PRODUCTORA-INYECTORA	132
3.4.6 ANALIZAR LAS RESERVAS REMANENTES DE LOS POZOS	132
3.4.7 REVISAR PROPIEDADES DE LA ZONA DE PRODUCCIÓN	132
3.5 DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN CAMPO ALFA	133
3.5.1 UBICACIÓN DEL CAMPO ALFA	139
3.5.2 ESTRUCTURA LITOLÓGICA DEL CAMPO ALFA	140

3.6 DESCRIPCIÓN ESTRUCTURAL	142
3.6.1 TRAMPAS	142
3.6.2 FALLAS	142
3.7 GENERALIDADES DEL CAMPO DE ESTUDIO	142
3.8 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO ALFA	143
3.9 POTENCIAL DEL CAMPO	144
3.10 APLICACIÓN DE LOS CRITERIOS DE SELECCIÓN EN LOS POZOS DEL PAD ALFA-A	148
3.10.1 PRIMER CRITERIO: CORTE DE AGUA SUPERIOR AL 80%	148
3.10.1.1 Tasa de Flujo entre 500 BFPD y 20 000 BFPD	150
3.10.1.2 Producción de arena menor a 100 ppm	151
3.10.2 SEGUNDO CRITERIO: PVT DE LOS FLUIDOS EN LOS POZOS	152
3.10.3 TERCER CRITERIO: ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS	153
3.10.3.1 Diámetro final de las completaciones	153
3.10.3.2 Profundidad total de los cañoneados o punzados	154
3.10.3.3 Posibles pescados u obstrucciones dentro del pozo y accesibilidad a la zona de inyección	155
3.10.4 CUARTO CRITERIO: REGISTROS DE LOS POZOS	155
3.10.4.1 Registros Open-Hole	156
3.10.4.2 Registros de integridad de cemento	168
3.10.5 QUINTO CRITERIO: COMPATIBILIDAD DE LAS AGUAS	169
3.10.6 SEXTO CRITERIO: REVISAR LAS RESERVAS REMANENTES	169
3.10.7 SÉPTIMO CRITERIO: REVISAR LAS PROPIEDADES DE LAS ZONAS DE PRODUCCIÓN REMANENTES	170
3.11 ANÁLISIS TÉCNICO DE LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DOWS EN EL CAMPO ALFA	171
3.11.1 CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN EL CAMPO ALFA	176
3.11.2 CONSUMO DE QUÍMICOS EN EL CAMPO ALFA	178
CAPÍTULO IV	182

4.1 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	182
4.2 CONCLUSIONES	182
4.3 RECOMENDACIONES	184
NOMENCLATURA	185
GLOSARIO	186
BIBLIOGRAFÍA	194

ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
Tabla 01. Clasificación y grados de porosidad promedio de las arenas productoras	38
Tabla 02. Porosidad promedio de las arenas productoras	39
Tabla 03. Equivalencias de las permeabilidades en milidarcys	39
Tabla 04. Permeabilidades promedio de las arenas productoras	41
Tabla 05. Saturación de fluido	44
Tabla 06. Saturaciones de agua en la zona de pago en las arenas productoras	44
Tabla 07. Límites permisibles en el punto de descarga de efluentes (descargas líquidas)	80
Tabla 08. Cantidad de petróleo en agua de inyección usando un sistema de separación tipo Hidrociclón	83
Tabla 09. Porcentaje de agua en la corriente de petróleo usando un sistema de separación tipo Hidrociclón	83
Tabla 10. Capacidad de manejo de fluido para un sistema ESP-DOWS	88
Tabla 11. Capacidad de manejo de fluido del sistema hidrociclón en combinación con diferentes tipos de bombas	88
Tabla 12. Estadísticas de diámetros de casing en los cuales se ha aplicado la tecnología DOWS	115
Tabla 13. Mínimo corte de agua requerido para la aplicación de DOWS-ESP	118
Tabla 14. Diámetros del casing y corte de agua requerido para la aplicación de DOWS-ESP	122
Tabla 15. Mínimo grado API requerido para la implementación de un sistema DOWS-ESP	123
Tabla 16. Rango óptimo de diferencia de densidades requerido para aplicar el DOWS-ESP	124

Tabla 17. Parámetros y rangos óptimos para aplicar el sistema DOWS-ES	126
Tabla 18. Características que debe presentar un candidato a la aplicación de DOWS-ESP	127
Tabla 19. Información de producción necesaria para la evaluación de un pozo candidato a DOWS-ESP	128
Tabla 20. Información de los fluidos necesaria para la evaluación de un pozo candidato a DOWS-ESP	129
Tabla 21. Parámetro PVT que deben ser evaluados para la elección de un pozo candidato DOWS-ESP	130
Tabla 22. Información necesaria del estado mecánico de los pozos candidatos a DOWS-ESP	131
Tabla 23. Información adicional del pozo candidato para DOWS-ESP	133
Tabla 24. Datos de producción y potencial de todo el Campo Alfa	145
Tabla 25. Corte de Agua superior al 80%	149
Tabla 26. Tasa de Flujo entre 500 BFPD y 20 000 BFPD	150
Tabla 27. Producción de arena menor a 100 ppm	151
Tabla 28. Propiedades PVT de los fluidos en los pozos wellpad ALFA-A	152
Tabla 29. Diámetro final en completaciones de pozos del wellpad ALFA-A	153
Tabla 30. Profundidad total de los cañoneados y profundidad total de los pozos del wellpad ALFA-A	154
Tabla 31. Intervalos considerados para cañonear después de revisar los Open Hole para las posibles zonas de inyección en los pozos del wellpad Campo ALFA	168
Tabla 32. Dosificación de químicos en los pozos del wellpad ALFA-A	169
Tabla 33. Reservas Remanentes de arenas productoras del CAMPO ALFA	170
Tabla 34. Parámetros promedio de P y T de los pozos candidatos	170
Tabla 35. Potencial actual del wellpad ALFA-A	171

Tabla 36. Proyección para el escenario Pesimista (reducción 14%)	172
Tabla 37. Proyección para el escenario Optimista (reducción 97%)	173
Tabla 38. Proyección para el escenario Neutral (reducción 55,5%)	175
Tabla 39. Comparativo entre condiciones actuales y escenarios pesimista, optimista y neutral ALFA-A	176
Tabla 40. Datos de generación y consumo diario de combustibles ALFA-A	177
Tabla 41. Comparativo entre condiciones actuales y escenarios pesimista, optimista y neutral ALFA-A (I)	177
Tabla 42. Comparativo entre condiciones actuales y escenarios pesimista, optimista y neutral ALFA-A (II)	178
Tabla 43. Consumo diario de químicos ALFA-A	180
Tabla 44. Consumo diario de químicos y sus costos en el well pad ALFA-A	181

ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
Figura 01. Mecanismos de producción de los yacimientos	33
Figura 02. Distribución de los fluidos en los poros de una roca en función de la humectabilidad de la roca reservorio	42
Figura 03. Ejemplos de humectabilidad preferencial	43
Figura 04. Comportamiento de la viscosidad del petróleo	45
Figura 05. Historia de Presiones del CAMPO ALFA Hollín principal	46
Figura 06. Efecto del daño de formación (Skin)	47
Figura 07. Resultados de Daño de formación mediante Build-Up	48
Figura 08. Yacimiento que contiene agua, petróleo y gas	49
Figura 09. Ciclo del agua	51
Figura 10. Control del agua para aumentar la productividad del pozo	52
Figura 11. Producción de agua y agua mala	53
Figura 12. Esquema general de un Sistema DOWS	59
Figura 13. Esquema básico de DOWS Tipo Hidrociclón	61
Figura 14. Esquema general de un sistema DOWS tipo separación por gravedad	62
Figura 15. Tendencias de la producción de petróleo bajo dos escenarios de producción	65
Figura 16. Efecto sobre la producción de petróleo a la aplicación del sistema DOWS en tiempos cercanos al límite económico	66
Figura 17. Comparación de consumo de energía entre DOWS y un sistema de levantamiento ESP convencional	67
Figura 18. Esquema de Funcionamiento de un Hidrociclón	81
Figura 19. Control del agua con hidrociclón	82
Figura 20. Relación entre el Split-Ratio y la PDR	86
Figura 21. GL-DHOWS	87
Figura 22. Esquema del sistema DOWS-ESP	91
Figura 23. Configuración de un sistema Dual DOWS-ESP	92
Figura 24. Configuración de un sistema DOWS-ESP tipo hidrociclón	

con instrumentos de medición de Caudal y Presión	96
Figura 25. Sección sellante	98
Figura 26. Motor de fondo	100
Figura 27. Sistema DOWS-ESP con variador de frecuencia	103
Figura 28. Esquema de la configuración tipo Pushthrough	106
Figura 29. Esquema de la configuración tipo Pullthrough	108
Figura 30. Esquema de inyección Uphole en un sistema DOWS- ESP	110
Figura 31. Completamiento DOWS- ESP con sistema de inyección de agua Uphole	111
Figura 32. Instalaciones DOWS hasta Nov. 2004 (I)	113
Figura 33. Instalaciones DOWS hasta Nov. 2004 (II)	114
Figura 34. Porcentaje de instalaciones DOWS a nivel continental hasta Nov. 2004	114
Figura 35. Cantidad de instalaciones DOWS por países hasta Nov. 2004	115
Figura 36. Mapa de la ubicación de la Cuenca Oriente	133
Figura 37. Corte estructural de W-E de la Cuenca Oriente	135
Figura 38. Columna Estratigráfica de Subsuelo de la Cuenca Oriente	136
Figura 39. Ubicación geográfica del Campo ALFA	137
Figura 40. Campo Alfa	139
Figura 41. Columna estratigráfica y Ambientes de depositación	141
Figura 42. Interpretación petrofísica del pozo ALFA-024	157
Figura 43. Interpretación petrofísica del pozo ALFA-025	158
Figura 44. Interpretación petrofísica del pozo ALFA-026	159
Figura 45. Interpretación petrofísica del pozo ALFA-027	160
Figura 46. Interpretación petrofísica del pozo ALFA-028	161
Figura 47. Interpretación petrofísica del pozo ALFA-029	162
Figura 48. Interpretación petrofísica del pozo ALFA-035R	163
Figura 49. Interpretación petrofísica del pozo ALFA-037R	164
Figura 50. Interpretación petrofísica del pozo ALFA-041	165
Figura 51. Interpretación petrofísica del pozo ALFA-043	166
Figura 52. Interpretación petrofísica del pozo ALFA-053	167

ÍNDICE DE ECUACIONES

		PÁGINA
Ecuación 1.	Porosidad	38
Ecuación 2.	Permeabilidad Relativa (K_r)	40
Ecuación 3.	Sumatoria de permeabilidades relativas	40
Ecuación 4.	Saturación	43
Ecuación 5.	Movilidad	45
Ecuación 6.	Movilidad de un flujo multifásico	45
Ecuación 7.	Relación de movilidades de los fluidos	45
Ecuación 8.	Dosificación de químicos	66
Ecuación 9.	Split-Ratio	85
Ecuación 10.	Tasa de Presión Diferencial	85
Ecuación 11.	Diferencia de presión a través del separador	104

RESUMEN

Ante la problemática de la excesiva producción de agua asociada con el petróleo, tenemos una alternativa tecnológica que consiste en el separador de agua en fondo de pozo DOWS (Downhole Oil/Water Separation System), esta novedosa solución ha sido desarrollada por el C-FER (Center For Engineering Research Inc.).

Desde el año 1999, cubriendo las necesidades de la industria petrolera por la parte operacional y ambiental; el empleo de esta tecnología propone separar los fluidos (agua y petróleo) en el fondo del pozo por medio de hidrociclones combinados o acoplados a un sistema convencional de bombeo electrosumergible (BES o ESP) y el agua separada es reinyectada dentro del mismo pozo inmediatamente en una formación identificada como “disposal”, reduciendo los volúmenes elevados de agua en la superficie. Al mismo tiempo la producción de petróleo es enviada a la superficie.

Los hidrociclones son ideales para esta aplicación, ya que no tienen elementos móviles y son muy efectivos para separar petróleo de fluidos con alto contenido de agua.

Esta alternativa puede ser aplicada para pozos con bombeo electrosumergible, mecánico, cavidad progresiva, gas lift; pero no es aplicable en todos los pozos, ya que se requieren ciertas características para que el sistema pueda ser empleado. Este trabajo consiste en detallar los criterios de selección que deben tener los pozos candidatos, debido a que una correcta selección de pozos tiene una incidencia directa en el éxito del piloto.

Varios criterios deben ser considerados, teniendo en cuenta las recomendaciones del CFER en el proceso de selección de candidatos incluyendo: corte de agua (>80%), pozos próximos al límite económico y con

buena cantidad de reservas, integridad del cemento y la existencia de una zona para inyectar agua ubicada por debajo de la productora con acceso sin necesidad de profundización, características de los fluidos (petróleo y agua), etc.

Además de estas características, existen otras que favorecen la selección tales como: alto costo de extracción de agua, alto costo de manipuleo e inyección de agua, altas presiones de admisión de los pozos, etc.

SUMMARY

In response to the problems of excessive production of water associated with the oil, we have a technological alternative that is in the water separator in downhole dows (Downhole Oil/water separation system), this novel solution has been developed by the C-FER (Center for engineering Research Inc.).

Since 1999, covering the needs of the oil industry by the operational part and environmental; the employment of this technology proposed separating fluids (water and oil) in the bottom of the well by means of hydrocyclones combined or attached to a conventional system of pumping electrosumergible (BES or ESP) and the separated water is reinjected into the same pit immediately in a training identified as "disposal", reducing the high volumes of water on the surface.

The hydrocyclones are ideal for this application, since they have no moving parts and are very effective to separate petroleum fluids with a high water content. This alternative can be applied to wells with pumping electrosumergible, mechanical, progressive cavity, gas lift; but it is not applicable in all the wells, since they will require certain features so that the system can be used.

Hydrocyclones are ideal for this application, since they don't have moving parts and are very effective for separating oil from fluids with a high water content. This alternative can be applied for wells with pumping electro submersible, mechanical, progressive cavity, gas lift; but it is not applicable in all the wells, since certain characteristics are required so that the system can be used. This work consists of detail selection criteria that must be the candidate wells, since a correct selection of wells has a direct impact on the success of the pilot.

Several criteria should be considered, taking into account the recommendations of the C-FER in the candidate selection process including: cutting of water (>80%), wells next to the economic limit and good amount of reserves, integrity of the cement and the existence of a zone to inject water located below the producer with access without deepening, characteristics of the fluids (oil and water), etc.

In addition to these features, there are others that favor selection such as: high cost of extraction of water, high cost of handling and injection of water, high pressure of admission from wells, etc.

CAPÍTULO I

1.1 INTRODUCCIÓN

Desde los inicios de la explotación petrolera, el hombre bien ha sabido la necesidad imperante de realizar nuevos hallazgos petrolíferos que permitan un continuo suministro de crudos, que garantice la demanda energética, la cual es cada vez más exigente en el ámbito mundial. Es entonces, que surge la necesidad de optimizar cada vez más los planes de explotación.

En los campos maduros, el agua es un acompañante inevitable en la producción de petróleo, desde la exploración, el contacto agua petróleo (CAP) es un factor fundamental para determinar el petróleo en sitio, pasando por el desarrollo y la producción del mismo, hasta el abandono de un pozo o el campo.

Cuando se extrae petróleo de un yacimiento, tarde o temprano el agua que proviene de un acuífero, se mezcla y es producido junto con el petróleo. A nivel global por cada barril de petróleo se genera como mínimo tres barriles de agua y a nivel nacional se tienen cifras no son nada alentadoras ya que por cada barril de petróleo se genera 4,36 barriles de agua.

Aunque se dispongan de técnicas de manejo del campo, tarde o temprano el corte de agua puede aumentar por encima del 90%. Los sistemas de tratamientos se sobrecargan, afectando la productividad.

El agua es un subproducto no deseado en las operaciones petroleras que trae consigo múltiples inconvenientes técnicos y ambientales, algunos de ellos son:

- Reducción o taponamiento del diámetro interno de la tubería de producción y líneas de flujo en superficie por depositación de sales inorgánicas tales como el Sulfato de Bario ($BaSO_4$), el cual está clasificado en la tabla de solubilidad en agua como insoluble y el Carbonato de Calcio ($CaCO_3$), que también es insoluble en agua (por tabla), entonces precipitan.
- Riesgo de contaminación de mantos de agua dulce en zonas con filtración a través del casing.
- Taponamiento o corrosión en la tubería por formación de hidratos de gas.
- Mayor requerimiento de potencia en superficie por incremento del peso de la columna hidrostática.
- Uso de químicos para el tratamiento del agua de producción.
- Restricción en la producción de hidrocarburo en casos en los que la tasa de flujo de líquido está limitada por la capacidad de manejo de agua de las facilidades de superficie.
- Contaminación ambiental en superficie.

El agua genera costos económicos importantes asociados a su levantamiento, manejo y disposición (planta y facilidades para la reinyección), ocasionando en algunos casos, la suspensión o abandono de la operación, a pesar de que volúmenes significativos de petróleo estén siendo producidos.

Un programa de gerenciamiento del agua a nivel de campo puede mitigar el efecto de la excesiva producción de agua mejorando la rentabilidad, la productividad y el factor de recobro. Este consiste en un método integral que comprende el análisis de yacimiento, la evaluación de pozos de producción e inyección, el análisis de los sistemas de superficie, la estimación de técnicas

modernas para el desarrollo del campo y la implementación de un plan para el aprovechamiento del exceso de agua.

Para un país como Ecuador que depende en gran parte de la industria petrolera, se hace fundamental aplicar las más efectivas técnicas que permitan recobrar la mayor cantidad de crudo al menor costo para el país, las cuales representarán una mayor cantidad de divisas para el país, ya que los costos de un ciclo del agua en los pozos productores de petróleo, generan un gasto de dinero muy significativo, por esto las empresas operadoras buscan estrategias para mitigar la excesiva producción de agua.

Como base de este trabajo, se plantea una metodología que ayude a determinar el problema de la producción del “agua mala” o no deseada, con la información disponible del pozo y proponer soluciones inmediatas. Dicha metodología toma las recomendaciones de expertos internacionales en el tema de identificación de problemas y además aporta otros puntos de análisis para obtener como resultado una metodología en la selección de un pozo candidato para poder aplicar la tecnología DOWS, que es vital en el desarrollo de este trabajo.

1.2 PROBLEMA

En muchos de los campos maduros del Ecuador operados actualmente por las distintas empresas y en un futuro el desarrollo del proyecto ITT, registran y registrará una alta producción de agua debido a diferentes factores como: conificación, fallas no sellantes en los reservorios, entrada lateral, una excelente permeabilidad vertical; además se conoce que cuando se extrae petróleo de un yacimiento, tarde o temprano el agua que proviene de un acuífero, se mezcla y es producido junto con el petróleo. El Campo ALFA, que actualmente tiene una producción de 150 833 BFPD, de los cuales son 24 729 BOPD y 126 104 BWPD; con un corte de agua promedio del 84%.

Tomando en cuenta esta problemática y considerando que hoy en día existen varios métodos para disminuir esta excesiva producción de agua que se tiene en superficie, se plantea la aplicación de la tecnología DOWS.

En definitiva, la idea principal para la aplicación de este sistema consiste en una disminución de la cantidad de agua de formación en superficie, obtenida como producto de la deshidratación del petróleo crudo, con lo cual se conseguiría tener una reducción en los costos de operación que implica la generación de energía que necesitan los equipos en superficie para reinyectar altos volúmenes de agua.

PREGUNTAS

- ¿Por qué se da una excesiva producción de agua?
- ¿Qué tecnologías podríamos usar ante esta problemática?
- ¿Existe actualmente un sistema tecnológico para mitigar la excesiva producción de agua en los pozos dentro de la empresa?

CAUSAS	EFECTOS
Desconocimiento de los factores que influyen en el aumento de la producción de agua por parte de los operadores	Mala operación en la producción de los pozos
Costos elevados de tecnologías de punta y de facilidades de proceso para la implementación en los campos petroleros	Pérdidas de producción de petróleo por la falta de facilidades en superficie por el incremento del corte agua en los pozos
Falta de la aplicación de la tecnología DOWS	Cierre de pozos y abandono de los mismos

La idea principal con la aplicación de este sistema es una disminución de la cantidad de agua de formación en superficie, obtenida como producto de la deshidratación del petróleo crudo, con lo cual se conseguiría tener una reducción en los costos de operación que implica la generación de energía que necesitan los equipos en superficie para reinyectar altos volúmenes de agua en el Campo ALFA. De esta manera se puede alcanzar una optimización de los recursos económicos y físicos de las plantas de proceso de la empresa operadora, ya que el volumen de agua que llegue a superficie será menor con la aplicación de este sistema (DOWS), para posteriormente ser enviada a los pozos reinyectores.

1.3 JUSTIFICACIÓN

En nuestro país, las empresas operadoras o productoras de petróleo emplean significativas cantidades de dinero en la generación de energía que se emplea para la reinyección de agua de formación se obtiene al separar los fluidos en la superficie (gas, petróleo y agua).

En otros países se ha aplicado esta tecnología, lo cual les ha significado un importante ahorro y por ende les ha significado ganancias económicas. Los costos de la energía consumida en la elevación, tratamiento, reinyección o disposición del agua producida son importantes componentes de los gastos operativos. Como se mencionó la aplicación del DOWS puede ahorrar dinero a los Productores por reducción de los volúmenes de agua producida en superficie. En las 59 instalaciones examinadas por (John Veil en el 2004) la aplicación de esta tecnología redujo el volumen de agua traída a la superficie.

El porcentaje de reducción del agua producida está en un rango comprendido entre el 14% y 97% con la mayoría de las instalaciones excediendo el 75%.

Aproximadamente en la mitad de los pozos de América del Norte en los cuales se instaló el DOWS, la producción de petróleo aumentó inmediatamente después de la instalación y el porcentaje de este incremento no superó el 10% mientras que en el resto de los pozos la producción de petróleo se mantuvo o disminuyó (John Veil en el 2004). En Yacimientos donde la capacidad de procesar y disponer el agua de producción es una limitación para el aumento de la producción, el uso de esta tecnología podría ayudar a obtener un incremento de la misma.

El uso del DOWS provee algunos beneficios como el minimizar los riesgos de contaminación de las fuentes de agua potable en el subsuelo debido a roturas en el tubing o casing durante los procesos de inyección de agua ya que los mismos se realizan por debajo de zonas productoras. Otro beneficio medioambiental que es altamente deseado por los Productores, es el minimizar la contaminación del suelo al reducir los volúmenes de agua a manejar en superficie.

Esto, a partir de que las resoluciones que establecen las normas y procedimientos para la protección del Medio Ambiente durante las etapas de exploración y explotación de hidrocarburos, adquirió una importancia relevante en la políticas medioambiental de las empresas y desde este punto de vista, la disminución del volumen de agua en superficie, es la ventaja más importante que provee el uso de la tecnología DOWS.

De tal manera, que a medida de que se avanza con la producción de hidrocarburos en los campos, los volúmenes de agua irán aumentando, por tanto la descripción resumida de la aplicación de la tecnología DOWS se presenta en este momento o en futuro muy cercano como un desafío interesante que podría minimizar los costos de inversión y mantenimiento y a la vez reducir los riesgos ambientales y extender la vida de los pozos produciendo económicamente desde reservorios maduros.

Actualmente el corte de agua de un pozo productor, por estar en su etapa madura (se ha explotado más del 50 % de sus reservas probadas) es mayor al 70 %. El proceso de elevar fluido desde la profundidad del yacimiento (promedio 10.000 pies) hasta superficie, requiere de gran inversión en energía de bombeo, así, si la producción de un pozo que tiene un corte de agua del 70%, es 700 BPPD (barriles de petróleo por día), se debe extraer desde el yacimiento 2 333 BFPD (barriles de fluido por día) en promedio, que corresponde a los 700 BPPD y 1 633 BAPD (barriles de agua por día).

Este mismo ejemplo podemos aplicar a la producción diaria nacional, que es de 530 000 BOPD, si los pozos producen con un corte agua promedio del 70%. Tendríamos que en la actualidad producimos de nuestros pozos una totalidad de 1'766 667 BFPD, siendo de estos 530 000 BOPD y 1'236 667 BWPD, es una cifra muy alta y a esto debemos sumarle que el costo por barril de agua producida es de \$1.00.

Este costo por barril se deriva de los gastos energéticos, de los productos químicos, del personal operativo necesario, y entre otros gastos que se emplean para la producción de cada barril de petróleo, en la extracción de agua, el tratamiento del agua en superficie y la reinyección de la misma.

El proceso DOWS aplica la tecnología de ciclones tangenciales para separar en el sitio el agua de formación del petróleo y así obtener en menor porcentaje los cortes de agua en superficie, los cuales son fácilmente separados y tratados en las facilidades de producción, en procesos de deshidratación que deben obtener finalmente un crudo con un Corte de agua menor al 1.0%, según el acuerdo ministerial 1215 (RAOHE).

Esta tecnología innovadora en la industria petrolera ecuatoriana permitirá optimizar la producción en los campos maduros; pero es necesario señalar que esta tecnología es relativamente nueva y más aún tratándose de yacimientos con crudos pesados, en el futuro se deberán seguir haciendo

más avances en el desarrollo de esta tecnología para tratar este tipo de crudos pesados. Para nuestro país nos vendría muy bien con el tema latente de la explotación del Yasuní, y así poder aplicar en la explotación de los campos del ITT, ya que así se podrán disminuir los costos de operación y sobre todo tener menor impacto ambiental.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar técnicamente las características que debe tener un pozo productor de petróleo candidato para aplicar el sistema DOWS, en el Campo Alfa.

1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Compilar información de todos los pozos en cuanto a la producción de fluidos, para determinar la situación actual de los mismos en el Campo Alfa.
2. Determinar las condiciones que debe tener un pozo candidato para aplicar la tecnología DOWS en el Campo Alfa.
3. Evaluar y recomendar cuales serían los pozos candidatos a aplicar la tecnología DOWS Campo Alfa (wellpad Alfa-A).

CAPÍTULO II

2.1 MARCO TEÓRICO

2.2 REVISIÓN DE LITERATURA

La tecnología DOWS consiste fundamentalmente de un hidrociclón de fondo que permite separar una gran cantidad de agua asociada al crudo para su posterior reinyección dentro del mismo pozo sin la necesidad de llevar esta agua hasta superficie, disminuyendo así los costos implicados en el levantamiento, tratamiento, manejo e inyección de la excesiva producción de agua.

2.3 CONCEPTOS BÁSICOS DE YACIMIENTOS

Para entender la conducta correcta del yacimiento, es necesario determinar si se tiene una producción excesiva de agua o de gas, o si puede llegar a ser potencialmente excesiva en el futuro.

2.3.1 MECANISMOS DE RECOBRO

Las tasas de producción y recobros de hidrocarburos dependen altamente de los mecanismos de empuje, propiedades de la roca, propiedades del fluido, de la estructura del yacimiento, localizaciones del pozo y técnicas de manejo del yacimiento.

2.3.2 RECOBRO PRIMARIO

“La producción inicial de hidrocarburos está acompañada por el uso de la energía natural de este y normalmente se conoce como producción primaria. “Cuando no existe ni acuífero ni inyección de fluidos, el recobro de hidrocarburos se debe principalmente a la expansión del fluido, sin embargo en crudo, este podría producirse mediante drenaje gravitacional”.

Los principales mecanismos que contribuyen al recobro de hidrocarburos son: empuje hidráulico, segregación y procesos de gravedad. El empuje de gas en solución resulta en los más bajos recobros (15 al 27%) y empujes de agua natural resultan en los más altos recobros (35 al 70%), como se muestra en la figura 01.

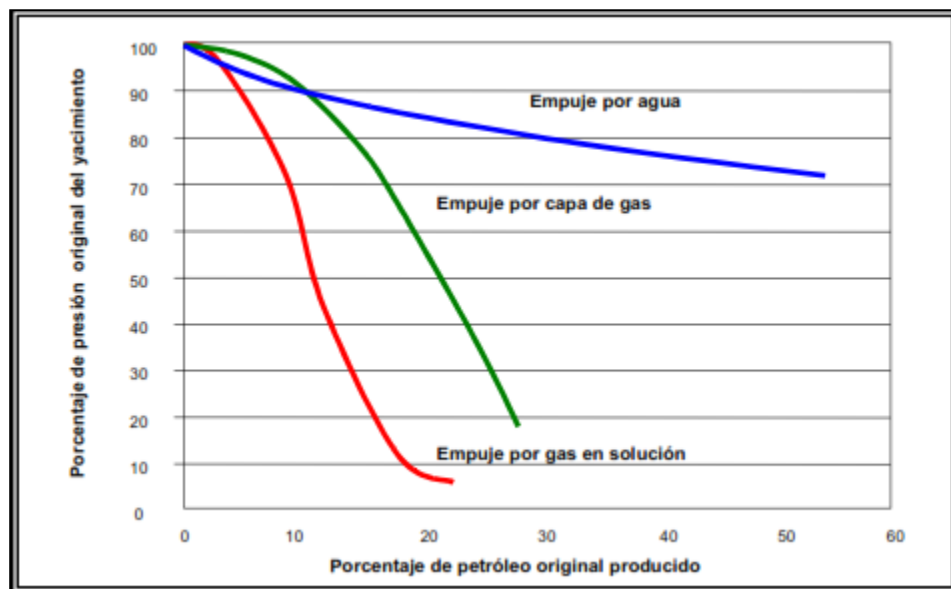


Figura 01. Mecanismos de producción de los yacimientos.

Identificación y tratamiento de aguas - problemas de control de eficiencia de recuperación mejorada del reservorio. (HALLIBURTON ENERGY SERVICES). (2001).

2.3.2.1 Compresibilidad de la roca y fluidos

Cuando un reservorio inicia la producción produciendo una disminución de presión en el yacimiento debido a la expansión de los fluidos (petróleo gas y agua) y la reducción del volumen poroso del yacimiento produciendo una fuerza de empuje que mueve a los fluidos salir del medio poroso hacia el pozo productor, este mecanismo permite una recuperación del 1% al 10% de petróleo con un promedio de 3% de eficiencia que se encuentra originalmente en el yacimiento. En los yacimientos subsaturados la producción declina más rápidamente. Las compresibilidades de la roca y de los fluidos se convierten en un mecanismo de expulsión de los hidrocarburos. Al iniciarse la producción del yacimiento y al manifestarse la caída de la presión, se expanden la roca y los fluidos.

2.3.2.2 Empuje de Gas en Solución (gas disuelto)

Al perforar un yacimiento la presión en el pozo disminuye y permite expandirse al gas, la principal fuente de energía es el resultado de la liberación del gas desde el petróleo el mismo que sale hacia la superficie, si el gas se encuentra disuelto en el petróleo estas burbujas se expanden y permite forzar al petróleo que salga del espacio poroso arrastrando a su salida y ayudando en la producción, de esta misma manera contribuye que la presión del yacimiento decline rápidamente y continuamente, este mecanismo permite una recuperación del 5% al 35% con un promedio de 20% de petróleo que se encuentra originalmente en el yacimiento.

2.3.2.3 Empuje por expansión de la capa de gas

El gas que se encuentra sobre el petróleo en ciertos yacimientos también se expande luego de la perforación empujando al petróleo hacia la superficie,

aquí la presión del yacimiento cae lentamente y de forma continua, el grado de mantenimiento de la presión depende del volumen de gas en el casquete en comparación con el volumen de petróleo. Este mecanismo permite una recuperación del 20% al 40% con un promedio de 25% de petróleo que se encuentra originalmente en el yacimiento.

2.3.2.4 Empuje de agua o Hidráulico

El desplazamiento por invasión de agua es básicamente la fuerza para provocar la expulsión del petróleo del yacimiento con el empuje de agua acumulada debajo de él cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, se crea un diferencial de presión a través del contacto agua-petróleo, en este desplazamiento, el agua ocupa un lugar atrás del petróleo y en la interfase agua-petróleo móvil, aquí el agua invade y desplaza al petróleo, progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores.

Este mecanismo permite una recuperación del 35% al 80% con un promedio de 50% de petróleo que se encuentra originalmente en el yacimiento. Podemos encontrar dos tipos de empuje de agua:

2.3.2.5 Mecanismo de Segregación

En yacimientos con estructuras geológicas elevadas conteniendo petróleo y gas, estos pueden existir como fases estratificadas o segregadas. Por ejemplo una zona de petróleo puede estar sobrepuesta por una capa de gas. En este tipo de yacimiento, permeabilidad vertical baja o la presencia de lutitas u otras zonas impermeables suprimen el flujo de petróleo y gas asociado con procesos de drenaje por gravedad.

La segregación gravitacional obedece a la distribución de los fluidos de acuerdo a sus densidades dentro del reservorio este mecanismo generalmente permite una recuperación del 40% al 80% con un promedio de 60% de petróleo que se encuentra originalmente en el yacimiento

2.3.2.6 Drenaje por gravedad

El desarrollo y expansión de la capa de gas sobre una zona de petróleo puede resultar de un activo proceso de segregación de fluido en el cual el petróleo migra hacia abajo debido a la gravedad y el gas hacia arriba por efectos de flotabilidad.

En este tipo de yacimiento la permeabilidad vertical debe favorecer el movimiento de hidrocarburos, y el volumen de gas moviéndose hacia arriba debe ser igual a la cantidad de petróleo moviéndose hacia abajo. La tasa de segregación de fluido se incrementa en tanto la movilidad del petróleo se acerca a la del gas. El agotamiento de la capa de gas a través de conificación u otras maneras va en detrimento de la ejecución del yacimiento porque este tipo de yacimiento no es un candidato para la inyección de gas dentro de la capa de gas.

2.3.3 RECUPERACIÓN SECUNDARIA

En la recuperación primaria de petróleo, la energía natural del yacimiento desplaza el petróleo para producirlo a través del pozo. Muchos métodos que mejoran la producción de petróleo más allá de la recuperación primaria son referidos como recuperación mejorada de petróleo (EOR) por sus siglas en inglés. Los procesos que no envuelve reacción química entre el fluido inyectado y el petróleo en sitio, son llamados métodos de recuperación

secundaria. Técnicas de mantenimiento de presión tales como inyección de agua y de gas son los procesos secundarios más ampliamente aplicados.

2.3.3.1 Mantenimiento de presión con Inyección de agua

Durante la inyección de agua (waterflooding), operadores inyectan agua para aumentar el recobro durante las etapas finales de la operación de recuperación primaria. Cuando la inyección de agua es usada, puede ocurrir la irrupción temprana del agua en el pozo si el agua se canaliza a través de las zonas de mayor capacidad de flujo (K^*h). Si el agua es más móvil que el petróleo puede ocurrir adedamiento.

2.3.3.2 Mantenimiento de presión por Inyección de gas

Los operadores usan la inyección de gas tanto para mantener la presión en el yacimiento a un nivel deseado como para complementar la energía natural del yacimiento, reinyectando el gas producido. Operaciones de mantenimiento parcial o total de la presión pueden incrementar la recuperación de hidrocarburos y mejorar el rendimiento del yacimiento. Sin embargo al igual que los métodos de inyección de agua, la irrupción temprana de gas, causada por canalización o adedamiento, puede ocurrir.

2.3.3.3 Inyección de vapor

Consiste en inyectar vapor a un pozo productor de petróleo con la finalidad de disminuir la viscosidad del crudo y aumentar las tasas de producción. Es un mecanismo de recuperación secundaria eficiente en yacimientos de crudos pesados. Existen dos tipos de inyección de vapor: continua y alternada.

2.3.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

En un reservorio es importante conocer las acumulaciones de petróleo, agua y gas que están presentes en la roca porosa, debido a que estos fluidos se encuentran en una red de espacios porosos interconectados y tienen la facilidad de ser móviles o desplazarse hacia pozos productores, por esto la importancia del estudio de las propiedades petrofísicas de un reservorio.

2.3.4.1 Porosidad

La porosidad determina los volúmenes de líquido o gas que pueden estar presentes en un reservorio, también conocida como la capacidad que tiene la roca del reservorio para contener petróleo, agua o gas.

$$\phi = \frac{\text{Volumen Poroso}}{\text{Volumen Total de la roca}} = \frac{V_p}{V_t} (\%) \quad [\text{Ec.1}]$$

Tabla 01. Clasificación y grados de porosidad promedio de las arenas productoras

GRADO DE POROSIDAD	GRADO PORCENTAJE %
Muy pobre	1 – 5
Pobre	5 – 10
Media a regular	10 – 15
Buena	15 – 20
Muy buena	> 20

Fuente: Manual de Geología del Petróleo. (Guerra, 2007)

Tabla 02. Porosidad promedio de las arenas productoras

ARENA PRODUCTORA	POROSIDAD PROMEDIO %
U Principal	13
T Principal	12
Hollín Principal	16

Fuente: Informe anual de operaciones 2011-2012 –Yacimientos Campo ALFA. (Base de datos del departamento de Yacimientos (ARCH), 2012)

2.3.4.2 Permeabilidad

La permeabilidad se define como la capacidad que tiene la roca o medio poroso del yacimiento para permitir el flujo de fluido a través de la red de poros intercomunicados del mismo. La unidad de medida es el darcy. La permeabilidad de un darcy se produce cuando un centímetro cúbico de fluido de viscosidad de un centipoise en un segundo atraviesa una muestra de roca de un centímetro cuadrado de superficie por un centímetro de fondo a condiciones de una atmósfera de presión. El darcy es una unidad muy grande, por lo cual se utiliza el milidarcy y la permeabilidad en los yacimientos explotables generalmente varía de uno a mil milidarcys, pero excepcionalmente existen yacimientos que producen con mayores a un darcy. Se la obtiene de núcleos, de análisis de build-up, de dst, de registros eléctricos.

Tabla 03. Equivalencias de las permeabilidades en milidarcys

EQUIVALENCIA	MILIDARCYS
Pobre	1 – 10
Buena	10 – 100
Muy buena	100 – 1000

Fuente: Manual de Geología del Petróleo. (Guerra, 2007)

La permeabilidad se clasifica en:

➤ **Permeabilidad Absoluta (K)**

Se la considera cuando un solo fluido está saturando un ciento por ciento el espacio poroso.

➤ **Permeabilidad Efectiva (Ke)**

Se la tiene cuando un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos saturan el medio poroso. Por lo tanto, la permeabilidad de un fluido se determina en la presencia de otros fluidos inmiscibles bajo ciertas condiciones de saturación del mismo. Las permeabilidades efectivas pueden ser para el petróleo (Ko), agua (Kw) y gas (Kg).

➤ **Permeabilidad Relativa (Kr)**

Se define como la relación entre la permeabilidad efectiva a un fluido específico y la permeabilidad absoluta expresada en la siguiente ecuación:

$$K_r = \frac{K_e}{K} \quad [\text{Ec.2}]$$

Y se considera como una medida directa de la capacidad como un fluido se desplaza en el medio poroso o en presencia de dos o más fluidos.

Esta relación permite saber que la permeabilidad relativa a un fluido siempre es menor que la unidad. La sumatoria de las permeabilidades relativas en un yacimiento (tres fases: petróleo, gas y agua) es la unidad, expresada en siguiente ecuación:

$$K_{ro} + K_{rg} + K_{rw} = 1 \quad [\text{Ec.3}]$$

Tabla 04. Permeabilidades promedio de las arenas productoras.

ARENAS PRODUCTORAS	PERMEABILIDADES PROMEDIO (MD)
U Principal	130
T Principal	125
Hollín Principal	450

Fuente: Informes anual de operaciones 2011-2012 –Yacimientos CAMPO ALFA. (Base de datos del departamento de Yacimientos (ARCH), 2012)

Además, desde el punto de vista litológico hay dos tipos de permeabilidad:

- 1. Horizontal o paralela**, es la que se refiere a la permeabilidad medida en dirección de los estratos.
- 2. Transversal o vertical**, es la permeabilidad medida en dirección perpendicular a los estratos.

La permeabilidad horizontal normalmente es mayor que la vertical y es de mayor importancia considerando la migración de petróleo y sólo en el caso de fracturación la vertical es mayor que la horizontal.

La permeabilidad es más importante que la porosidad en un reservorio comercial, porque existen rocas porosas y no permeables, por ejemplo una arenisca que tenga matriz calcárea o porque existe una relación de un porcentaje mayor de porosidad que corresponde a valores altos de permeabilidad. Es así que la arcilla es porosa pero impermeable por el tamaño microscópico de sus granos, lo cual crea una tensión superficial que no permite que el fluido se mueva.

En la práctica se ha comprobado que no existe una relación directa entre porosidad y permeabilidad, pero por regla general se dice que cuando la porosidad aumenta la permeabilidad también aumenta.

2.3.4.3 Mojabilidad

La mojabilidad es la tendencia de un fluido en presencia de otro inmisible con él a extenderse o adherirse a una superficie; definiendo de esta manera dos tipos de roca:

Roca Hidrófila: cuando la roca es mojada por el agua, el agua innata se adhiere a la superficie de la roca.

Roca Oleófila: cuando la roca es mojada por el petróleo, cubriendo la mayoría de la superficie de la roca, el petróleo se adhiere preferentemente a la superficie de la roca expulsando el agua. *“En los campos del Ecuador se tienen mayormente rocas hidrófilas, facilitando la recuperación de petróleo”*

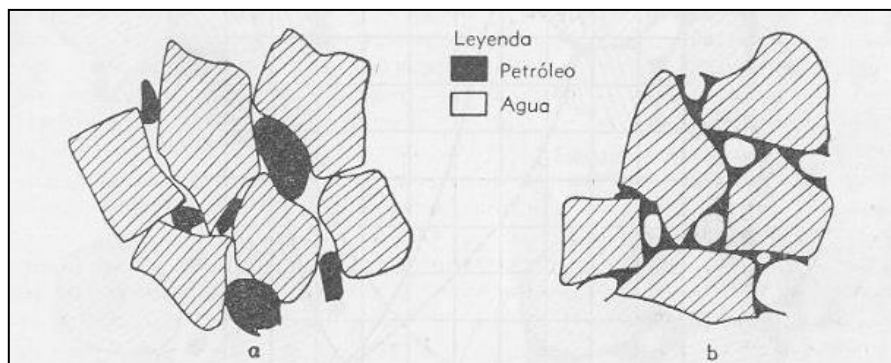


Figura 02. Distribución de los fluidos en los poros de una roca en función de la humectabilidad de la roca reservorio. Saturación de agua y de petróleo en a) roca reservorio hidrófila y b) roca reservorio Oleófila. (HALLIBURTON, 2001)

Relación del ángulo de contacto con la tensión de adhesión:

$\theta < 90^\circ \Rightarrow$ Mojada preferencialmente por agua (Proceso de Imbibición)

$\theta > 90^\circ \Rightarrow$ Mojada preferencialmente por petróleo (Proceso de Drenaje) (en la figura representada por el mercurio en laboratorio).

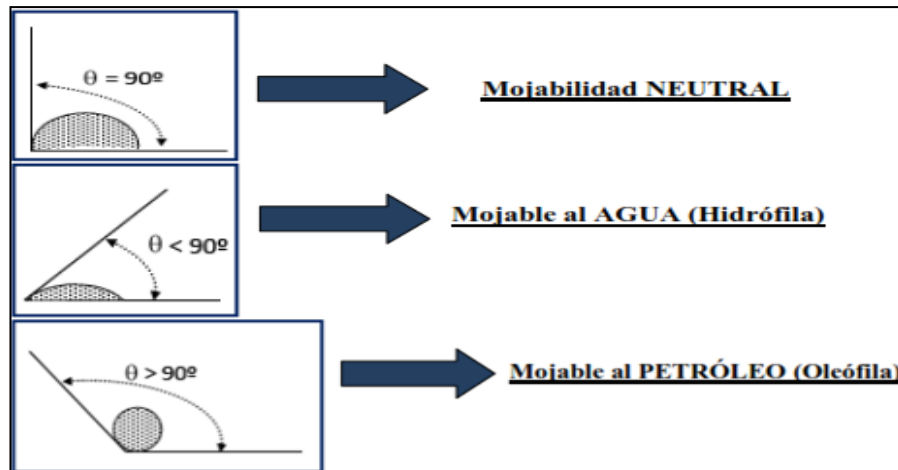


Figura 03. Ejemplos de humectabilidad preferencial. Conceptos Básicos de Yacimientos. (HALLIBURTON, 2001)

2.3.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

El tipo de fluido en el reservorio influye en el comportamiento de la producción, es importante que el ingeniero pueda entender los cambios en las propiedades de los fluidos en el reservorio a través del tiempo.

2.3.5.1 Saturación

Se define como el contenido de fluidos que existen en los espacios vacíos sobre el volumen total de vacíos que tiene la roca que se expresa en porcentaje y generalmente en un reservorio hay 3 clases de fluidos: gas, petróleo y agua; dicho de otra manera, la saturación es el porcentaje de un fluido ocupado en el espacio poroso, y está definido como:

$$S_{fluido} = \frac{\text{Volumen de fluido en el medio poroso}}{\text{Volumen poroso}} = \frac{V_f}{V_p} * 100\% \quad [\text{Ec.4}]$$

Tabla 05. Saturación de fluido

Gas	Petróleo	Agua
$S_g=V_g/V_t$	$S_o=V_o/V_t$	$S_a=V_a/V_t$
$S_g+S_o+S_a=1$		

Fuente: Informes anual de operaciones 2011-2012 –Yacimientos CAMPO ALFA. (Guerra, 2007)

Tabla 06. Saturaciones de agua en la zona de pago en las arenas productoras

ARENA PRODUCTORA	SATURACIÓN PROMEDIO DE AGUA (S_w) %
U Principal	32
T Principal	30
Hollín Principal	28

Fuente: Informes anual de operaciones 2011-2012 –Yacimientos CAMPO ALFA. (Base de datos del departamento de Yacimientos (ARCH), 2012)

2.3.5.2 Viscosidad

Se denota como (μ), se define como la medida de la resistencia de un fluido al flujo. Es usualmente medida en centipoises (cp) es equivalente a (gr/cm^*seg). Por tanto es el parámetro que mide la fricción interna o la resistencia que ofrece el petróleo a fluir, generada cuando las moléculas del fluido tratan de desplazarse unas sobre otras. Su unidad de medida es el poise. Es importante analizar la viscosidad de los fluidos (μ_o , μ_g , μ_w) del reservorio; debido que permitirá analizar el comportamiento de las movilidades de los fluidos y saber algunas de las razones por las cuales se tienen altos cortes en la producción de agua del Campo Alfa.

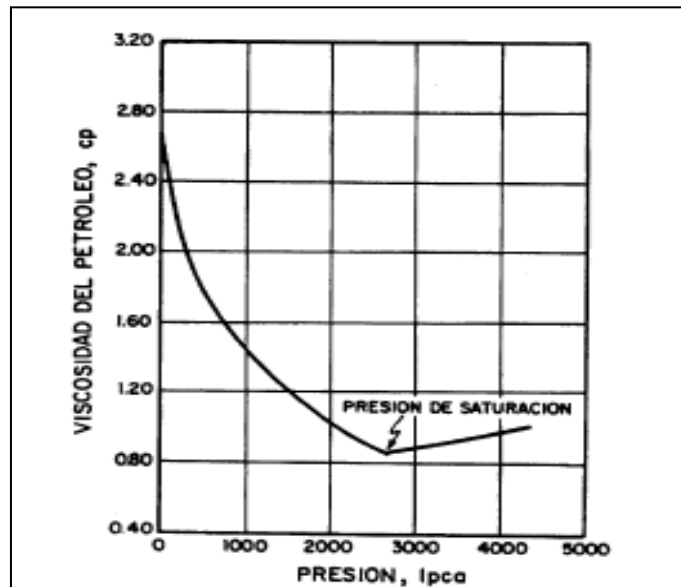


Figura 04. Comportamiento de la viscosidad del petróleo. (Banzer, Correlaciones Numéricas PVT)

2.3.5.3 Movilidad

Es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de un fluido. La movilidad se expresa así:

$$\lambda_{fluido} = \frac{Kf}{\mu f} \quad [\text{Ec.5}]$$

En un proceso de flujo multifásico, existe relación entre las movilidades de los fluidos, a esto se le conoce como relación de movilidad, M , normalmente se expresa como la relación entre el fluido desplazante sobre el desplazado. Tal como nos indican las *Ec.6* y *Ec.7*:

$$M = \frac{\text{Movilidad de la fase desplazante (agua)}}{\text{Movilidad de la fase desplazada (petróleo)}} \quad [\text{Ec.6}]$$

$$M = \frac{K_w \mu_o}{\mu_w K_o} = \frac{K_{rw} \mu_o}{\mu_w K_{ro}} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} \quad [\text{Ec.7}]$$

- Si: $M < 1$, significa que el crudo se mueve más fácilmente que el agua
 $M = 1$ significa que ambos fluidos tienen igual movilidad
 $M > 1$, significa que el agua es muy móvil con respecto al crudo

2.3.6 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN

En la figura 12, se podrá observar los valores de presiones registrados en el Campo Alfa (Hollín Principal), se han tomado pruebas de restauración de presión de casi todos los pozos, mediante los cuales se ha podido caracterizar la presión de reservorio en $P_r = 4,000$ psia, tomando en cuenta que estamos frente a una formación con un soporte activo de acuífero como es Hollín, lo cual permite tener una presión constante.

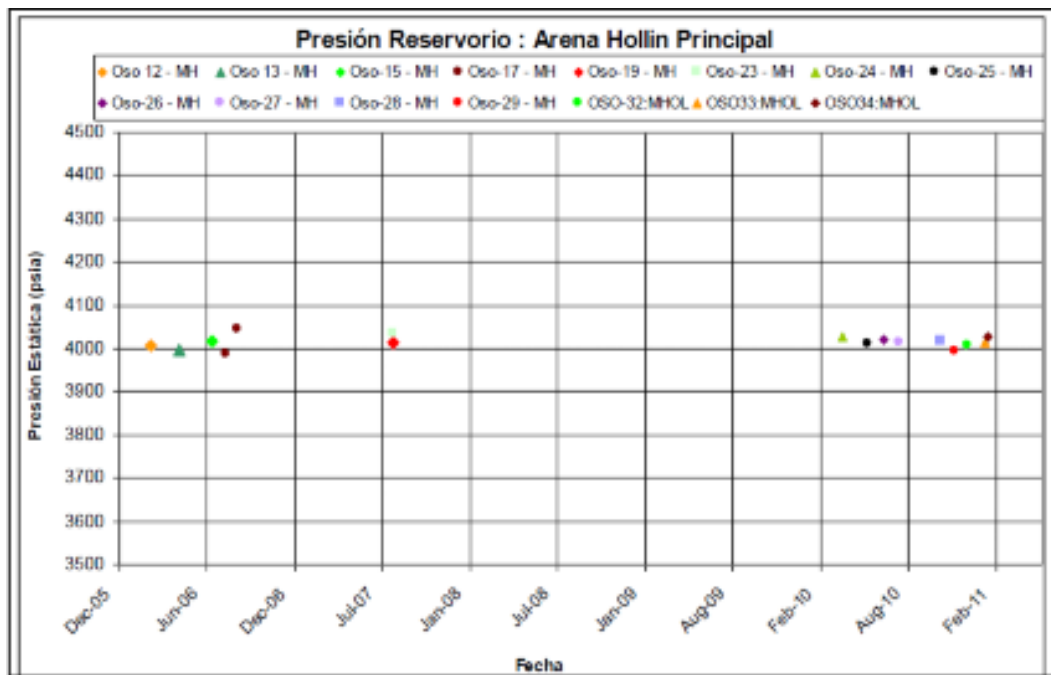


Figura 05. Historia de Presiones del CAMPO ALFA Hollín principal. Informes anual de operaciones 2011-2012. (Base de datos del departamento de Yacimientos (ARCH), 2012)

2.3.7 DAÑO DE FORMACIÓN (S)

Las operaciones de campo, como la perforación, cementación, completación, reacondicionamiento y estimulación, estas operaciones originan daño a la formación produciendo una reducción de la permeabilidad alrededor de la cara del pozo con la formación. Si el daño de formación (S) es negativo significa que el pozo está estimulado y si el daño (S) es positiva da como consecuencia la disminución parcial y a veces total de la producción de petróleo del pozo.

Los síntomas más comunes del daño de formación son las siguientes:

- Disminución significativa en la producción de petróleo si es repentina y substancial.
- Presencia de parafinas o incrustaciones de carbonates en la tubería de producción, el cabezal del pozo y la línea de flujo hacia la estación.
- El aumento de la producción de gas (GOR) con respecto al volumen de petróleo producido.
- El aumento de la relación agua - petróleo (WOR)
- Cambio de la gravedad específica del petróleo (SG)
- Producción de cantidades grandes de arena en el petróleo.

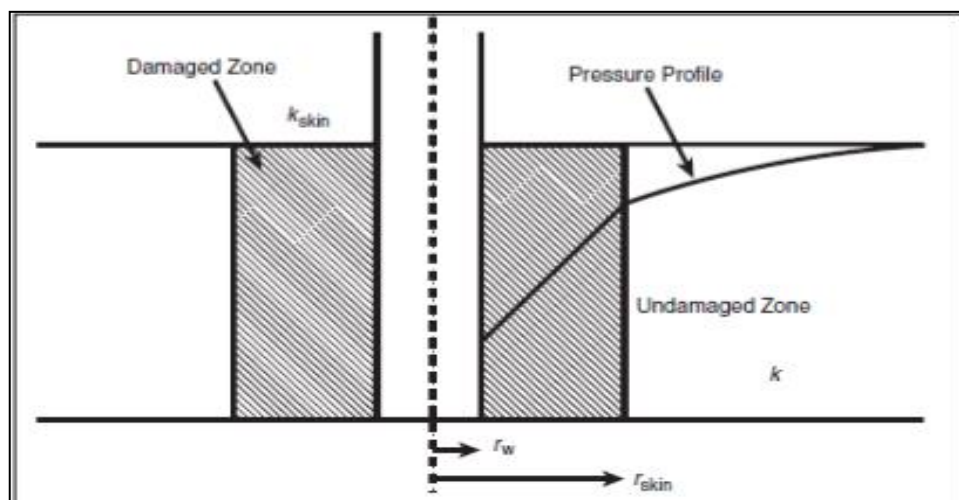


Figura 06. Efecto del daño de formación (Skin). (Reservoir Engineering Handbook) (Ahmed, 2005)

POZOS	DATOS DEL BUILD UP			RESULTADOS DEL BUILD UP		
	FECHA	RESERVORIO	INTERVALOS(MD) FT	P RESER(PSIA)	DAÑO	K prom (Md)
OSO-28	13-14 OCT/2010	HOLLIN	9476-9520	4013	0,498	292
OSO-30	27-dic-10	HOLLIN	9501-9523	3808	0	444
OSO-31 ST1	1-2 DIC/2010	HOLLIN	9344-9364	3961	1,82	299
OSO-32	16-27 DIC/2010	HOLLIN	8984-9004	4006	-0,032	284
OSO-34	feb-11	HOLLIN	9329-9343	4028	0,38	326

Figura 07. Resultados de Daño de formación mediante Build-Up.
 Informes anual de operaciones 2011-2012 –Yacimientos CAMPO ALFA.
 (Base de datos del departamento de Yacimientos (ARCH), 2012)

2.3.8 VARIABLES DE PRODUCCIÓN POR EFECTO DE DAÑOS DE FORMACIÓN

- **El incremento de agua puede ocurrir por:**
 - Taponamientos de formación por finos.
 - Incremento de contenido de cloruros, resultando en la formación de depósitos orgánicos insolubles al ácido.
 - Formación de depósitos de asfaltenos.
 - Alta probabilidad de formación de sales minerales.

- **La declinación súbita se da preferentemente por:**
 - Fallas mecánicas
 - Migración de finos

- **El incremento de agua origina la disminución de crudo por:**
 - Alteración de mojabilidad
 - Depósitos orgánicos insolubles al ácido
 - Depletación

- **El daño de formación producido por Bombeo Electro-Sumergible (BES) se debe a:**
 - Una alta tasa de producción la cual produce daño porque la movilidad de los fluidos arrastra los finos taponando el espacio poroso de la formación.

2.3.9 AVANCE DE AGUA

El agua afecta todas las etapas de la vida del campo petrolero, desde la exploración el contacto agua-petróleo (CAP), es un factor fundamental para determinar el petróleo en sitio hasta el abandono del campo, pasando por el desarrollo y la producción del mismo.

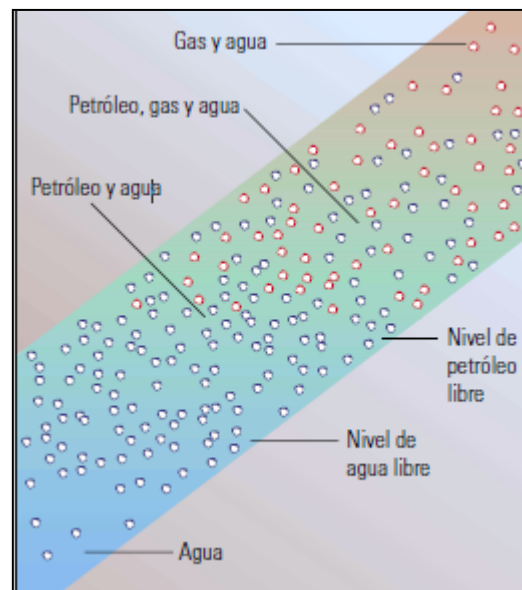


Figura 08. Yacimiento que contiene agua, petróleo y gas. La ilustración muestra la distribución de los fluidos en un yacimiento típico antes de comenzar la producción (BAILEY, Verano del 2000)

La mayoría de yacimientos hidrocarbúricos están rodeados o relacionados con rocas saturadas de agua denominadas acuíferos. El tamaño de dichos

acuíferos varía de tal manera que afectan de varias formas al reservorio en producción.

A medida que los fluidos son producidos y la presión del yacimiento declina, se desarrolla un diferencial de presión hacia el reservorio que ocasiona una invasión a través del contacto original agua petróleo.

Es posible, en algunos casos, que la invasión ocurra debido a ingreso de aguas superficiales a la formación a través de un afloramiento. También es usual que el tamaño del poro en el acuífero no sea significativamente mayor al tamaño del poro del reservorio, por lo que la expansión de agua en el acuífero sería despreciable y los efectos del influjo de agua se podrían ignorar, de igual manera podría darse el caso de que la permeabilidad en la zona del acuífero sea tan baja que se requiera de diferenciales de presión altísimos para invadir el reservorio.

Sin embargo, puede darse el escenario contrario en donde el tamaño del acuífero y su permeabilidad son apreciables y el influjo de agua ocurre a medida que el reservorio se depleta.

2.3.10 ORÍGENES DE LA PRODUCCIÓN EXCESIVA DE AGUA

Cuando se extrae petróleo de un yacimiento, tarde o temprano el agua proveniente de un acuífero subyacente o de los pozos inyectores se mezcla y es producida to con el petróleo. Este flujo de agua a través de un yacimiento, que luego invade la tubería de producción y las instalaciones de procesamiento en la superficie y por último, se extrae y se desecha, o bien se inyecta para mantener la presión del yacimiento, recibe el nombre de “ciclo del agua”.

El transporte del agua a través del campo comienza con el flujo en el yacimiento, prosigue con la producción y luego con su procesamiento en la superficie. Por último, el agua se desecha en la superficie o se inyecta para su eliminación o para mantener la presión del yacimiento.

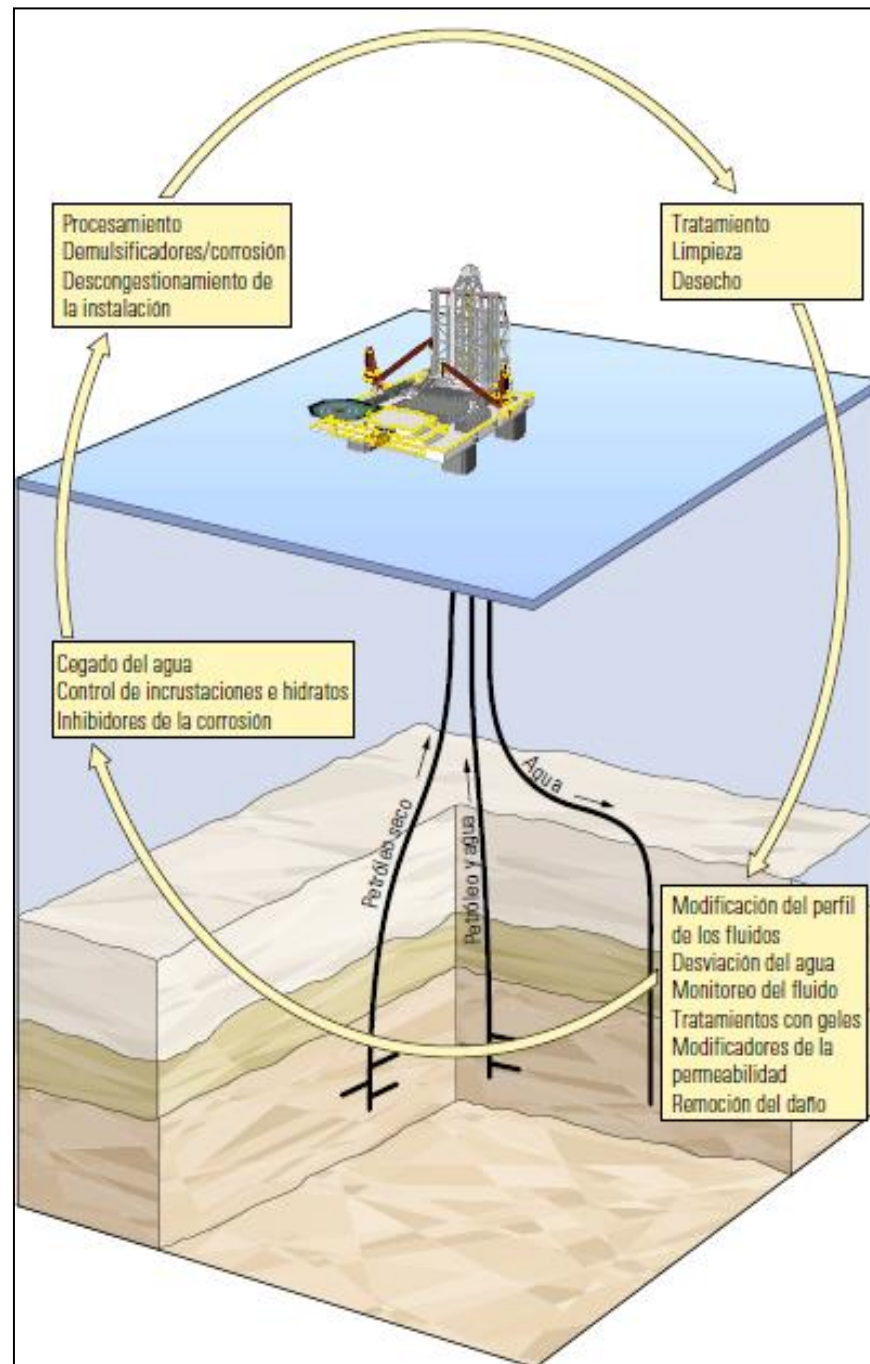


Figura 09. Ciclo del agua. (BAILEY, Verano del 2000)

El agua se encuentra presente en todos los campos petroleros y es el fluido más abundante en el campo. Si bien es cierto que ninguna operadora quiere producir agua, hay aguas que son mejores que otras. Con respecto a la producción de crudo es fundamental distinguir entre los tres tipos de agua como son: el agua de barrido, el agua buena (aceptable) y el agua mala (o excesiva).

- **El agua de barrido**, proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo del yacimiento, puede constituir un factor determinante en la productividad de los pozos y las reservas finales.
- **El agua buena o aceptable**, es producida dentro del hueco a una tasa inferior al límite económico de la relación agua petróleo WOR. Es una consecuencia inevitable del flujo de agua a través del yacimiento, y no se puede eliminar sin perder parte de las reservas. La producción del agua buena tiene lugar cuando existe un flujo simultáneo de petróleo y agua en toda la matriz de la formación. El flujo fraccional de agua está determinado por la tendencia natural de mezcla que provoca el aumento gradual de la relación agua/petróleo.

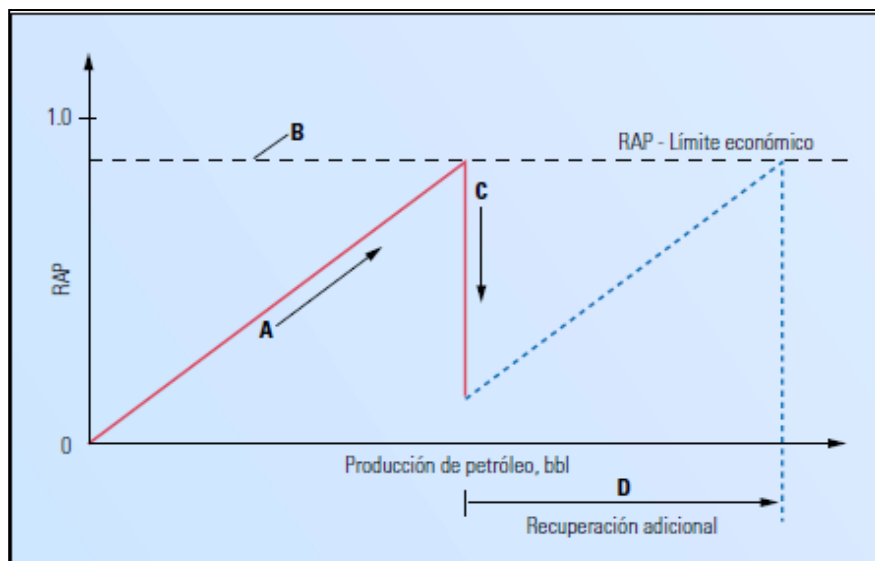


Figura 10. Control del agua para aumentar la productividad del pozo y las reservas potenciales. (BAILEY, Verano del 2000)

En la figura 10, se presenta el control del agua para aumentar la productividad del pozo y las reservas potenciales. Como ocurre en la mayoría de los pozos maduros, la relación agua/petróleo (RAP) aumenta con la producción (A) debido al aumento de la cantidad de agua. Finalmente, el costo del manejo del agua se acerca al valor de la producción de petróleo y al "límite económico" de la RAP (B). La metodología y la tecnología del control del agua reducen la producción de agua del pozo (C), lo cual permite continuar la producción económica de crudo. El control del agua trae aparejado el incremento de la recuperación económica del pozo (D).

- **El agua excesiva (mala)**, se puede definir como el agua producida dentro del hueco, que no produce petróleo, o bien cuando la producción de petróleo no es suficiente para compensar el costo asociado con el manejo del agua, es decir, es agua producida por encima del límite económico de la RAP.

Agua buena y agua mala. El agua buena necesita ser producida junto con el petróleo y no se puede impedir con el flujo de hidrocarburos. La separación en el fondo puede ser una solución. El agua mala no ayuda a la producción y provoca la disminución de la presión.

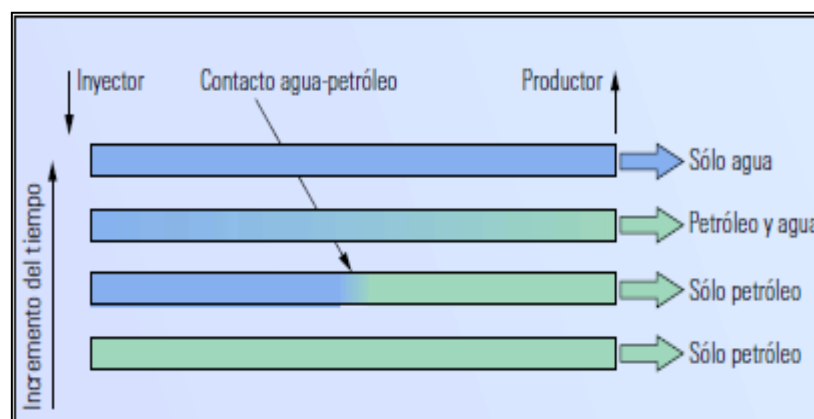


Figura 11. Producción de agua y agua mala. (BAILEY, Verano del 2000)

La producción de agua conjuntamente con la producción de petróleo es costosa, debido al tratamiento para su reinyección a una arena de almacenamiento de agua; los costos de eliminación del agua pueden variar enormemente: desde 10 centavos por barril, cuando el agua se descarga en áreas marinas, hasta más de \$1,50 por barril cuando se transporta con camiones en tierra firme o tubería.

Si el caudal del yacimiento es más grande que la rata de avance del agua, crea caídas de presión en la arena uniforme, ocasionando conificaciones hacia el intervalo productor, en arena estratificada; entonces la producción del agua aumenta por la reducida permeabilidad relativa al petróleo creada por la saturación de agua.

La producción de agua prematura, obliga el uso de un sistema de levantamiento artificial con la cantidad de grandes volúmenes de agua para obtener la misma cantidad de petróleo, incrementando los costos. El uso de aditivos químicos a base de polímeros puede reducir efectivamente la permeabilidad al agua, mientras la permeabilidad relativa al petróleo es aumentada, restringiendo el flujo de agua en cualquier tipo de formación.

2.3.11 PROBLEMAS DEL AGUA DE FORMACIÓN

Los diez tipos básicos de problemas comprenden desde los más fáciles de resolver hasta los más difíciles:

- 1) Filtraciones en el revestidor**, tuberías de producción o empacadores, estas permiten que el agua proveniente de zonas que no producen hidrocarburos ingrese en la columna de producción. Las soluciones habituales incluyen la inyección forzada de fluidos sellantes y el cegado mecánico por medio de tapones, cemento o empacadores, aunque también se pueden utilizar remiendos. Cuando existe este tipo de

problema, conviene aplicar la tecnología de cegado del agua dentro del revestidor, que es de bajo costo.

- 2) Flujo canalizado detrás del revestidor,** la existencia de fallas en la cementación primaria puede provocar la conexión de zonas acuíferas con zonas de hidrocarburos. Estos canales permiten que el agua fluya por detrás del revestidor e invada el espacio anular. Una causa secundaria puede ser la creación de un 'vacío' detrás del revestidor cuando se produce arena. La solución principal consiste en el uso de fluidos de cegado, que pueden ser cementaciones forzadas de alta resistencia, fluidos a base de resinas colocados en el espacio anular, o fluidos a base de geles de menor resistencia colocados en la formación para detener el flujo dentro del espacio anular. El emplazamiento de los mismos es muy importante y, por lo general, se realiza con tubería flexible.
- 3) Contacto agua-petróleo dinámico,** si un CAP uniforme asciende hacia una zona abierta de un pozo durante la producción normal por empuje de agua, puede existir producción de agua indeseada. Esto ocurre en aquellos lugares donde existe una permeabilidad vertical muy baja. En un pozo vertical, este problema se puede resolver fácilmente por abandono del pozo desde el fondo utilizando algún sistema mecánico, como un tapón de cemento o un tapón colocado por medio de cable de acero. Si el CAP se desplaza muy por encima de la parte superior del tapón, será necesario realizar un segundo tratamiento.
- 4) Capa inundada sin flujo transversal,** un problema habitual en la producción proveniente de capas múltiples se produce cuando una zona de alta permeabilidad rodeada por una barrera de flujo (como una capa de arcilla) está inundada. En este caso, la fuente de agua puede ser un acuífero activo o un pozo inyector de agua. Este problema se resuelve fácilmente mediante la aplicación de fluidos de obstrucción rígidos o de un tapón mecánico, ya sea en el inyector o el productor.

- 5) Fracturas o fallas entre inyector y productor**, en las formaciones naturalmente fracturadas bajo recuperación secundaria por inyección de agua, el agua inyectada puede invadir rápidamente los pozos productores. La inyección de un gel en el pozo inyector puede reducir la producción de agua sin afectar la producción de petróleo de la formación. Si se utiliza un flujo de geles reticulados, podría no resultar efectivo dado que su penetración en la matriz es limitada y, por lo tanto, penetra en las fracturas en forma selectiva. Por lo general, la mejor solución para este problema consiste en cegar la producción de agua.
- 6) Fracturas o fallas de una capa de agua**, el agua puede provenir de fracturas que interceptan una zona de agua más profunda. Estas fracturas pueden ser tratadas con un gel; lo cual resulta especialmente efectivo en los casos en que las fracturas no contribuyen a la producción de petróleo.
- 7) Conificación o formación de cúspide (cushing)**, en un pozo vertical se produce conificación cuando existe un CAP cerca de los disparos en una formación cuya permeabilidad vertical es relativamente elevada. En algunos casos, se propone colocar una capa de gel por encima del contacto agua-petróleo estacionario. Sin embargo, este método difícilmente podrá detener la conificación, ya que se necesita un gran volumen de gel para provocar una reducción significativa de la RAP.
- 8) Barrido areal deficiente**, muchas veces el agua marginal o subyacente de un acuífero o de un pozo inyector de agua en una zona productiva, provoca un barrido areal deficiente. Por lo general, la anisotropía areal de la permeabilidad origina este problema, que es especialmente serio en los depósitos de canales de arena. La solución consiste en desviar el agua inyectada fuera del espacio de los poros, que ya han sido barridos por agua. Esto requiere un tratamiento de gran volumen o una inyección continua de un elemento viscoso.

9) Segregación gravitacional, cuando en un yacimiento existe una capa de gran espesor con buena permeabilidad vertical, la segregación gravitacional—denominada a veces barrido de agua en el fondo de la arena (water under-run) puede provocar la invasión de agua no deseada en un pozo en producción es poco probable que los tratamientos con geles produzcan resultados duraderos. Los tramos laterales de drenaje pueden resultar efectivos para alcanzar al hidrocarburo no barrido y los fluidos de inyección viscosos y gasificados también pueden mejorar el barrido vertical.

10)Capa inundada con flujo transversal, el flujo transversal de agua puede existir en capas de alta permeabilidad que no se encuentran aisladas por barreras impermeables; puede ser posible colocar un gel muy penetrante en forma económica en la capa permeable ladrona, siempre que ésta sea delgada y tenga alta permeabilidad comparada con la zona de petróleo. En muchos casos, la solución consiste en perforar uno o más tramos laterales de drenaje para alcanzar las capas no drenadas.

Aunque se disponga de las mejores técnicas de manejo de campo, tarde o temprano la producción de agua puede aumentar al punto de representar más del 90% del volumen de líquidos que se lleva a la superficie. Los sistemas de tratamiento de superficie se sobrecargan, lo que afecta la eficacia y la productividad. Finalmente, el costo que implica el tratamiento del agua producida impide la rentabilidad del campo.

2.4 SEPARACIÓN DE AGUA-PETRÓLEO EN EL FONDO DEL POZO

2.4.1 FUNDAMENTOS DE LA SEPARACIÓN DE AGUA EN EL FONDO DEL POZO

La separación de agua en fondo surge de la necesidad de buscar una tecnología que ayude a reducir los costos de operación en la producción de petróleo, por medio de la disminución del volumen de agua de formación llevado a las facilidades de producción en superficie. Por tal razón C-FER Technology, en la década de los 90 inició el estudio con la finalidad de evaluar una técnica de aplicación innovadora de separación de agua en el fondo del pozo y su posterior reinyección, con el uso de un separador y una bomba denominada separación de petróleo-agua en el fondo del pozo, DOWS (*Downhole oil-wáter separation*).

Esta tecnología fue probada por primera vez por Petroleum Development Oman en 1992, luego la empresa TEXACO fue la encargada de demostrar su posibilidad de aplicación; ya que obtuvo alentadores resultados con este sistema DOWS usado en pozos productores de crudo liviano. A la postre se han hecho varios estudios para demostrar la factibilidad y ventajas de usar esta tecnología e indicar sus beneficios.

El agua de formación separada del crudo con algunas trazas de petróleo, es inyectada o enviada a otra formación dentro del mismo pozo. Mientras que el petróleo con una menor cantidad de agua es llevada hacia la superficie. A continuación en la Figura 12, se detalla para un mejor entendimiento el esquema de funcionamiento del sistema DOWS.



Figura 12. Esquema general de un Sistema DOWS. (C-FER Technologies, 2005).

En la figura anterior, se puede ver que el petróleo y el agua libre entran al sistema de separación y bombeo, en donde el agua es excluida por fuerzas centrífugas (gravitacionales), de esta manera se evita la formación de una emulsión fuerte por el paso de los fluidos a través de la completación del pozo.

El petróleo y el agua son separados en dos corrientes diferentes, el agua es reinyectada mientras que el petróleo con una menor cantidad de agua es enviado a superficie, consiguiendo de esta manera bajar la cantidad de agua a las facilidades de producción y a la vez reducir los costos en el tratamiento químico y en el consumo de combustibles para el funcionamiento y operatividad de la planta de proceso.

El equipo de un sistema DOWS cuenta con varios elementos, sin embargo existen dos elementos que son de vital importancia.

El primero, es un sistema de separación agua- petróleo. El segundo es un sistema de producción e inyección, compuesto por al menos una bomba.

Existen dos diferentes tipos de sistemas de separación DOWS desarrollados y aplicados hasta el momento, basados en el principio de separación usado.

El primero, es denominado **DOWS tipo hidrociclón**. Este tipo de sistema utiliza una vasija llamada hidrociclón, en la cual con ayuda de las fuerzas centrífugas y las fuerzas de arrastre logran separar los fluidos.

El segundo, es conocido como **DOWS tipo separador por gravedad**, este utiliza la separación de agua y petróleo que ocurre en el espacio anular por acción de la fuerza de gravedad y diferencia de densidades, de esta manera se puede disminuir la cantidad de agua en superficie.

De estos dos métodos el más usado es el de separación por hidrociclón, por este motivo será el método que se detallará en este estudio, del otro se mencionarán sus generalidades.

En las Figuras 13 y 14 se encuentra un esquema básico de separador tipo hidrociclón y separador por gravedad.

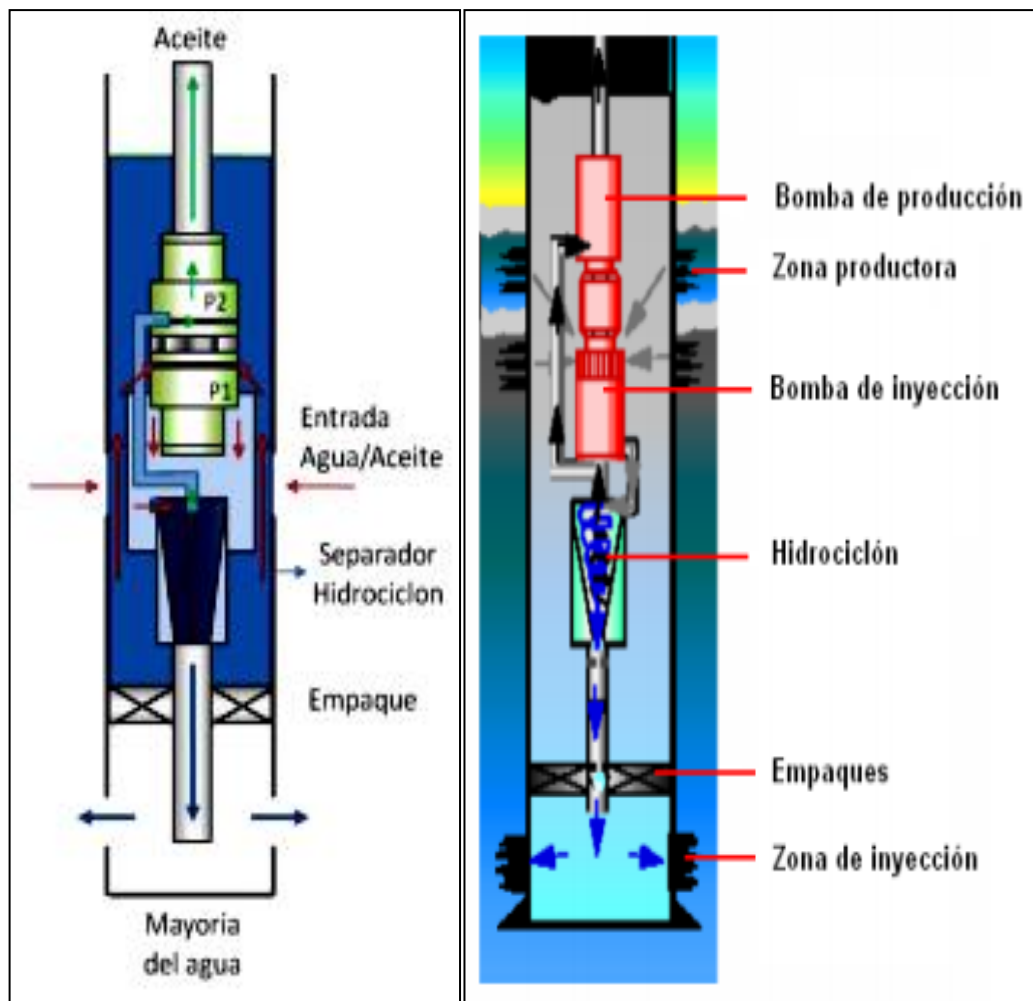


Figura 13. Esquema básico de DOWS Tipo Hidrociclón. (C-FER Technologies, 2005)

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

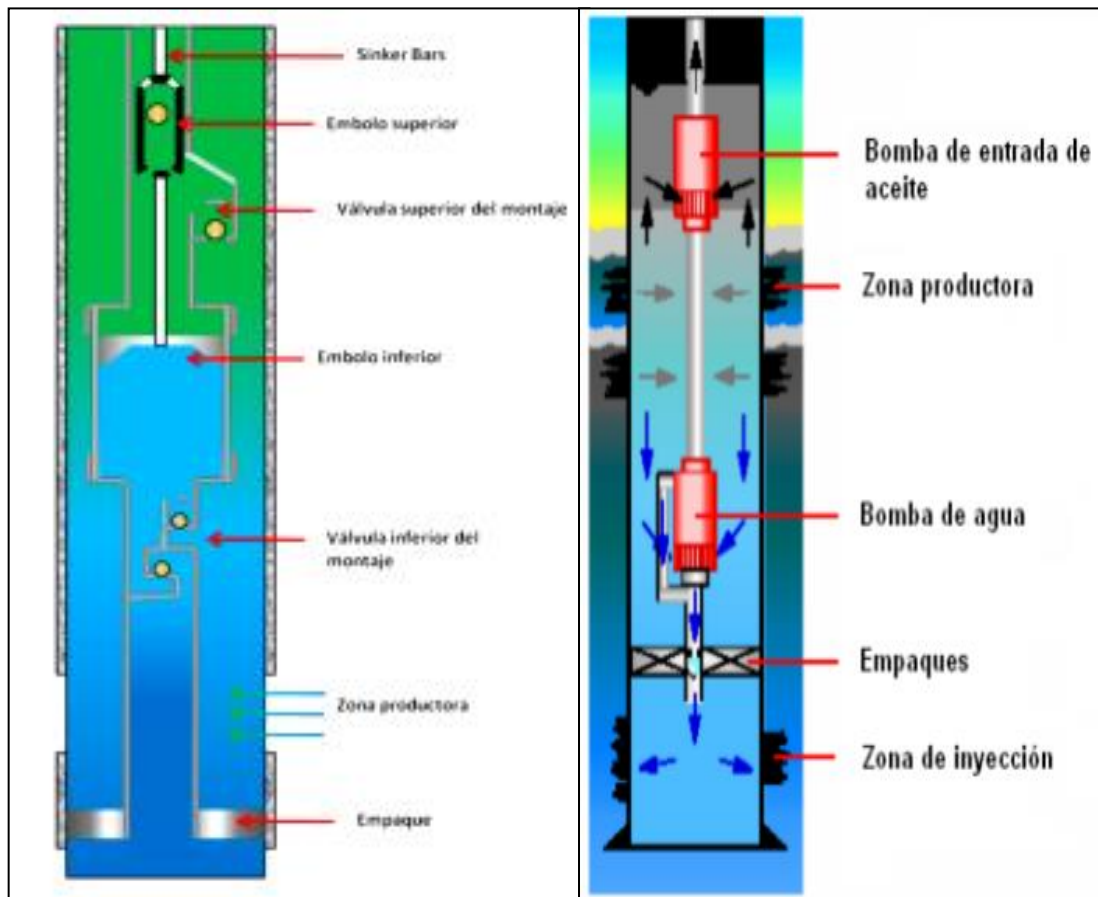


Figura 14. Esquema general de un sistema DOWS tipo separación por gravedad. (C-FER Technologies, 2005)

La separación de agua en fondo por membrana de separación, es una técnica se encuentra en estudio en la actualidad de la cual solo se han realizado algunas investigaciones en el área de simulación.

Por último una cuarta tecnología está tomando importancia para la separación de agua en fondo, llamada separación por centrifuga, sin embargo ésta tecnología se encuentra sometía solamente a estudios de laboratorio. Por otro parte, los sistemas de inyección/producción son básicamente los mismos sistemas de levantamiento artificial que convencionalmente son instalados en los pozos; bombas electrosumergibles (ESP), bombas de varillas (Rod Pumps), bombas de cavidades progresivas (PCP), y Gas Lipies.

Sea cual sea el tipo de DOWS usado es imposible, técnica y físicamente realizar una separación 100% eficiente, sin embargo se puede deducir de la mayoría de investigaciones realizadas de esta tecnología, que el contenido de agua en el petróleo que se produce es aproximadamente del 15%, y la cantidad de petróleo en el agua de inyección varía desde 100ppm hasta 500ppm.

La tecnología DOWS puede ser aplicada con fines más allá de la separación de agua en fondo. Ha sido usada para generar una inyección de agua y lograr un mejor desplazamiento del petróleo en pozos cercanos, esta aplicación se dio en el campo Vizcacheras en argentina.

Por otra parte, es de gran importancia mencionar que sin importar el sistema DOWS que sea implementado, la separación agua/ petróleo en fondo de pozo no se llevara a cabo si los fluidos están formando emulsiones fuertes y/o son miscibles.

Esta técnica puede ser usada en pozos horizontales con el fin de reducir el costo de desarrollo del campo así como tan bien el consumo de energía. También puede ser usada para generar una conificación revertida. Sin embargo, estas aplicaciones aún no han sido validadas con pruebas en campo y su funcionalidad y viabilidad es objeto de estudio.

2.4.2 VENTAJAS DE LA SEPARACIÓN DE AGUA EN FONDO

La tecnología DOWS brinda ciertas ventajas con respecto a la separación, tratamiento y manejo del agua en superficie. Estos beneficios de forma general incluyen, disminución del costo de levantamiento, disminución de costo de manejo y disposición de agua, aumento del tiempo de duración de los equipos de superficie (válvulas, líneas, tanques, separadores, etc.), disminución del consumo de energía, disminución del riesgo ambiental y

otros aspectos relacionados con el yacimiento. Además, presenta otros beneficios observados en pruebas pilotos (aumento de la producción de petróleo, y del factor último de recobro).

2.4.3 VENTAJAS ECONÓMICAS

El sistema DOWS ofrece grandes ventajas económicas sobre la producción de agua y petróleo convencional; a su vez puede ser aplicado en sistemas de levantamiento artificial normalmente usados como Bombeo de cavidad Progresiva (PCP), Bombeo Mecánico que puede ser con balancín o Rotaflex, Bombeo Electrosumergible (BES), Gas Lipies. Entre sus principales ventajas económicas tenemos las siguientes:

➤ **Incremento de la producción de petróleo**

El uso de DOWS permite el incremento en la producción de petróleo en diversas condiciones, tales como:

- En los pozos productores con alto corte de agua, ya que estarían limitados por la capacidad de manejo de agua en las facilidades de proceso de deshidratación.
- En pozos que por alto corte de agua se los deba tener produciendo bajo su capacidad operativa, ya sea que estén chocados o con una frecuencia menor.
- Se puede reanudar la operación o encender pozos, que fueron cerrados o apagados como se tiene en el campo Alfa, debido a su alto corte de agua.
- En pozos que se encuentran limitados por la capacidad de generación eléctrica en las plantas de proceso, debido a su alto consumo de energía eléctrica, se los debe apagar o reducir su frecuencia de operación; entonces como el sistema DOWS disminuye la cantidad de agua, por consiguiente también reduce la cantidad de energía

gastada en el proceso de deshidratación en superficie teniendo así mayor disposición de energía para la operación de los pozos.

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

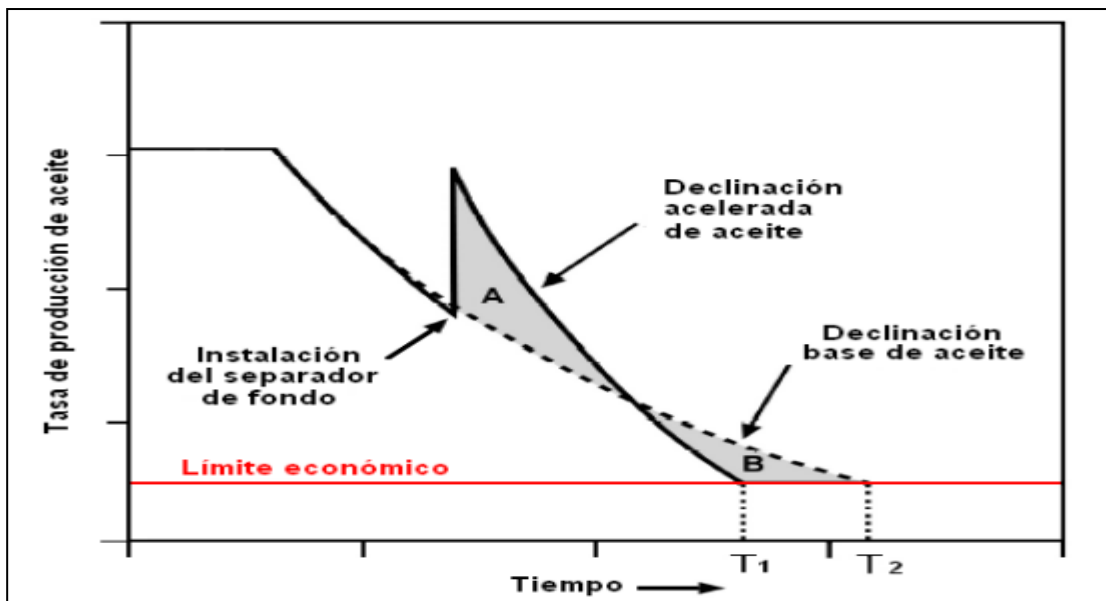


Figura 15. Tendencias de la producción de petróleo bajo dos escenarios de producción. BLANCO. A. "Technical & Economical application guidelines for Downhole oil-water separation Technology"

En la figura se observa la línea punteada que representa la declinación normal de un yacimiento hasta su límite económico. La línea continua proyecta el comportamiento de la producción con la implementación del sistema DOWS, en donde se puede apreciar un aumento notable en la

producción de petróleo instalando la herramienta de separación de agua en el fondo del pozo DOWS.

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

En el anterior análisis se considera la aplicación del sistema de separación de agua en fondo a tiempos tempranos en la vida del yacimiento. Sin embargo, si la herramienta fuera instalada en tiempos cercanos al límite económico, la herramienta presenta un comportamiento similar y también se obtiene un aumento en la producción de petróleo, en la siguiente figura se tiene una comparación entre los sistemas convencionales con el DOWS.

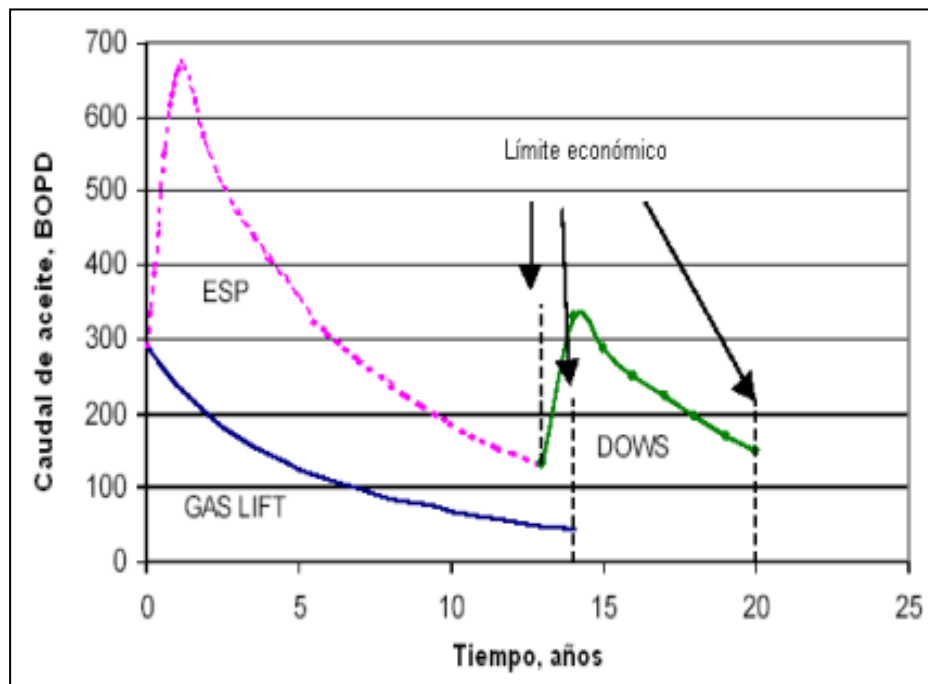


Figura 16. Efecto sobre la producción de petróleo a la aplicación del sistema DOWS en tiempos cercanos al límite económico. BLANCO. A. “Technical & Economical application guidelines for Downhole oil-water separation Technology”

➤ Reducción del consumo de energía

En la mayoría de yacimientos se requiere el uso de un método de levantamiento artificial para llevar los fluidos a superficie, cuando el corte de agua supera 30%, por lo tanto una cantidad importante de energía es gastada para levantar el agua a superficie cuando los cortes de agua superan el 50%. En Ecuador, generalmente se usa un sistema de levantamiento artificial desde el inicio de la vida productiva del pozo. La aplicación de la tecnología DOWS permite a la compañía ahorrar costos asociados al consumo de energía de levantamiento de agua, y como es mencionado por Shaw, de tenerse una zona adecuada para la reinyección el ahorro de energía del sistema DOWS comparado con un sistema de levantamiento ESP es del 50%.

Shaw realizó un estudio donde comparó un sistema DOWS-ESP, con un sistema ESP convencional. Bajo las mismas condiciones de profundidad, tasa, corte de agua, índice de productividad, GOR e índice de inyectividad, obteniendo como resultado que el sistema de separación en fondo presenta un menor consumo de energía.

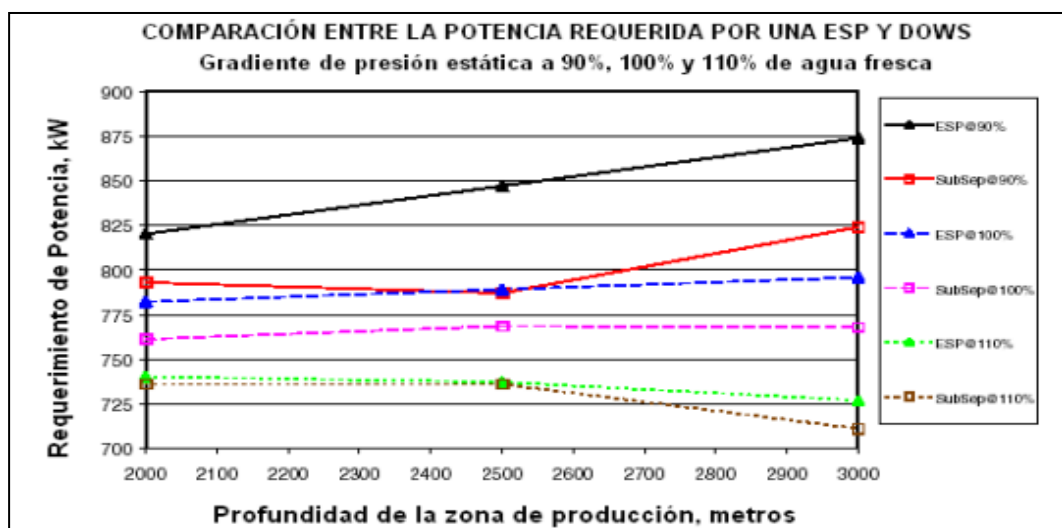


Figura 17. Comparación de consumo de energía entre DOWS y un sistema de levantamiento ESP convencional. SHAW, C, "DOWNHOLE Separation as a Strategic Water and Environmental Management Tool."

La cantidad de energía eléctrica utilizada en la operación de los pozos, separación, tratamiento y disposición-reinyección del agua producida depende del volumen de agua obtenida en superficie. De tal manera, que cuando un sistema de separación en el fondo del pozo es implementado se tendrá una optimización en el consumo de la energía eléctrica destinada para la operación de producción y tratamiento de deshidratación en las plantas, ya que el volumen de agua a tratar será menor.

➤ **Reducción del consumo de químicos**

El sistema DOWS al ser implementado nos bajará la cantidad tanto de agua producida, separada, tratada y reinyectada. Por lo cual el consumo en galones de productos químicos como demulsificantes (rompedores directos e inversos), inhibidores de corrosión, antiescala, biocidas y secuestrante de oxígeno se aminoran significativamente y por ende el costo del consumo diario de estos químicos. La cantidad de galones de cualquiera de los químicos por día está dada por la siguiente ecuación:

$$Gal / día = \frac{PPM * (Volumen de agua a tratar) * 42}{1'000.000}$$

[Ec.8]

➤ **Menores Costos en Facilidades y sistemas de recolección**

El incremento del flujo de agua genera una ampliación del sistema de facilidades especialmente en el almacenamiento de agua con la construcción o contratación de más tanques en las plantas de proceso, ampliación y aumento de diámetro en las líneas de flujo y en muchos casos la repotenciación en las bombas del sistema de reinyección de agua.

El sistema DOWS nos permite disminuir entre un 50% a un 70% del agua producida reduciendo así la carga sobre las facilidades de producción en superficie y con esto ya no cabe una ampliación del sistema de facilidades en la planta de proceso. Es necesario mencionar, que un sistema de separación en fondo debe ser operado para tener aproximadamente un 50% de corte de agua de la producción en superficie, con el fin de evitar que en la búsqueda de un menor corte de agua se inyecte una cantidad significativa de aceite junto con el agua separada.

Por citar un ejemplo, si un pozo produce alrededor de 10 000 BFPD con un corte de agua del 95% se produce a superficie 9 500 BWPD. Si se maneja el sistema DOWS para obtener un corte de agua en superficie del 50%, se tendría únicamente 500 BWPD y 500 BOPD, esto significa que alrededor del 90% del agua producida es inyectada aproximadamente con un contenido de petróleo que varía entre 100 y 500ppm.

➤ **Disminución de costos en el sistema de inyección**

Con el tiempo el corte de agua en los pozos aumenta considerablemente, de tal manera que se necesitará la ampliación del sistema de reinyección, esto implica altos costos en líneas de alta presión y bombas de mayor capacidad, que además tendrá una relación directa con el consumo de energía para su operación.

Pero todos estos costos al implementar el sistema DOWS serían reducidos considerablemente por manejar una menor cantidad de agua en superficie. Por otro lado, el aumento del corte de agua en un campo petrolero tendrá otra relación directa con la cantidad de pozos reinyectores disponibles, si este aumenta se deben perforar nuevos o transformar pozos productores en reinyectores.

Con la separación de agua en fondo DOWS, se puede evitar que pozos productores con bajo aporte de petróleo sean sacrificados y se los haga pozos reinyectores de agua; además si baja la cantidad de agua a reinyectar se podría recuperar algunos pozos reinyectores y hacerlos productores, incrementando la producción de petróleo.

➤ **Reducción de costos ambientales**

El agua producida en la industria petrolera se convierte en un problema ambiental, dado que se debe cumplir con ciertas normas para la disposición por vertimiento o para reinyección. La solución es implementar plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR) para campos petroleros.

Los costos ambientales relacionados con la disposición de agua en una zona de vertimiento ya sea en superficie o en subsuelo aumentan también cuando incrementa la cantidad de agua dispuesta. Entonces, si DOWS se implementa el volumen de agua se reduce y por ende los costos asociados debido a la disminución de la cantidad de agua producida y obtenida en superficie.

➤ **Ahorro en costos relacionado con la emisión de gases (CO₂, H₂S)**

La remoción del 95% de la fase acuosa de los fluidos producidos puede reducir la concentración de gases ácidos como CO₂ y H₂S que ocurren en la liberación de gas durante el proceso de estabilización de la corriente de crudo.

➤ **Reducción de Costos Operativos y de Mantenimiento**

Implementando el sistema DOWS, la frecuencia de trabajos de Work-Over o Well-Service en los pozos productores y en pozos reinyectores se vería ampliamente disminuida y se tendría una baja en el índice de abandono de pozos con alto corte de agua. Debido a que se presenta una disminución de

los costos asociados al taponamiento de equipos de fondo, bajarían los problemas de corrosión, formación de escalas, desgaste y taponamiento de tuberías y formación de bacterias; esto sería un ahorro importante de dinero para las empresas operadoras, porque los gastos son altos para la solución de estos problemas operacionales.

Del mismo modo, al reducirse todos los problemas que implican el manejo de aguas en superficie, los periodos de mantenimiento en los equipos y el costo asociado a estas actividades disminuyen sustancialmente.

➤ **Nuevos Desarrollos**

Cuando se planea desarrollar nuevos campos como por ejemplo el ITT (aunque se trata de un crudo pesado, que en un futuro se debe ampliar el alcance de esta tecnología para su aplicación), el uso del sistema DOWS brinda la oportunidad de tener facilidades más sencillas y pequeñas que implican a su vez menores costos. También se puede tener un importante ahorro relacionado con la perforación de menos pozos para la reinyección de agua.

2.4.4 BENEFICIOS AMBIENTALES

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

- Debido a que se dispondrá una menor cantidad de agua, los impactos ambientales en los cuerpos de vertimiento de agua son reducidos considerablemente.

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

2.4.5 BENEFICIOS EN EL YACIMIENTO, POZOS Y FACILIDADES DE SUPERFICIE

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

➤ Beneficios a nivel de Yacimiento

Cuando la reinyección del agua separada en un sistema DOWS se lleva a cabo dentro de la formación productora se puede presentar un mantenimiento de la presión del yacimiento. En algunos casos, cuando la reinyección se genera en formaciones que son productoras en pozos

cercanos se puede presentar un desplazamiento con agua aumentado la producción de petróleo en dichos pozos. Cuando hay una inyección de agua con fines de recobro en el campo, el sistema DOWS puede modificar los patrones de inyección y aumentar el recobro de petróleo. Si la reinyección de agua es llevada a cabo en una formación productora posiblemente se incremente el recobro esperado, debido al mantenimiento de presión y al barrido de petróleo con agua.

➤ **Reducción de la columna hidrostática en el pozo**

Según Shaw, la tecnología de separación de agua en fondo no tiene ningún efecto adverso sobre la productividad del pozo. Por el contrario, como la cantidad de agua que viaja a superficie es menor, la columna o presión hidrostática sobre los perforados es reducida aumentando así el índice de productividad del pozo especialmente en yacimientos de baja presión. Además, esto también puede llevar a que se extienda potencialmente la vida útil del yacimiento y que mayor cantidad de petróleo sea recuperada en menos tiempo.

➤ **Beneficios sobre las líneas de flujo**

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

➤ **Disminución de carga sobre las facilidades**

La carga total de fluidos en una planta de proceso en campos donde el corte de agua es relativamente alto, debe a la cantidad de agua producida. Por

ejemplo, si la producción de fluidos es 100 000 BFPD y con un corte promedio del 90%, la tasa de aceite es tan solo 10 000 BOPD, mientras que el agua alcanza los 90 000 BWPD. De implementarse el sistema DOWS la cantidad de agua llevada a superficie sería de tan solo 22 500 BWPD. Esto conlleva a que los equipos de la planta de proceso trabajen con menos carga y por ende el mantenimiento de los mismos sea llevado con menor continuidad, extendiendo así la vida útil de los equipos.

2.4.6 LIMITACIONES Y RIESGOS DE LA SEPARACIÓN DE AGUA EN FONDO

La tecnología DOWS al igual que cualquier otra tecnología presenta sus limitaciones que afectan y limitan el uso de la misma, a continuación se detallan las principales limitaciones:

- Los costos relacionados con la compra e instalación de la herramienta son más altos en comparación con la instalación de un sistema de levantamiento convencional.
- El Run-Life o tiempo de uso de la herramienta es alrededor del 75% al 100% del tiempo que dura una unidad de levantamiento convencional.
- Está limitada al manejo de sólidos, fluidos de baja densidad o °API, presentan un rango de operación para las tasas de flujo, si superan estas pues no será aplicable.
- Presenta baja eficiencia de separación cuando se presenta una emulsión fuerte de agua-aceite.
- Puede presentarse taponamiento de la zona por presencia de escalas o sólidos.

- La instalación y mantenimiento de la herramienta son mucho más complicados que en un sistema de levantamiento convencional.
- Puede presentarse flujo cruzado del agua separada si no se presenta un aislamiento adecuado entre la zona de producción e inyección.
- Al manejar agua de formación y estar en un ambiente corrosivo, algunos de los elementos del sistema DOWS pueden fallar y el sistema tendría que ser retirado para reparación, mediante Workover.
- El funcionamiento del sistema DOWS, depende en gran medida de la inyektividad de la zona a la que se va a reinyectar el agua, si esta es modificada, las presiones de reinyección alcanzan valores muy altos y el sistema debe ser retirado para realizar Workover.
- Debido a que el sistema DOWS puede ser aplicado en pozos antiguos donde el casing ya está desgastado o corroído se puede presentar fallas de la tubería por el manejo de altas presiones.
- Tiene mayor riesgo de falla que un sistema de superficie.
- Si la inyección de agua se presenta en la misma formación se puede presentar recirculación del agua separada.
- En presencia de gas libre una pobre separación puede ser presentada.
- Uno de los riesgos que más ha limitado el uso de esta tecnología es la alta probabilidad de falla que presenta. Sin embargo, este riesgo depende en gran medida de problemas como mala elección de los pozos, fallas humanas o mal entendimiento del uso de la herramienta.

2.4.7 REGLAMENTACIÓN EN ECUADOR PARA LA SEPARACIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN

Decreto No. 1215, publicado en el Registro Oficial No. 265 de 13 de Febrero de 2001. Durante los últimos 15 años, la gestión ambiental en el sector hidrocarburífero ha mejorado sustancialmente dentro de un marco legal que se desarrolló a través de varios instrumentos: un llamado acuerdo de caballeros a inicios de los años 90, el Acuerdo Ministerial No. 621 (1992) y el Decreto Ejecutivo No. 2982 (1995). Este último, el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, significó un avance importante a pesar de tener algunas deficiencias que se analizarán a continuación.

Varias iniciativas de los últimos años para reformar el mencionado Reglamento Ambiental han culminado ahora en la expedición de un Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, mediante Decreto No. 1215, publicado en el Registro Oficial No. 265 de 13 de febrero de 2001.

Esta reforma fue impulsada por la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, y discutida ampliamente con los sectores involucrados: la industria petrolera, tanto la empresa estatal y sus filiales como las operadoras privadas; el Ministerio del Ambiente; organizaciones no gubernamentales a nivel de organizaciones paraguas.

El Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas reformado se enmarca dentro de las nuevas normas constitucionales y legales que se adoptaron en el País durante los últimos años, así como de estándares ambientales aceptados a nivel nacional e internacional en la industria petrolera:

La Constitución Política del Ecuador garantiza la preservación del medio ambiente, la prevención de la contaminación y la participación de la comunidad.

- La Ley de Hidrocarburos exige en términos generales en su Art. 31/literal t: conducir las operaciones petroleras de acuerdo a las Leyes y Reglamentos de protección del medio ambiente.

- En el mismo artículo 31 de la Ley de Hidrocarburos, literal u), agregado por el Decreto-Ley 2000-1, Ley No. 690 para la Promoción de la Inversión y de la Participación Ciudadana, publicado en el suplemento del Registro Oficial No. 144 de 18 de Agosto del 2000, obliga a Petroecuador, sus filiales y contratistas o asociados a elaborar estudios de impacto ambiental y planes de manejo ambiental para prevenir, mitigar, controlar, rehabilitar y compensar los impactos ambientales y sociales derivados de sus actividades. Estos estudios deberán ser evaluados y aprobados por el Ministerio de Energía y Minas en coordinación con los organismos de control ambiental y se encargará de su seguimiento ambiental, directamente o por delegación a firmas auditoras calificados para el efecto.

- En la Ley de Gestión Ambiental se establece la coordinación interinstitucional a través del Sistema Descentralizado de Gestión Ambiental, del cual la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas es integrante por sus competencias sectoriales respecto a la industria hidrocarburífera. Esta Ley define entre otros los parámetros técnicos como instrumentos para la gestión ambiental.

- Las Políticas Básicas Ambientales del Ecuador establecen que la Gestión Ambiental se fundamentará en la corresponsabilidad, cooperación y coordinación dirigidas a garantizar un desarrollo sustentable, en base al equilibrio entre lo social, lo económico y lo ambiental.

- Entre los diversos convenios internacionales ratificados por el Ecuador, se hace énfasis en la Declaración de Río sobre Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable, en la cual se establecen principios tales como que los Estados deberán promulgar leyes eficaces sobre el medio ambiente.

- Finalmente se revisaron estándares internacionales y se recogieron algunos que parecen adecuados para la realidad del país. Asimismo, se realizaron comparaciones bibliográficas sobre gestión y estándares ambientales de la industria petrolera a nivel tanto nacional como internacional.

2.4.7.1 Límites permisibles

➤ **ART. 86. – Parámetros.**

Los sujetos de control y sus operadoras y afines en la ejecución de sus operaciones, para descargas líquidas, emisiones a la atmósfera y disposición de los desechos sólidos en el ambiente, cumplirán con los límites permisibles que constan en los Anexos No. 1, 2 y 3 de este Reglamento, los cuales constituyen el programa mínimo para el monitoreo ambiental interno y se reportarán a la Subsecretaría de Protección Ambiental conforme la periodicidad establecida en el artículo 12 de este Reglamento.

En caso de exceder un límite permisible establecido en los anexos, se debe reportar inmediatamente a la Subsecretaría de Protección Ambiental y justificar las acciones correctivas tomadas.

En lo que concierne a Aguas de Formación debemos basarnos en la Tabla 4 de los anexos No. 1, 2 y 3 de este Reglamento, que trata de: Límites permisibles para el monitoreo ambiental permanente de aguas y descargas líquidas en la exploración, producción, industrialización, transporte,

almacenamiento y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, inclusive lavado y mantenimiento de tanques y vehículos.

4.a) Límites permisibles en el punto de descarga de efluentes (descargas líquidas).

Tienen que cumplirse los límites establecidos en los dos puntos; quiere decir que si el efluente cumple con los límites establecidos pero en el punto de control se sobrepasan los límites, tienen que tomarse las respectivas medidas para disminuir los valores en el efluente hasta cumplir con la calidad exigida en el punto de control (inmisión). Cualquier efluente debe ser oxigenado (aireación) previo a su descarga.

La periodicidad de los muestreos y análisis deberá cumplir con lo siguiente:

- Diario en refinerías y para descargas de perforación durante todo el periodo de perforación.
- Mínimo una vez al mes en todas las demás instalaciones hidrocarburíferas que generan descargas líquidas y en todas las fases de operación, excepto aquellos referidos en el siguiente punto.
- Semestralmente para las fases, instalaciones y actividades de almacenamiento, transporte, comercialización y venta de hidrocarburos que generen descargas líquidas.

Tabla 07. Límites permisibles en el punto de descarga de efluentes
(descargas líquidas)

a) EFLUENTE (punto de descarga)					
Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible ¹	Promedio anual ²⁾	Destino de descarga
Potencial hidrógeno	pH	---	5<pH<9	5.0<pH<9.0	Todos
Conductividad eléctrica	CE	μS/cm	<2500	<2000	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<20	<15	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<30	<20	Mar abierto
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/l	<120	<80	Continente
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/l	<350	<300	Mar abierto
Sólidos totales	ST	mg/l	<1700	<1500	Todos
Bario	Ba	mg/l	<5	<3	Todos
Cromo (total)	Cr	mg/l	<0.5	<0.4	Todos
Plomo	Pb	mg/l	<0.5	<0.4	Todos
Vanadio	V	mg/l	<1	<0.8	Todos
Nitrógeno global (incluye N orgánico, amoniacal y óxidos) ³⁾	NH ₄ -N	mg/l	<20	<15	Todos
Fenoles ³⁾		mg/l	<0.15	<0.10	Todos

Fuente: Decreto No. 1215. (Registro Oficial No. 265, de 13 de Febrero de 2001.)

2.4.8 SISTEMA DE SEPARACIÓN TIPO HIDROCICLÓN

Los hidrociclones han sido usados para el tratamiento en superficie del agua producida desde hace ya más de 50 años; el hidrociclón es un dispositivo mecánico, que no tiene partes móviles y usa su geometría para conseguir que los fluidos alcancen altas velocidades tangenciales y sean separados por acción de las fuerzas centrífugas generadas y por la diferencia de densidades de los fluidos.

La tecnología DOWS, adoptó los hidrociclones como sistema de separación a partir de 1994 gracias a C-FER Technology. El esquema de un separador tipo hidrociclón es mostrado en la Figura 18. En este esquema se puede apreciar el funcionamiento de un hidrociclón; la mezcla de fluidos (agua/petróleo) presurizada entra al dispositivo por medio de una o más entradas tangenciales, forzando la rotación de los fluidos dentro del equipo. Las fuerzas centrífugas generadas hacen que el fluido más liviano queda ubicado en la parte más interior del dispositivo y el más pesado será enviado

a la parte más externa del dispositivo, logrando la separación de los dos fluidos inmiscibles y no emulsionados.

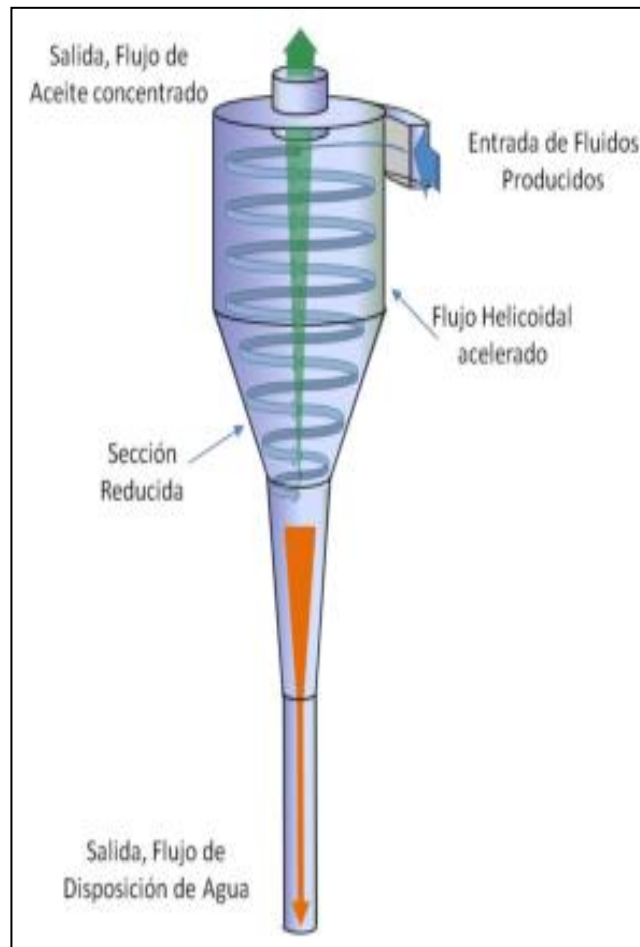


Figura 18. Esquema de Funcionamiento de un Hidrociclón. (C-FER Technologies, 2005)

En un sistema de separación de agua en fondo de pozo DOWS, el hidrociclón recibe los fluidos por la parte superior directamente del pozo o de la descarga de la bomba de inyección.

El agua por acción de las fuerzas centrífugas y por ser el fluido más pesado viaja a la pared del dispositivo donde es enviada a la zona de disposición por medio de la descarga inferior, mientras que el petróleo por ser más liviano es enviado hacia la parte interior y viaja a superficie por medio de la descarga superior a través de tubos delgados. Dependiendo de la presión de inyección

de agua y la presión de producción de petróleo, será necesario el uso de una bomba adicional llamada bomba de producción.

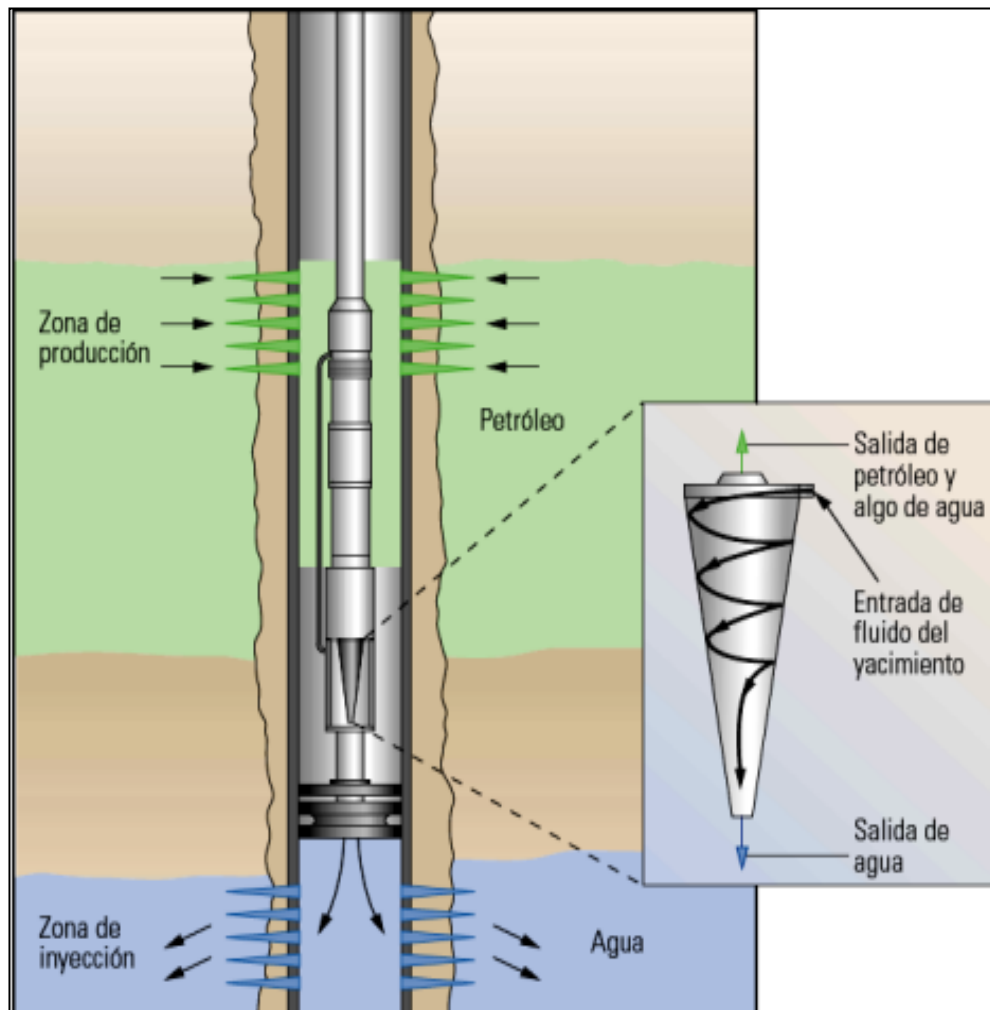


Figura 19. Control del agua con hidrociclón. (BAILEY, Verano del 2000)

En el sistema tipo hidrociclón, la separación de fluidos no es totalmente completa ya sean por aspectos mecánicos y físicos propios del hidrociclón. Por esta razón, este ha sido motivo de investigación de varios especialistas en el sistema DOWS, los mismos que han realizado investigaciones con el para determinar la eficiencia de un hidrociclón. Los valores de eficiencias que se han determinado se presentan en un resumen a continuación:

Tabla 08. Cantidad de petróleo en agua de inyección usando un sistema de separación tipo Hidrociclón

CONTENIDO DE PETRÓLEO EN AGUA (ppm)	
BOWERS, 1996	<100
MATTHEWS, 1996	<200
SHAW, 1998	<500
SACARAMUZZA, 2001	10-200
JOKHIO, 2002	<200
YASSER, 2003	<200

Fuente: Factibilidad de la aplicación de Separación de agua en fondo.
(Grimaldos, 2010)

Tabla 09. Porcentaje de agua en la corriente de petróleo usando un sistema de separación tipo Hidrociclón

CONTENIDO DE AGUA EN PETRÓLEO (%)	
MATTHEWS, 1996	10% @ 15%
BOWERS, 2000	20% @ 50%

Fuente: Factibilidad de la aplicación de Separación de agua en fondo.
(Grimaldos, 2010)

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

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

La temperatura es la variable más importante, debe ser lo suficientemente alta para que aumente la diferencia de densidades entre los fluidos por disminución de la densidad del petróleo; pero si la temperatura es muy elevada libera gas del crudo y aumenta su densidad, disminuyendo el diferencial de densidades adecuado y por consiguiente la eficiencia de separación. Chapuis afirma: “la diferencia de densidades generalmente será mayor para la separación en fondo que para la superficie”.

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

La viscosidad de los fluidos a la entrada del separador afecta la eficiencia del mismo, por lo cual se establece que si la viscosidad de la mezcla a la entrada la corriente de alimentación es más alta de 10cP la eficiencia se verá reducida.

El Split ratio, tasa de flujo y presión son los factores operacionales que tienen mayor incidencia sobre la eficiencia de separación en un hidrociclón. El porcentaje del flujo de entrada que sale por la descarga de crudo es conocido como Split ratio (relación de separación).

En general si esta variable aumenta, la calidad de agua mejora, es decir se tendrán menos (ppm) de petróleo en el agua; a su vez es necesario indicar que también incrementará la cantidad de agua que llevada a superficie junto con el petróleo.

Inversamente, si el Split ratio disminuye, será más óptima la deshidratación del crudo, pero a su vez incrementa la conglomeración de petróleo en el agua (ppm). En el diseño de un hidrociclón, se tiene como objetivo que la mínima cantidad de agua sea producida a superficie, y a su vez que no se inyecte agua con alto contenido de crudo en la zona de disposición de agua. El Split-Ratio, se define con la siguiente ecuación:

$$SplitRatio = \frac{Q_{overflow}}{Q_{inlet}} \quad [Ec.09]$$

En donde tenemos que:

$Q_{overflow}$, es el caudal de sobreflujo, o fluido que sale del hidrociclón

Q_{inlet} , es el caudal de entrada al hidrociclón

El otro parámetro que gobierna la operación y la eficiencia de un hidrociclón, es la Tasa de Presión Diferencial o PDR, por sus siglas en inglés Pressure Differential Ratio. La cual se encuentra relacionada al Split-Ratio por medio de una curva, dada por el proveedor y que depende del tipo de hidrociclón (Ver figura 20). La PDR puede ser obtenida en los límites de entrada y salida del hidrociclón con la siguiente ecuación:

$$PDR = \frac{P_{inlet} - P_{overflow}}{P_{inlet} - P_{underflow}} \quad [Ec.10]$$

En donde tenemos que:

P_{inlet} , Presión de entrada al hidrociclón

$P_{overflow}$, Presión de sobreflujo o del fluido que sale del hidrociclón

$P_{\text{underflow}}$, Presión del bajo flujo o del fluido inferior en el hidrociclón

La presión a la entrada del hidrociclón, es igual a la descarga de la bomba o la presión de la columna. La presión de overflow y de underflow puede ser obtenida para cada corriente, mediante el cálculo de pérdidas por fricción a través de cada diámetro de tubing.

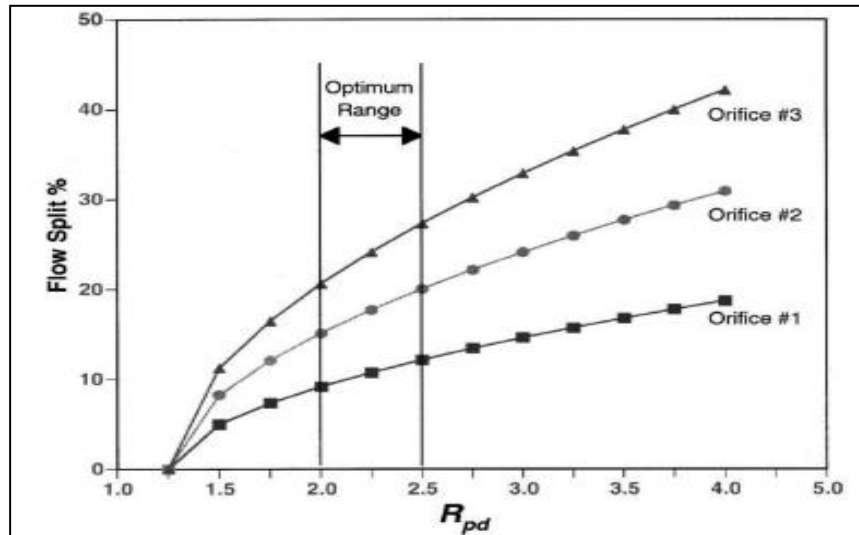


Figura 20. Relación entre el Split-Ratio y la PDR. “Development of a Downhole oil/water separation and reinjection system for offshore application”. SPE-63014

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

Los sistemas de separación por hidrociclón, operan con bombas de varilla, bombas de cavidad progresiva y bombas electrosumergibles. Siendo la última combinación la más usada y en el wellpad Alfa-A, que es el de estudio para determinar pozos candidatos a usar esta tecnología tenemos los pozos únicamente con este sistema de bombeo, la cual es denominada DOWS-ESP tipo hidrociclón; el mismo que más adelante se detallará ya que es en

este tipo de levantamiento artificial (BES), en el que nos centraremos para este estudio.

Aunque es necesario señalar que la más reciente adaptación del sistema de separación tipo hidrociclón, se hizo para poder ser instalado en pozos con levantamiento artificial de Gas Lift (Ver Figura 21). Esta tecnología también, fue desarrollada por C-FER Technology, esta combinación recibe el nombre de GL-DHOWS.

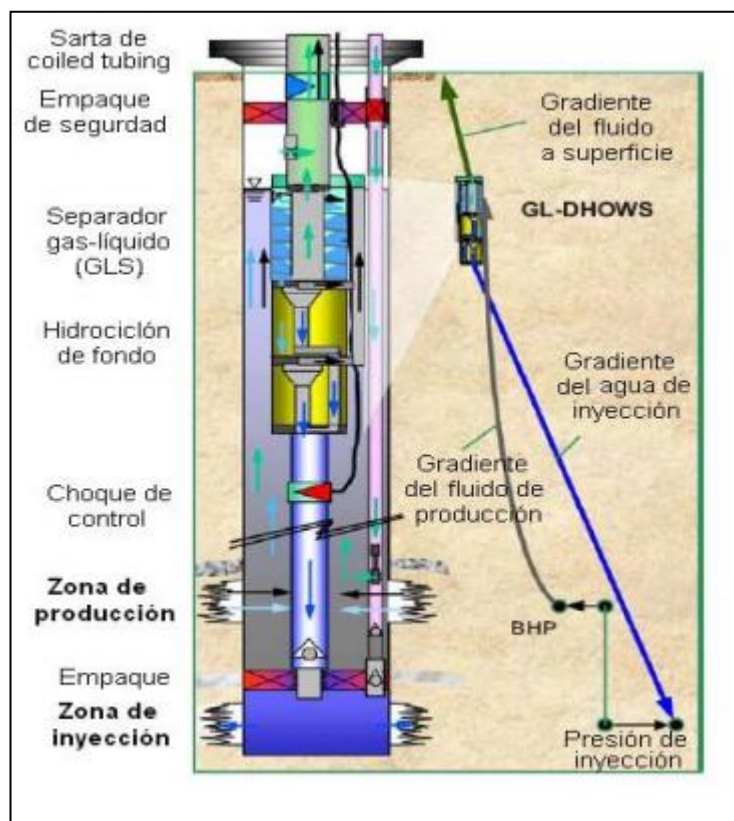


Figura 21. GL-DHOWS. (C-FER Technologies, 2005)

La capacidad de un hidrociclón (solo un tubo) es de 500 - 2 000 BFPD, con una caída de presión de 50 - 200 psi desde la entrada hasta la descarga de agua. Sin embargo, si un hidrociclón no puede brindar la capacidad necesaria, se pueden conectar los separadores en paralelo y aumentar la capacidad, la cual puede llegar a ser de aproximadamente 25 000 BFPD. Por otro lado, la capacidad de un sistema de hidrociclones se ve afectada

por el diámetro del casing, en el cual va a ser instalado y por el tipo de sistema de levantamiento artificial con el que esté diseñado el pozo. En las siguientes tablas (10 y 11), se detalla un estudio propuesto por dos autores; en el que se indican los rangos de operación de los hidrociclones de acuerdo al diámetro del casing, del separador, sus capacidades de flujo, volumen máximo de capacidad a superficie.

Tabla 10. Capacidad de manejo de fluido para un sistema ESP-DOWS

Tipo de Bomba	Tamaño del Csg (in)	Diámetro del Separador (in)	# de Hidrociclones (tubos)	Capacidad BFPD
ESP	5 ½	4 ½	Máximo 2	500 – 4000
	7	5 ½	Máximo 5	3000 – 10000
	9 5/8	7 5/8	Máximo 10	7500 – 20000

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

Tabla 11. Capacidad de manejo de fluido del sistema hidrociclón en combinación con diferentes tipos de bombas

Tipo de Bomba	Tamaño del Casing (in)	Volumen total (BFPD)	Vol. máximo en superficie (BFPD)
BES	5,5	3800	440
B. Electrosumergible	7	10000	940
PCP	5,5	2200	450
B. Cavidad Progresiva	7	3800	1360
Corte de agua			
Pod Pump (Bombeo Mecánico)	5,5 – 85%	1700	530
	5,5 – 97%	1200	70
	7 – 85%	2500	790
	7 – 97%	1900	190

Fuente: (VEIL, 2004)

2.4.9 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE DOWS-ESP

En 1992 surgió este sistema, cuando C-FER Technology y REDA realizaron la primera prueba del sistema ESP-DOWS en el campo Redwater de Canadá con el pozo llamado AQWANOT.

El sistema DOWS-ESP se basa en la combinación de un separador tipo hidrociclón y una bomba electro-sumergible. La rotación necesaria para una buena separación es alcanzada por la combinación de la geometría del hidrociclón y la presión de intake o descarga de la ESP dependiendo si está por encima o por debajo del separador.

En los sistemas DOWS-ESP, los fluidos producidos deben circular alrededor del motor para propósitos de enfriamiento.

Esto ocurre de forma natural cuando la unidad de separación DOWS está por debajo de las perforaciones de la zona productora. Cuando el sistema DOWS-ESP, está por encima de las perforaciones el fluido ingresa directamente a la unidad sin refrigerar el motor, incrementando el riesgo de falla del sistema.

En estos casos, se instala una camisa o envoltura (conocida técnicamente como motor shroud) para obligar el paso de los fluidos cerca del motor y conseguir su enfriamiento.

La capacidad de un hidrociclón con solo un tubo es de 500 - 2000 BFPD, en un sistema DOWS-ESP puede ser aumentada al conectar los separadores en paralelo, la cual puede aumentar considerablemente a un aproximado de 25 000 BFPD. En la Figura 20 se encuentra un esquema general de un sistema DOWS-ESP.

El arreglo DOWS-ESP de hidrociclón, está diseñado para yacimientos profundos con altas tasas de flujo. En la Figura 22, se muestra la configuración de un sistema DOWS-ESP tipo hidrociclón, en ella se observa que el motor y la entrada de la bomba están por encima de las perforaciones de la zona productora, esta condición hace necesario la instalación de una camisa o envoltura en el motor.

Veil afirma, que los separadores tipo hidrociclón pueden manejar mayores volúmenes de fluido en comparación con los separadores por gravedad, y adicional a esto serían mucho más costosos.

A su vez se afirma que una instalación DOWS-ESP, es aproximadamente dos a tres veces más costosa que el reemplazo de una bomba Electrosumergible convencional.

De antemano el costo de una instalación DOWS-ESP, es el doble de un equipo convencional ESP y el workover se lo realiza entre 2 a 3 días.

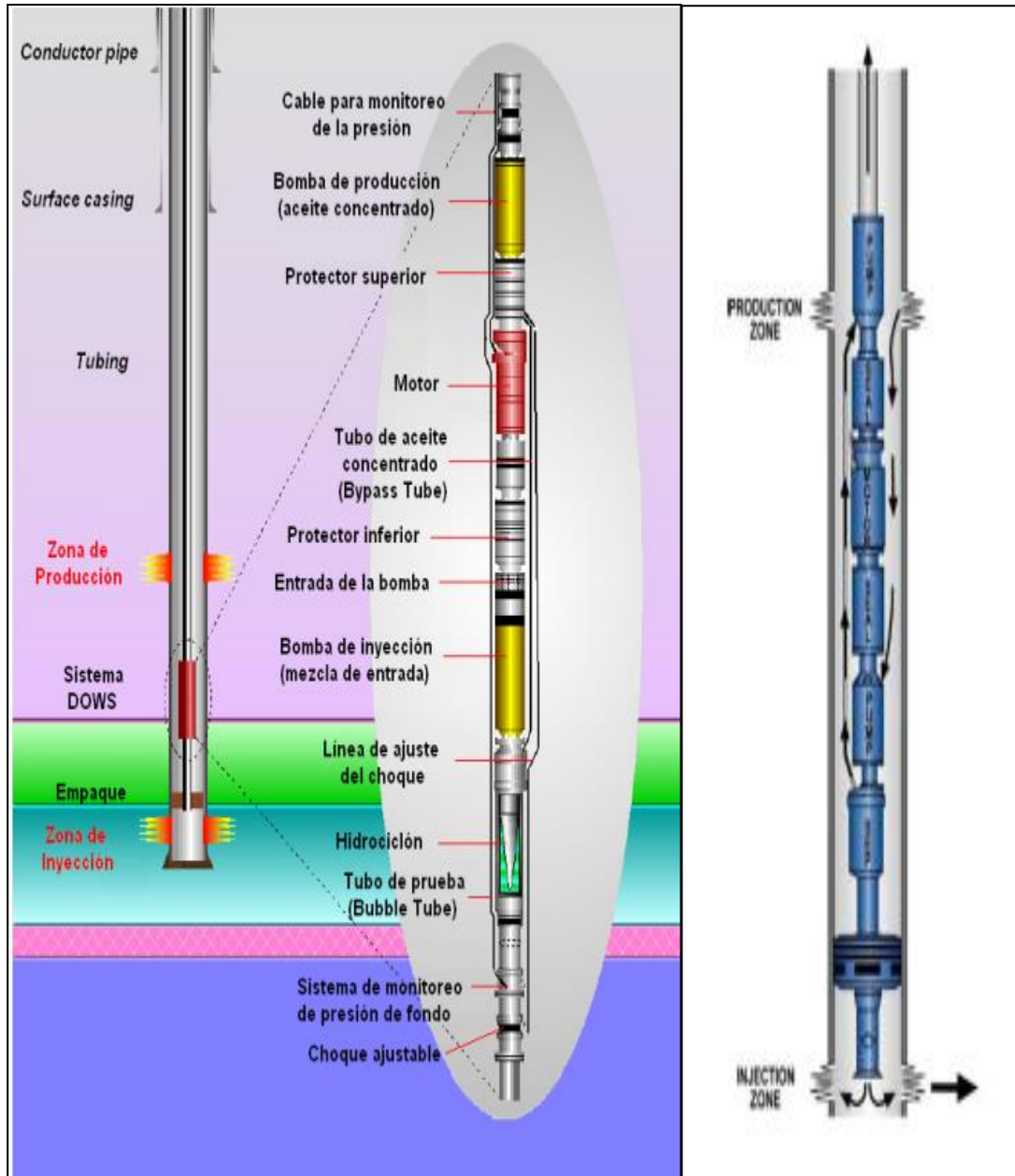


Figura 22. Esquema del sistema DOWS-ESP. “Application of Downhole Oil-Water Separation” A Feasibility Study. (ALHONI, 2002)

Los separadores de fondo DOWS tipo hidrociclón pueden ser instalados en paralelo para aumentar la capacidad de manejo de fluido del sistema, o en serie para mejorar la eficiencia de separación, En la Figura 23, se puede ver una completación dual, la misma que se refiere a un sistema de separación en fondo que emplean dos bombas (inyección y producción).

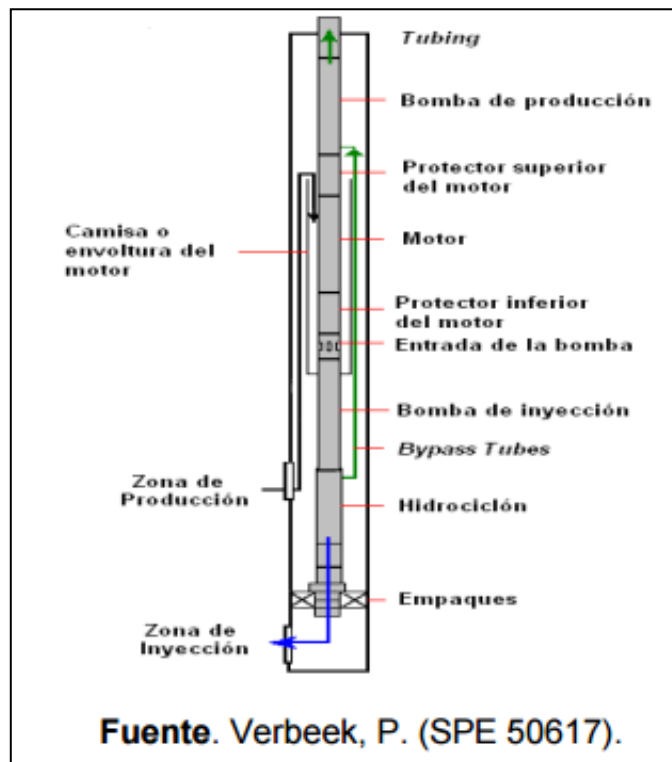


Figura 23. Configuración de un sistema Dual DOWS-ESP tipo hidrociclón.
(Verbeek, 2002)

DOWS-ESP, es la tecnología más usada a nivel mundial, de las 59 instalaciones de separación reportadas en el informe de Veil (publicado en noviembre de 2004), 39 corresponden a sistemas tipo hidrociclón.

Por esta razón como se mencionó anteriormente, este es el único sistema que es desarrollado en la actualidad el de separación por gravedad sigue en estudios y pruebas de laboratorio; sin embargo aunque se mencionó que el sistema DOWS es muy versátil y puede ser usado con sistemas de levantamiento artificial como Bombeo Mecánico (BM), Bombas de Cavidad Progresiva (PCP) y Gas lipies (GL).

En la actualidad, el sistema DOWS-ESP es el único sistema de separación de petróleo y agua en el fondo del pozo que continúa siendo promovido comercialmente. Schlumberger ha probado su herramienta Durasep eficientemente en USA y Canadá, además trabaja en conjunto con Total

para el desarrollo de la tecnología DOWS tipo centrífuga, cuyo nombre comercial es Optisep; mientras las compañías Wood Group ESP y Read Well Services, han tenido algunas ventas de su versión DOWS-ESP en los últimos años. Aunque en la actualidad no están distribuyendo la herramienta y se han apartado de los avances en la tecnología. Mientras que Baker Hughes Centrilpies, tiene su sistema DOWS-ESP conocido como Subsep. Sin embargo no es promovida activamente por parte de la compañía debido a las bajas ventas de DOWS.

2.4.10 COMPONENTES DEL SISTEMA DOWS-ESP

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

- 1) Empaque
- 2) Válvula check
- 3) Medidores de flujo y presión (opcional, pero necesarios desde el punto de vista técnico)
- 4) Centralizadores
- 5) Separador de fondo tipo hidrociclón
- 6) Bomba de inyección (injection pump o emulsion pump)
- 7) Protector superior del motor
- 8) Motor
- 9) Bomba de producción (concentrate pump, production pump o booster pump)
- 10) Bypass tubes o también conocidos como tubos de transferencia de petróleo concentrado.

- 11) Camisa o envoltura del motor (depende de la posición del sistema con respecto a la zona de producción)
- 12) Bubble tubes o tubos de prueba, para la obtención de muestras en superficie (opcional, necesarios desde el punto de vista técnico)
- 13) Controlador de la frecuencia de operación del motor (opcional, necesario desde el punto de vista técnico)
- 14) Choque en superficie o en fondo de pozo

2.4.10.1 Empaque

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

2.4.10.2 Válvula check

La válvula check permite el flujo del agua de inyección desde la descarga inferior del separador hasta la zona de disposición y lo restringe en la dirección contraria es decir hacia arriba.

Se recomienda que este dispositivo sea instalado justo debajo del separador para prevenir cualquier contra flujo, si la bomba es detenida por alguna razón. La válvula cheque sostiene presión solo en una dirección, en este caso, desde abajo

2.4.10.3 Medidores de flujo, presión y calidad del agua

Para el monitoreo y control en la operación de separación en el fondo del pozo, dispositivos de medición de flujo y presión, pueden ser instalados en el

fondo para obtener un registro detallado de las variables de operación, esto es muy importante para el desarrollo de un proyecto del sistema DOWS-ESP y a su vez se nos permitirá presagiar un mayor éxito en el mismo.

Para la medición del caudal y la presión del agua de inyección, se instala un sensor en la línea de descarga de agua y al igual que para el petróleo. Si no se posee un buen sistema de control y monitoreo es difícil establecer cambios en la inyectividad del agua producida hacia la zona de inyección

Con el fin de identificar la calidad de agua que se inyecta en el pozo se pueden colocar uno de dos sistemas, un capilar hasta superficie o un sensor óptico.

La empresa Corelab, con su división PROMORE ofrece los sistemas PROMORE MORE PROFLOW para la obtención de datos de presión, caudal y volumen de fluidos en operaciones con DOWS-ESP. De acuerdo a Bangash, el sistema PROMORE puede monitorear cinco presiones, una tasa de flujo y temperatura de fondo.

Los dispositivos de medición empleados en la operación de los sistemas de separación e inyección de agua en fondo implican un costo adicional, pero proporcionan información útil para el control del sistema.

De acuerdo a Tubel, los sistemas inteligentes pueden optimizar la producción de hidrocarburo, además, monitorear y controlar la separación e inyección de agua.

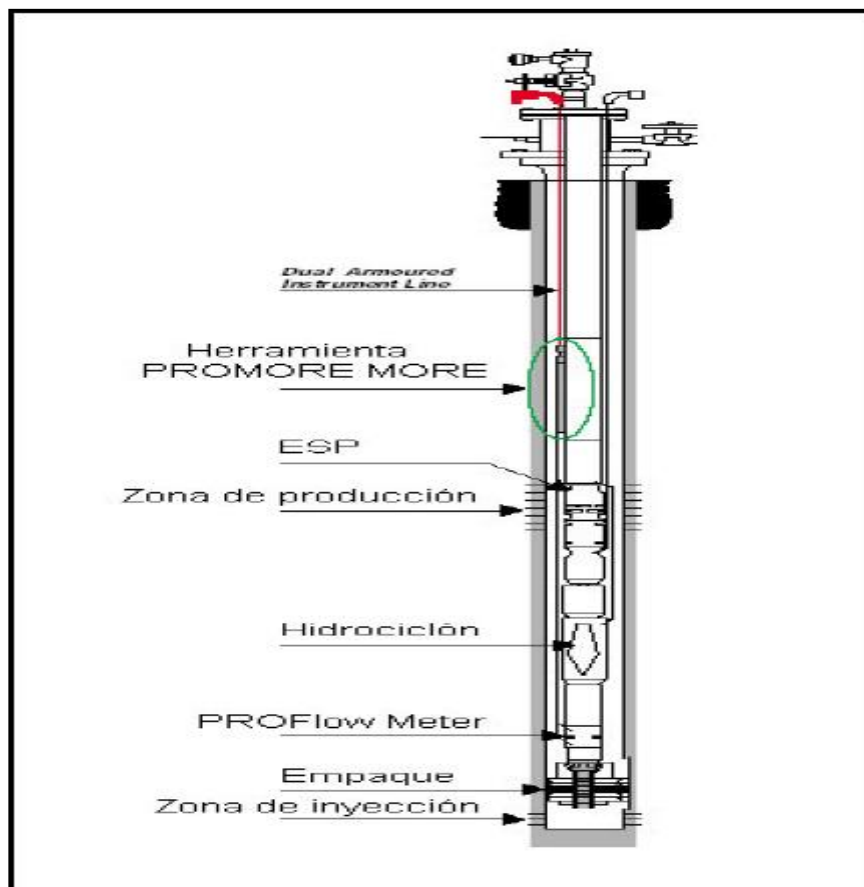


Figura 24. Configuración de un sistema DOWS-ESP tipo hidrociclón con instrumentos de medición de Caudal y Presión. (Corelab., 2004)

2.4.10.4 Centralizadores

Los centralizadores son usualmente empleados en equipos ESP, para ubicar el equipo en el centro del pozo (particularmente útil en pozos desviados) y así eliminar el daño externo y además asegurar la correcta refrigeración del sistema.

Existen diferentes tipos de centralizadores disponibles en la industria diseñados para proteger el cable de la bomba ESP y prevenir daños debidos a la fricción.

2.4.10.5 Separador tipo hidrociclón

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

En general estos dispositivos son largos y delgados. En el mercado los tamaños son de $4^{1/2}$, $5^{1/2}$ y $7^{5/8}$, usados en casing de 5", 7" y $9^{5/8}$ " respectivamente.

En la actualidad estos equipos son proporcionados por compañías como READ WELL SERVICE, CENTRILIPES Y SCHLUMBERGER. El separador suministrado por la primera de ellas, está compuesto por un hidrociclón de dos etapas, un dispositivo de entra y uno de salida, el Housing, tubería interna y acopladores.

Los sistemas DOWS-ESP, separan la producción bifásica de agua y petróleo en fondo y reinyectan hasta un 98,3% de la producción de agua en una formación independiente o en un horizonte diferente dentro de la misma formación productora.

2.4.10.6 Bomba de inyección

La bomba de inyección (conocida también como injection pump o emulsion pump) es una bomba Electrosumergible ESP convencional.

En un sistema ESP - DOWS, la bomba de inyección recibe la producción de fluidos provenientes del yacimiento y la descarga a una presión mayor hacia el separador (esta configuración se conoce como Pushthrough).

La bomba debe ser cuidadosamente seleccionada con el objeto de impartir al fluido el mínimo esfuerzo cortante y no romper las gotas de aceite en la

mezcla. De acuerdo a la Ley de Stokes, que describe el proceso de separación por medio de hidrociclones, la eficiencia de separación es directamente proporcional al tamaño de la gota de la fase dispersa, luego la ruptura de las gotas de aceite reduce la eficiencia de separación en fondo.

2.4.10.7 Protectores del motor superior e inferior

A diferencia de un sistema ESP convencional, el motor en los sistemas DOWS-ESP tiene protectores superior e inferior. Los protectores se ubican entre el motor y la bomba. Se conocen también como sección sellante.

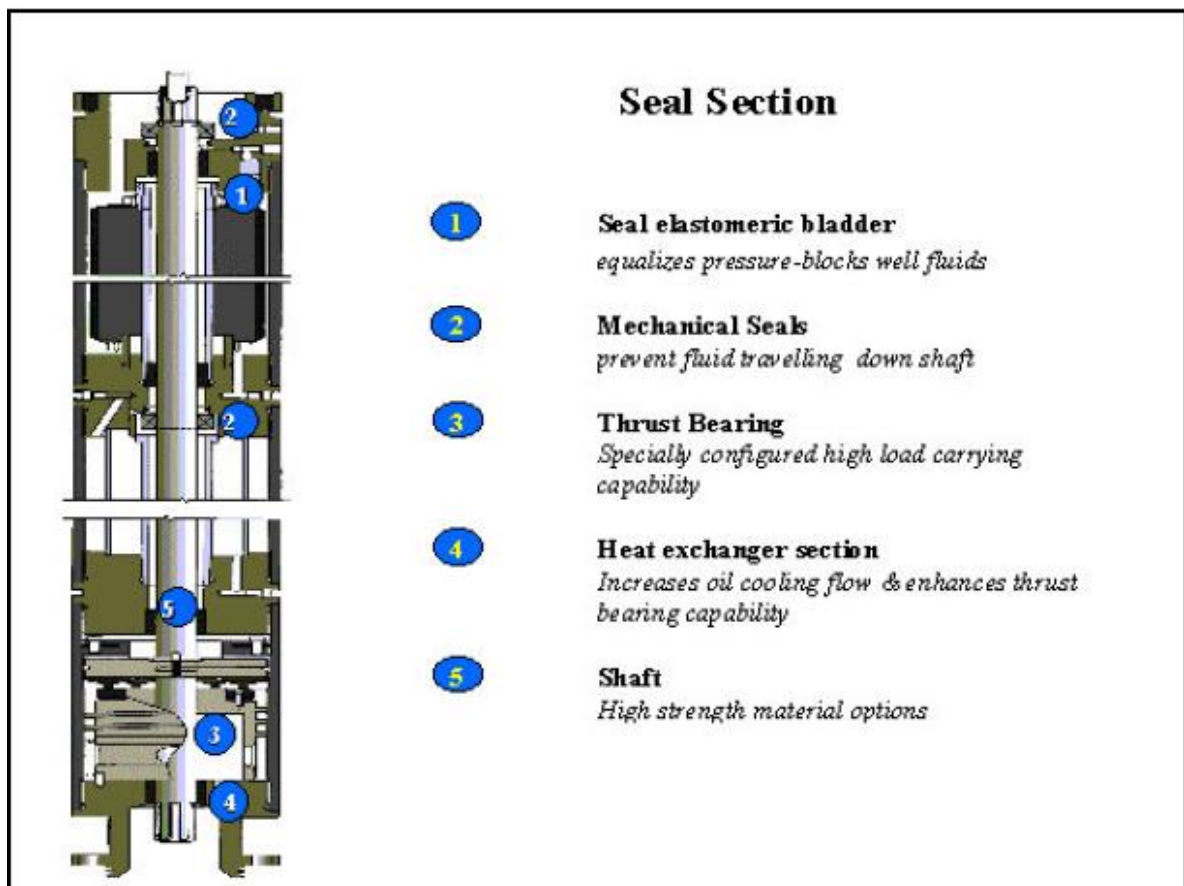


Figura 25. Sección sellante (Baker Hughes (Centrilift), 2007)

Los protectores del motor cumplen con las siguientes funciones:

- a. Permitir la expansión del aceite dieléctrico contenido en el motor.
- b. Igualar la presión del anular con la presión interna del fluido dieléctrico contenido en el motor.
- c. Aislar los fluidos del pozo y el aceite dieléctrico contenido en el motor.
- d. Transmitir torque a la bomba.

2.4.10.8 Motor

El motor de fondo empleado en un sistema DOWS-ESP, es un motor eléctrico convencional, usado en sistemas de levantamiento artificial por bombeo Electrosumergible. Loginov ofrece una descripción de los elementos que componen un sistema DOWS, con respecto al motor de fondo manifiesta que: “el motor eléctrico es el mismo producto altamente eficiente y confiable usado en aplicaciones ESP normales, en una instalación DOWS-ESP un solo motor es capaz de operar las dos bombas del sistema (bomba de inyección y bomba de producción”.

Los motores proporcionados por Centrilipies operan en un rango desde 230 voltios hasta 5 000 voltios. Los requerimientos de amperaje varían entre 12 y 200 amperios.

La figura 26 muestra el motor con sus componentes internos utilizado en sistemas electrosumergible (ESP o BES) convencionales.

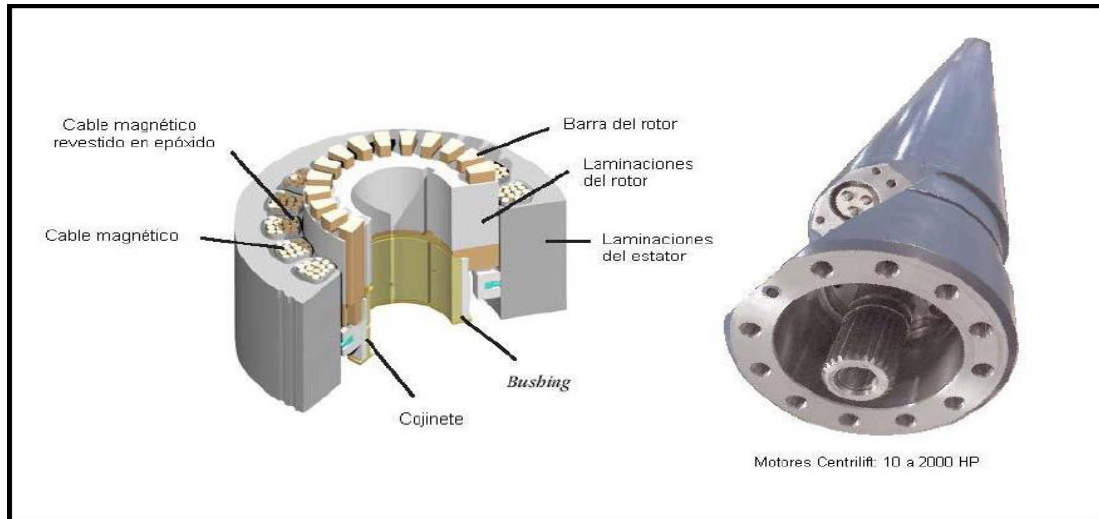


Figura 26. Motor de fondo. (Baker Hughes (Centrilift), 2007)

2.4.10.9 Bomba de producción

Dependiendo de la presión de salida del aceite a la descarga del hidrociclón, será o no necesaria una segunda bomba para llevar el crudo a superficie. Esta bomba se conoce como bomba de producción (en la literatura técnica concentrate pump, production pump o booster pump). La bomba de producción recibe el petróleo separado por el hidrociclón de fondo a través del tubo de transferencia de petróleo concentrado (bypass tube) para producirlo hacia superficie.

2.4.10.10 Bypass tube (tubos de transferencia de petróleo concentrado)

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

La instalación de un choque en superficie permite modificar el desempeño de los sistemas DOWS-ESP al ajustar la presión de descarga del fluido.

El diámetro del choque en superficie regula la presión en el tubing (conocida como THP, del inglés Tubing Head Pressure); la reducción de la presión produce un aumento en el volumen de fluido total llevado a superficie, en consecuencia, un incremento del corte de agua en superficie y baja eficiencia de separación en fondo.

Esto significa que la corriente de petróleo tendrá un contenido de agua mayor mientras la corriente o descarga de agua será más limpia, llevando un mínimo contenido de petróleo hacia la formación de inyección.

2.4.10.11 Camisa o envoltura del motor

En los sistemas DOWS-ESP, los fluidos producidos deben circular alrededor del motor para propósitos de enfriamiento. Esto ocurre de forma natural cuando el sistema está por debajo de las perforaciones de la zona productora.

Cuando el sistema DOWS-ESP está por encima de las perforaciones el fluido ingresa directamente a la unidad sin refrigerar el motor, incrementando el riesgo de falla del sistema. En estos casos, se instala una camisa o envoltura conocida técnicamente como motor shroud para obligar el paso de los fluidos cerca del motor y conseguir su enfriamiento.

Las camisas o envolturas del motor son secciones cilíndricas de pared delgada que rodean el motor y la succión de la bomba de inyección. El uso de la camisa o envoltura del motor depende entonces de la posición relativa del motor y las perforaciones de la zona productora.

2.4.10.12 Bubble Tubes o tubos de prueba

Como parte de los procedimientos de monitoreo y control de la operación de separación en fondo, es posible obtener muestras de fluido en superficie mediante la instalación de delgadas líneas de prueba conocidas como Bubble Tubes o Sampling Tubes. Las líneas de prueba o Bubble Tubes, generalmente de 1/4 de pulgada, se conectan al tubing a través de la descarga del hidrociclón para obtener muestras representativas en cabeza de pozo. Las muestras de fluido son analizadas para controlar la calidad del agua de inyección y la eficiencia del proceso de separación en fondo.

2.4.10.13 Variador de la frecuencia

Los controladores de la frecuencia de operación del motor se conocen como VSD (Variable Speed Drive), y son dispositivos instalados en superficie que permiten operar versátilmente las bombas BES o (ESP) en un rango más amplio de capacidad y eficiencia. Dado que una bomba ESP en un motor de inducción, su velocidad es proporcional a la frecuencia de la fuente eléctrica. Los sistemas ESP que emplean este tipo de controladores pueden operar en un rango de 30 a 90 Hz.

Según Verbeek, el desempeño de los separadores de fondo (DOWS) tipo hidrociclón puede ser ajustado de dos formas: modificando la presión de descarga de aceite instalando un choque en superficie o también, en un sistema DOWS-ESP, variando la frecuencia de operación del motor.

En la figura 27 se muestra un sistema DOWS-ESP con un VSD instalado en superficie. Adicional manifiesta que la frecuencia del motor controla el drawdown; al incrementar la velocidad aumenta la inyección de agua y las tasas de producción en superficie, así como el corte de agua.

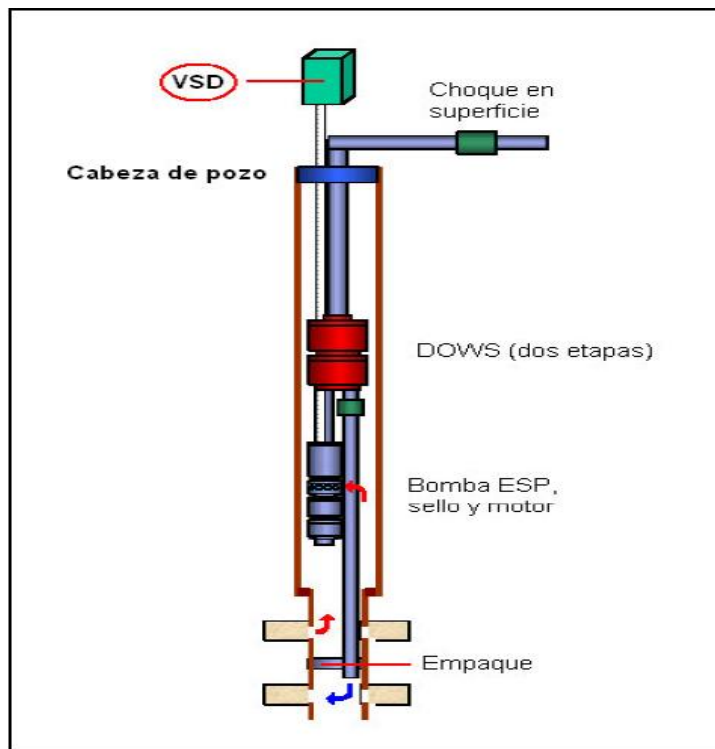


Figura 27. Sistema DOWS-ESP con variador de frecuencia de operación del motor (VSD). (REDA, 2001)

2.4.10.14 Choque

La instalación de un choque en superficie permite modificar el desempeño de los sistemas DOWS-ESP al ajustar la presión de descarga del fluido.

El diámetro del choque en superficie regula la presión de cabeza en el tubing (conocida como THP, del inglés Tubing Head Pressure); la reducción de la presión produce un aumento en el volumen de fluido total llevado a superficie, en consecuencia, un incremento del corte de agua en superficie y baja eficiencia de separación en fondo; esto significa que la corriente de aceite tendrá un contenido de agua mayor mientras la corriente o descarga de agua será más limpia, llevando un mínimo contenido de aceite hacia la formación de inyección.

READ Well Services manifiesta, el sistema (DOWS-ESP) puede ser ajustado variando el choque para redirigir mayor flujo a superficie si el caudal (de inyección) cae por debajo de los requerimientos de calidad de agua.

Bangash por otra parte agrega, el choque puede ser instalado también en fondo de pozo. Dependiendo del diseño del sistema, el choque puede ser instalado en fondo o en superficie

2.4.11 CONFIGURACIONES PUSHTHROUGH Y PULLTHROUGH

Los sistemas DOWS-ESP y PCP-DOWS pueden operar de dos formas:

- Incrementando la presión de entrada al separador (P_i)
- Reduciendo la presión de descarga de agua (P_u).

En cualquier caso se genera una diferencia de presión a través del separador. La diferencia o caída de presión a través del separador se define como la presión de entrada de la mezcla al hidrociclón menos la presión de descarga de agua. Se define por la siguiente ecuación:

$$\Delta P = P_i - P_u \quad [\text{Ec.11}]$$

Donde:

- ΔP = Diferencia o caída de presión a través del separador.
- P_i = Presión a la entrada del separador (presión de entrada de la mezcla).
- P_u = Presión a la descarga de agua (**underflow**).

Según Matthews, la caída de presión a través de un hidrociclón de fondo se encuentra entre 50 y 200 psi.

Dos modos de operación de los sistemas DOWS-ESP y PCP-DOWS, han sido empleados:

Modo Pushthrough, donde los fluidos del pozo (mezcla de entrada al hidrociclón) son recibidos por la bomba de inyección para ser descargados a una presión mayor hacia el separador.

Modo Pullthrough, donde la succión de la bomba de inyección está conectada a la descarga de agua del separador.

A continuación se detalla cada uno de estos dos modos:

- **Configuración Pushthrough**, también conocido como Pumpthrough. En este modo de operación la descarga de la bomba de inyección está conectada directamente con la entrada del separador o hidrociclón de fondo, como detalla en la figura 28.

La bomba de inyección proporciona la presión requerida para operar el separador y reinyectar el agua en fondo. De acuerdo a Suárez y Chapuis, la configuración Pushthrough es la más popular en aplicaciones de campo.

La selección del modo de operación del separador de fondo (modos Pushthrough o Pullthrough) es una parte importante del diseño de los sistemas DOWS.

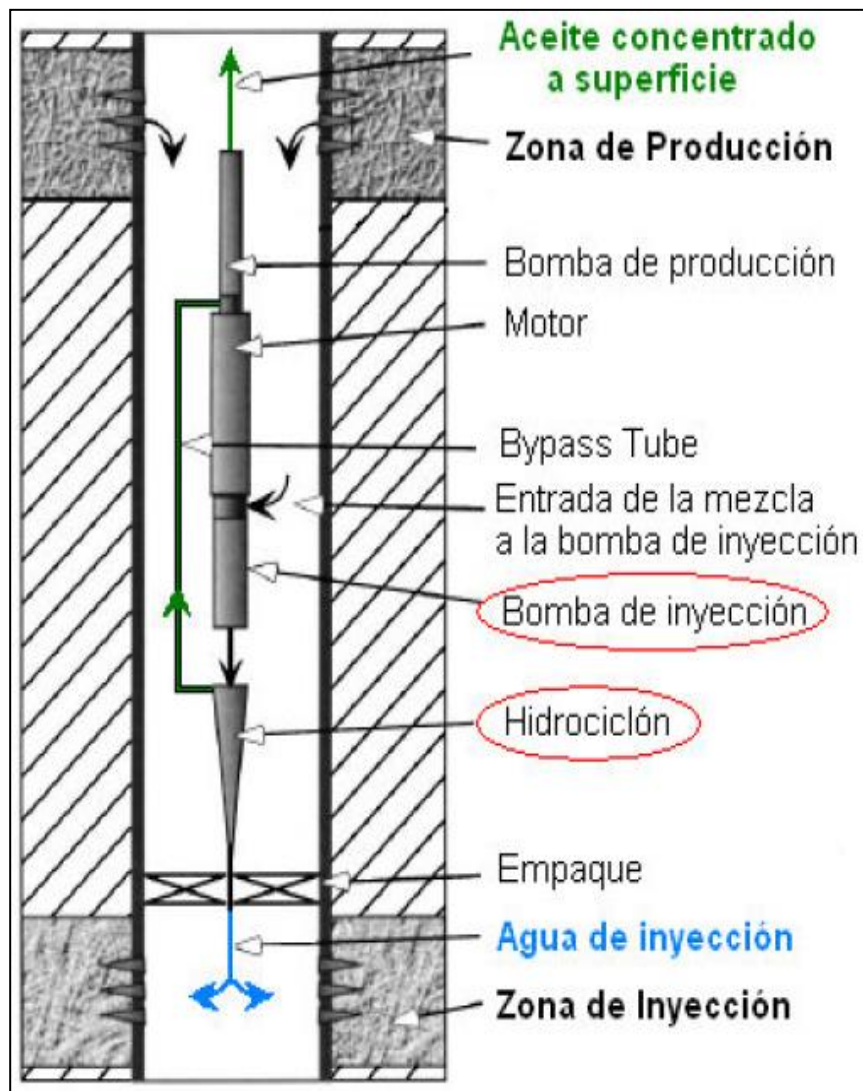


Figura 28. Esquema de la configuración tipo Pushthrough. (Bowers)

En la configuración Pushthrough, se deben tomar las siguientes consideraciones:

- El modo Pushthrough proporciona el máximo potencial de drawdown.
- El modo Pushthrough tiende a formar emulsiones, imposibles de separar en un hidrociclón.
- La configuración Pushthrough evita la liberación de gas en el hidrociclón.

El riesgo de ineficiencia del separador debida a la presencia de gas libre es menor.

- Es la configuración más eficiente en casos donde la presión de yacimiento es baja.
- La succión de la bomba de inyección produce agitación de los fluidos, luego existe riesgo de baja eficiencia de separación debido a la formación de gotas pequeñas de aceite en la mezcla.
- De acuerdo a Bowers: *es de esperar que la configuración Pushthrough se mantenga útil para crudos de alta gravedad API y pozos con alto corte de agua.*
- **Configuración Pullthrough.** En esta configuración la succión de la bomba de inyección está conectada a la descarga de agua del separador. La bomba de inyección recibe el agua del separador e incrementa la presión hasta un nivel adecuado para la inyección figura 29. Con respecto a la configuración Pullthrough, las siguientes consideraciones deben ser tenidas en cuenta:
 - La configuración Pullthrough exige que la presión en el separador se mantenga por encima de la presión de burbuja para evitar la liberación de gas en el hidrociclón.
 - De acuerdo a Bowers, *cuando el contenido de petróleo (en la mezcla de entrada al separador) es alto o la gravedad API del crudo es baja, el modo Pullthrough puede ser el único medio práctico de aplicar los sistemas DOWS.*
 - Este modo de operación no genera rompimiento de las gotas de petróleo.

- El diseño Pullthrough es empleado en casos en los cuales el yacimiento es capaz de producir los fluidos sin ningún tipo de levantamiento artificial.
- Bowers dice que, a menos que el pozo produzca naturalmente, una segunda bomba (bomba de producción) es requerida para levantar la corriente de petróleo hacia la superficie.
- Según Verbeek, *en algunos crudos, el diseño Pullthrough podría evitar la formación de emulsiones y la baja calidad del agua de inyección.*
- La configuración Pullthrough requiere alta presión de fondo para operar con eficiencia.

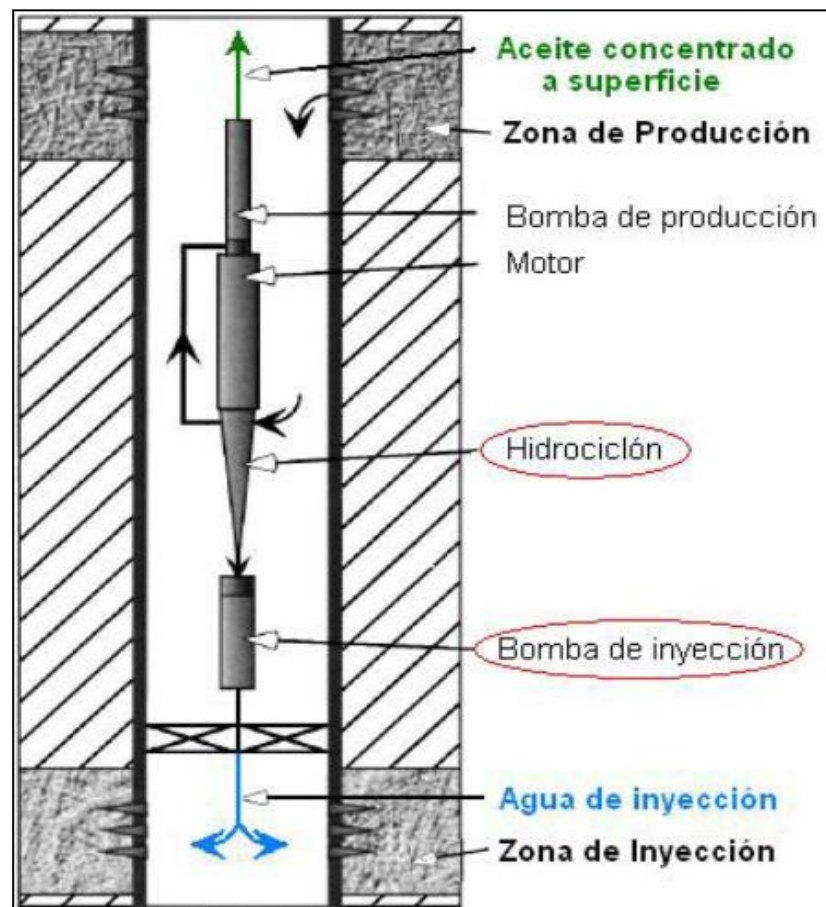


Figura 29. Esquema de la configuración tipo Pullthrough. (Bowers)

Sin importar el tipo de configuración, **Pushthrough** o **Pullthrough**, la bomba de producción (si es usada) se conecta siempre en modo Pullthrough; esto es debido a que los fluidos recibidos por la bomba de producción, petróleo y alguna fracción de agua, proceden directamente de la descarga de petróleo del hidrociclón.

2.4.12 INYECCIÓN DE AGUA DOWNHOLE Y UPHOLE

El agua separada en fondo por el sistema DOWS ha sido convencionalmente inyectada en una formación independiente por debajo de la zona productora.

Esta configuración se conoce como inyección Downhole, y es el arreglo DOWS más común. La discusión y las figuras presentadas hasta este punto corresponden a este tipo de configuración, así mismo las instalaciones DOWS reportadas por Jhon Veil y otros autores.

El agua separada puede ser inyectada también en una formación por encima de la zona productora. Esta configuración se conoce como inyección **Uphole**, y es empleada en casos en los cuales no se dispone de una zona de inyección adecuada por debajo del intervalo productor, o en casos que requieren profundización (perforación adicional) del pozo para alcanzarla. Al igual que en la inyección Downhole, la aplicación de sistemas DOWS con inyección Uphole exige el cumplimiento de las siguientes condiciones:

1. Alta producción de agua para asegurar que el contenido de aceite en el agua de inyección sea bajo.
2. Zona de inyección aislada y adecuada para la operación.
3. Compatibilidad química del agua producida con la zona de inyección.
4. Integridad mecánica del pozo.

La inyección Uphole puede ser llevada a cabo tanto por un sistema DOWS tipo separación por gravedad, como por un sistema DOWS tipo hidrociclón.

De acuerdo a Quinn Oil Field Supply, la inyección de agua por debajo de la zona productora es preferible, pero disponer el agua en una zona por encima del intervalo productor no sería imposible.

En sistemas DOWS tipo hidrociclón con inyección Uphole, dos empaques son asentados para aislar la zona de inyección. En la figura 30, se muestra el esquema de inyección Uphole en un sistema DOWS- ESP; y en la figura 31, se presenta una completación con DOWS-ESP.

La configuración Uphole, aplica para las versiones DOWS-PCP y DOWS-ESP. La posibilidad de operar los sistemas GL-DHOWS (Gas Lipies DOWS) y Rod Pump DOWS tipo hidrociclón con inyección Uphole no se menciona en las fuentes consultadas.

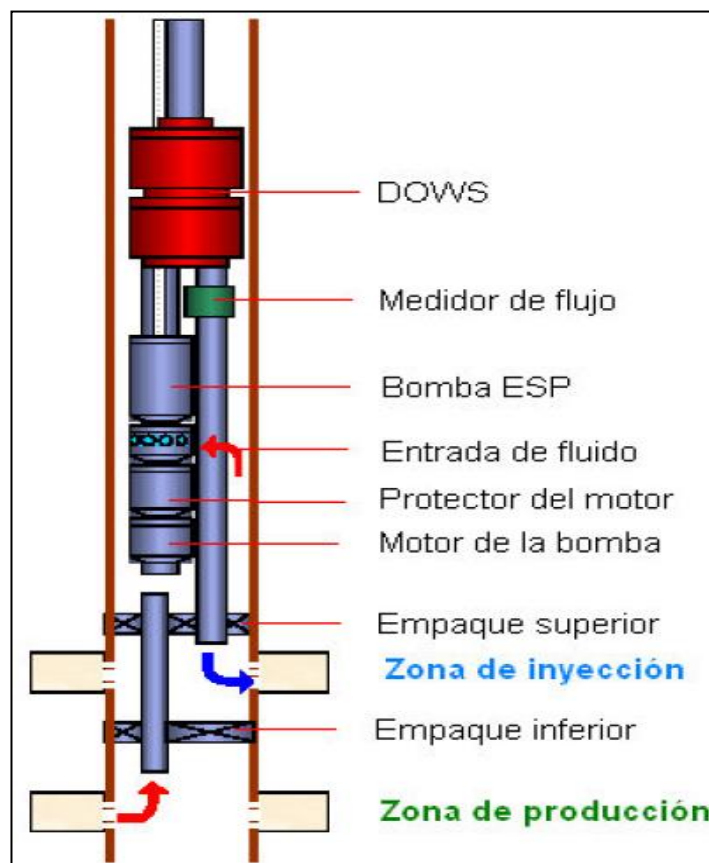


Figura 30. Esquema de inyección Uphole en un sistema DOWS- ESP.

(REDA, 2001)

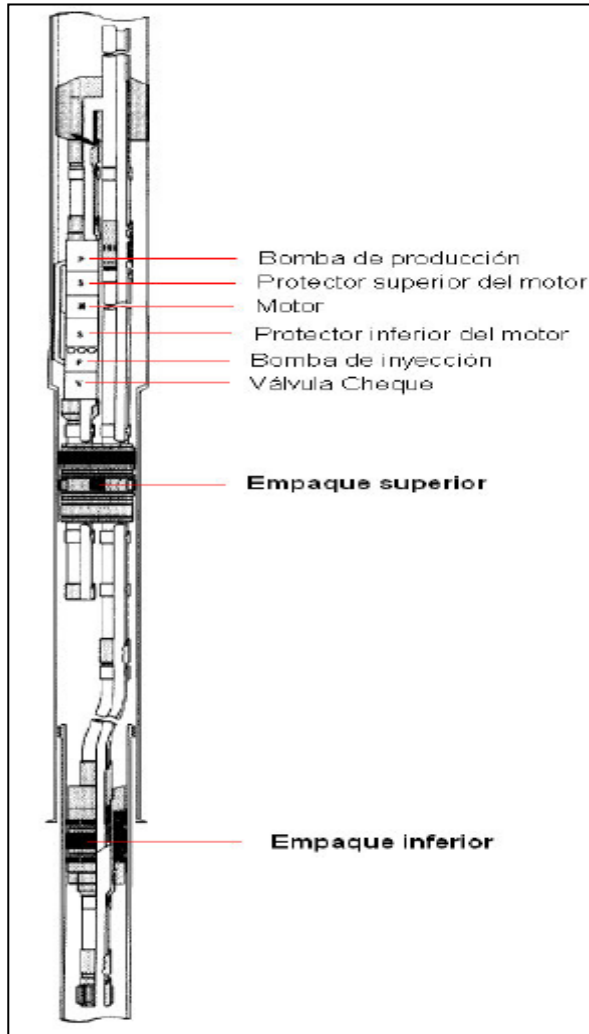


Figura 31. Completamiento DOWS- ESP con sistema de inyección de agua Uphole. (Loginov, 1997)

Loginov describe en detalle el completamiento de un sistema DOWS- ESP con inyección Uphole:

Un diseño Uphole básico requiere que la zona de disposición esté por encima de la zona de producción. En el caso más simple hay una única bomba ubicada arriba del empaque superior, el cual, junto con el empaque inferior, aísla la zona de inyección. Cuando la zona de inyección es subpresionada y/o tiene buena inyectividad, un segundo medio de levantamiento (bomba de producción) es requerido para llevar el petróleo hacia la superficie.

En aquellos casos donde el yacimiento está altamente agotado y/o la zona de inyección se encuentra muy distante del intervalo productor, no existirá suficiente presión para permitir al sistema DOWS-ESP ubicarse por encima del empaque superior. En este caso el sistema es ubicado por debajo del empaque inferior, así la entrada de fluido de la bomba estará más cerca del intervalo productor.

En todas las aplicaciones Uphole, dos empaques son necesarios para aislar la zona de inyección.

Los informes de instalaciones DOWS publicados por John Veil en 1999 y 2004 no indican la posición de la zona de inyección respecto al intervalo productor en ninguno de los casos reportados.

Veil sin embargo señala: “este tipo de configuración DOWS (inyección Uphole), ha sido raramente usada hasta la fecha. A partir de la afirmación del autor se infiere que ya se han llevado a cabo instalaciones DOWS con inyección Uphole.

Otras publicaciones consultadas mencionan el potencial de la tecnología para este tipo de inyección, pero no señalan que se haya llevado a cabo alguna aplicación en campo.

2.5 CASOS DE CAMPO

El sistema de separación de agua en fondo DOWS, ha despertado gran interés de las compañías operadoras como una herramienta para el manejo de agua. Esta técnica ha sido utilizada en la mayoría de los casos en Norte América y algunos pocos en Alemania, Francia y en Suramérica. A continuación se mostrará un resumen general de todas las instalaciones llevadas a cabo hasta el 2004.

2.5.1 RESUMEN ESTADÍSTICO DE LAS INSTALACIONES

El informe de John Veil publicado en noviembre de 2004 registra la instalación de 59 instalaciones DOWS; 19 instalaciones corresponden a sistemas de separación por gravedad; 39 instalaciones corresponden a sistemas de separación tipo hidrociclón en DOWS-ESP y 1 corresponde a sistema de separación tipo DOWS-PCP. En la figura 32 se muestra gráficamente los datos de las instalaciones previas realizadas hasta ese momento.

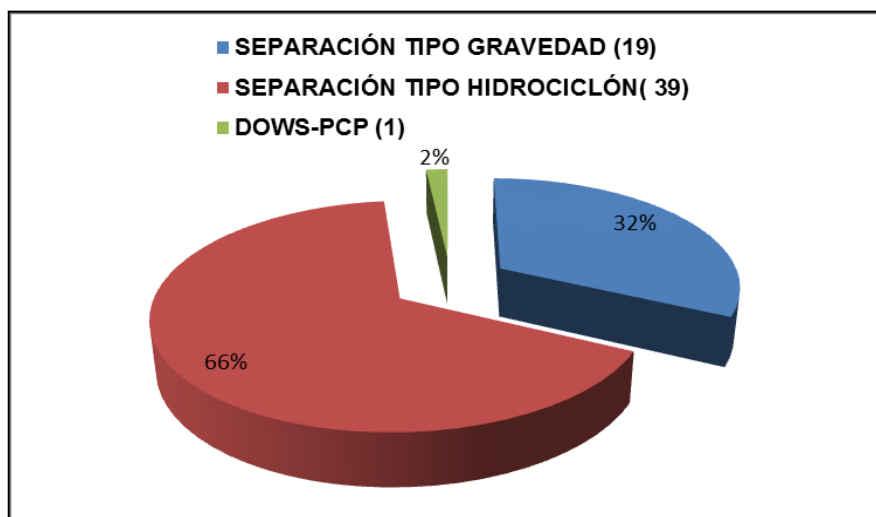


Figura 32. Instalaciones DOWS hasta Nov. 2004. (Veil, 2004)

El autor sin embargo agrega en el mismo informe: Alhanati, presentó un análisis sobre el efecto de las condiciones geológicas sobre DOWS. El autor revisó registros de 73 instalaciones DOWS tipo hidrociclón que usaron bombas electrosumergibles (ESP) y 50 instalaciones DOWS tipo gravedad.

Veil añade: no se nos permitió examinar la información revisada por Alhanati. La figura 33 muestra la participación de los dos sistemas DOWS implementados en campo.

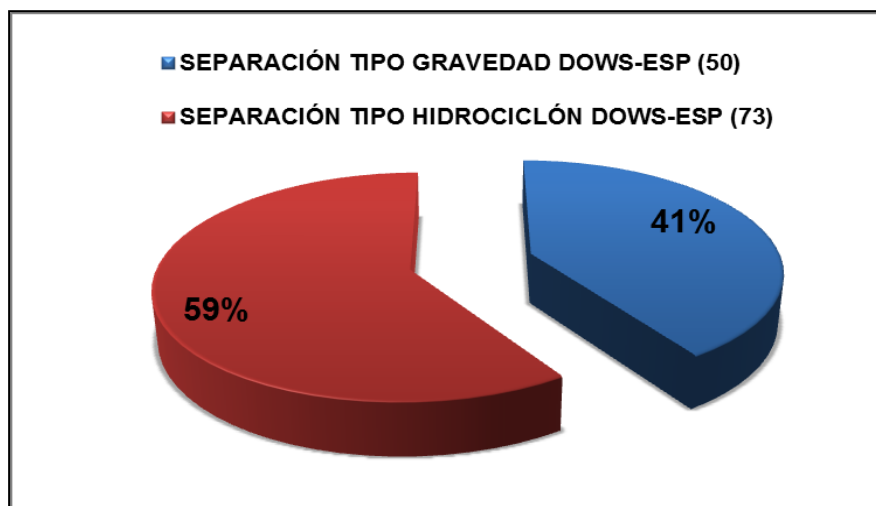


Figura 33. Instalaciones DOWS hasta Nov. 2004. (Veil, 2004)

De los 59 registros de instalaciones del sistema DOWS en el mundo, tenemos los siguientes datos. La mayoría de las instalaciones DOWS estaban en América del Norte (34 en Canadá y 14 en los Estados Unidos). Seis estaban en América Latina, dos fueron en Europa, dos fueron en Asia, y uno en el Oriente Medio. Todas las pruebas fueron en instalaciones en tierra, a excepción de un ensayo offshore en China.

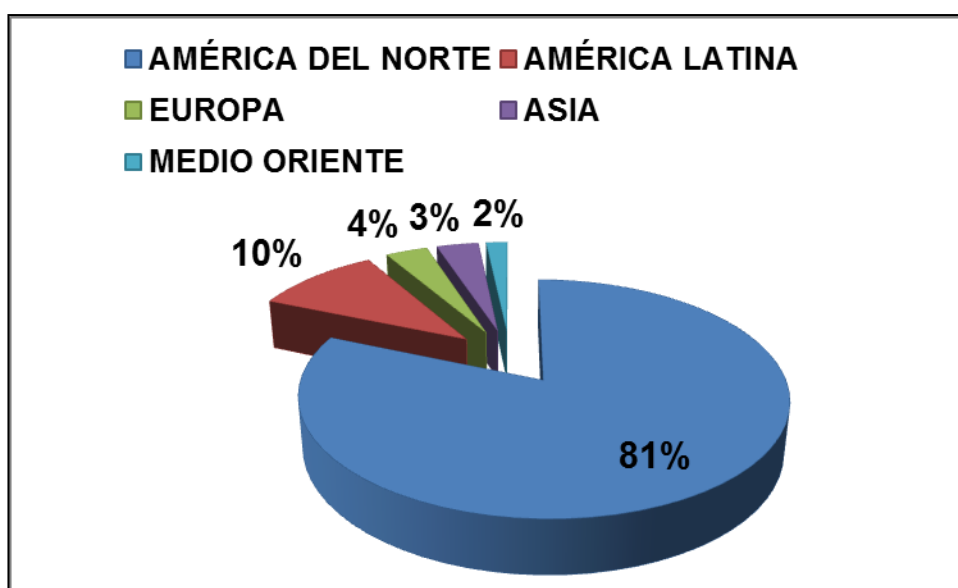


Figura 34. Porcentaje de instalaciones DOWS a nivel continental hasta Nov. 2004. (Veil, 2004)

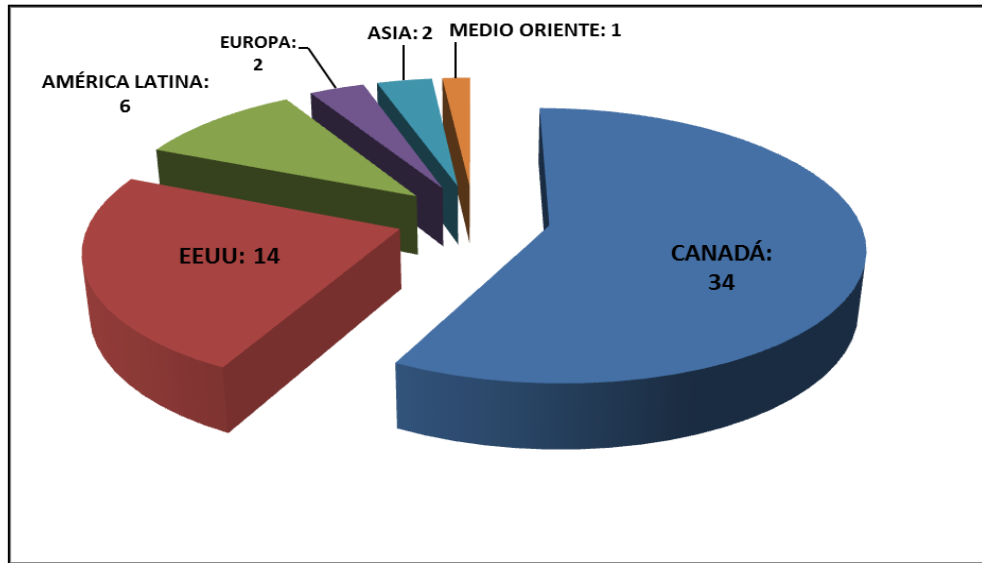


Figura 35. Cantidad de instalaciones DOWS por países hasta Nov. 2004.
(Veil, 2004)

Veil también menciona en su informe los tamaños de casing en los que se aplicó la tecnología DOWS, evidenciando que en su mayoría fueron igual o mayor a 7 pulgadas de diámetro, tal como se observa en la tabla 12:

Tabla 12. Estadísticas de diámetros de casing en los cuales se ha aplicado la tecnología DOWS

DOWS tipo Hidrociclón		DOWS Tipo Gravedad	
Casing	Instalaciones	Casing	Instalaciones
> 7 in	5	> 7 in	ND
7 in	17	7 in	3
5 ½ in	14	5 ½ in	10
No Especificado	5	No Especificado	5
Total	41	Total	18

Fuente: (Veil, 2004)

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

2.5.2 PROBLEMAS ENCONTRADOS

Según lo reportado en los casos de campo por Veil, ninguno de los pilotos llevado a cabo ha fallado a causa del separador de agua en fondo, por el contrario están asociados más a las fallas en el sistema de bombeo electrosumergible (ESP). Pero entre las razones más relevantes están las siguientes:

- a) Malas prácticas en la selección del pozo candidato.
- b) Problemas de Inyectividad.
- c) Problemas de Aislamiento.
- d) Problemas de Diseño.
- e) Problemas de compatibilidad entre zonas (formación de escamas e hidratos).
- f) Problemas de arenamiento (tajonamiento y corrosión).
- g) Zonas muy cercanas (recirculación de agua).
- h) Problemas de orden político.
- i) Fallas humanas: Problemas en la instalación del equipo.

CAPÍTULO III

3.1 METODOLOGÍA

3.2 ALCANCE

Se va a establecer los lineamientos generales para realizar el estudio de los pozos que serían candidatos para aplicar la tecnología DOWS en el Weelpad Alfa-A, del CAMPO ALFA en el Oriente ecuatoriano, empleando todos los criterios de selección de este sistema.

3.3 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS

El tiempo de duración y la efectividad de un proyecto DOWS depende particularmente de las características del pozo, propiedades de los fluidos y del yacimiento, y de la eficiencia de la conjunto Bomba/Separador. Cuando se desea implementar un sistema DOWS-ESP se debe realizar una cuidadosa selección del pozo candidato ya que de esta depende gran parte el éxito del proyecto. De acuerdo al informe de John A. Veil publicado en 1999, el pozo debe cumplir cuatro condiciones fundamentales para la implementación de los sistemas de separación en fondo DOWS:

3.3.1 ALTO CORTE DE AGUA

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

costos con la aplicación de DOWS son aquellos que inicialmente mostraban alto corte de agua. La calidad del agua de inyección, medida en términos del contenido de petróleo varía con el corte de agua de la mezcla de entrada; cuanto mayor es el corte de agua del pozo, mejor es la calidad del agua de inyección (agua separada en fondo).

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

Tabla 13. Mínimo corte de agua requerido para la aplicación de DOWS-ESP

CORTE DE AGUA (%)	
SACARAMUZZA	>80
SUAREZ, S	>60
TUBEL, P	>80
BOWER	>95
SHAW, C	>65
SCHLUMBERGER	>80
READ	>80

Fuente: (Grimaldos, 2010)

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

3.3.2 ZONA DE INYECCIÓN AISLADA Y ADECUADA PARA LA DISPOSICIÓN DE AGUA EN FONDO

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

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

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

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

De otro lado, se ha visto que el índice de inyectividad es el factor más importante en la selección del equipo. Por ejemplo, si se implementa un ESP-DOWS cuanto menor es la inyectividad de la zona de disposición mayor será los requerimientos de potencia del equipo ESP. Por lo mencionado anteriormente es recomendable, que se realicen pruebas de inyectividad a la zona en la cual se va a realizar la inyección del agua con el fin de determinar el índice de inyectividad, presión de operación, tasa de inyección y presión de fractura de la formación.

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

3.3.3 COMPATIBILIDAD ENTRE EL AGUA DE PRODUCCIÓN Y LA ZONA DE INYECCIÓN

El agua separada en fondo debe ser compatible químicamente con la zona de inyección para evitar el daño de la formación.

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

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

3.3.4 APROPIADA INTEGRIDAD MECÁNICA DEL POZO

Un casing sin fisuras y adecuada cementación son necesarios para evitar la filtración de los fluidos hacia otras formaciones. La operación de la herramienta de separación en fondo DOWS-ES, requiere además condiciones específicas de pozo y de fluido. El tamaño y la geometría del pozo son dos parámetros que influyen el diseño de un sistema de separación en fondo.

El tamaño del casing, ubicación del sistema (profundidad bomba/separador) y su posición relativa con respecto a las zonas de inyección/producción tiene incidencia directa en la capacidad del sistema de separación. De los sistemas DOWS reportados hasta el momento 35% han sido completados en casing de 9 5/8", 18% en casing de 7" y tan solo un 11% en casing de 5" (pulgadas/inch), todos los sistemas fueron colocados sobre la zona productora. Cabe mencionar que si el pozo esta completado en casing menores a 5 pulgadas NO pueden ser considerados como candidatos a la implementación de este sistema.

Además se recomienda que el intervalo donde sea instalada la herramienta sea vertical, para evitar efectos no deseados sobre el sistema, sin embargo mediante el uso de centralizadores se puede garantizar que el efecto de la desviación afecte el desempeño de la herramienta.

Como con cualquier otra operación de producción, especialmente aquellas que requieran inyección de fluidos al yacimiento, requieren una buena cementación y un casing sin fisuras para evitar la filtración de los fluidos a otras formaciones.

De otra parte, el pozo candidato a la implementación debe estar libre de cualquier obstrucción como pescados o colapsos del casing, que no permitan el ingreso de la herramienta a las zonas de producción e

inyección, y con el fin de no incrementar el riesgo de la operación de instalación.

El punto crítico con respecto al tamaño del casing, es el mínimo en el cual se puede usar la herramienta, el valor para este parámetro es de 7" (pulgadas) (tomado de recomendaciones de la literatura).

Tabla 14. Diámetros del casing y corte de agua requerido para la aplicación de DOWS-ESP

Parámetro	Rango de Operación	Unidades	Fuente de información
Diámetro de Casing	5,5	Pulgadas	Suárez y Veil
	Mayor a 7	Pulgadas	Schlumberger
	9,625	Pulgadas	Suárez y Veil
Corte de Agua Requerida en la Mezcla de Entrada	85 a 100	%	Gay, J
	75 a 100	%	READ Well Services
	Mínimo 75	%	Alhoni, M.
	Mayor a 80	%	Mattews y Chachula
	Mayor a 80	%	New Parading Eng.
	Mayor a 80	%	Schlumberger
	Mayor a 80	%	Tubel, P
	Mayor a 60	%	Suarez, S
	Mayor a 65	%	Shaw, C
	Mayor a 95	%	Bower
Mayor a 80	%	Scaramuzza	

Fuente: (Grimaldos, 2010)

3.3.5 GRAVEDAD Y VISCOSIDAD DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS

La eficiencia de separación en los separadores tipo hidrociclón es bastante susceptible a la gravedad API del aceite. Los crudos que presentan bajo API tiene tendencias a formar emulsiones fuertes con el agua de producción, esto causa que la separación por medio de un hidrociclón sea poco eficiente debido a la dificultad de separar las dos fases. La diferencia de gravedades específicas entre el agua y el aceite producido juega un papel importante sobre el desempeño de un hidrociclón, a mayor diferencia de GE la separación entre los fluidos se logra con mayor facilidad.

De otra parte, La viscosidad de los fluidos a la entrada del separador afectan la eficiencia del mismo, por lo cual se establece que si la viscosidad de la mezcla a la en la corriente de alimentación es más alta de 5-10cp la eficiencia se verá reducida. El grado API del crudo, no debe ser muy baja para que se pueda garantizar una buena eficiencia de separación, varios autores han propuesto el mínimo grado API del crudo aceptable para este sistema de separación, pero se considerará el dato de Schlumberger (Tabla 15).

Tabla 15. Mínimo grado API requerido para la implementación de un sistema DOWS-ESP

GRAVEDAD API DEL CRUDO (°API)	
SCARAMUZZA, J	>16
SHAW, C	>24
SCHLUMBERGER	>20
SUAREZ, S	>30

Fuente: (Grimaldos, 2010)

Un parámetro importante en la eficiencia de separación y que debe ser muy considerado en la elección del pozo piloto, es la diferencia de densidades.

Por datos estadísticos, se elige el dato proporcionado por Blanco (Tabla 16); ya que en los pozos elegidos presentan un mejor grado de separación.

Tabla 16. Rango óptimo de diferencia de densidades requerido para aplicar el DOWS-ESP

Parámetro	Rango de operación	Unidades	Fuente de la información
Viscosidad de la mezcla de entrada	Menor a 10	cp a condición de fondo	Ogunsina, O. ¹⁴⁸
Separación entre zonas de producción y de inyección	Mayor a 80	Pies	Matthews Chachula y
Diferencia de densidad entre el aceite y el agua	Mayor a 0,034	gr/cm3	Blanco y Davies
	Mayor a 0,05	gr/cm3	PTTC
	Mayor a 0,05	gr/cm3	Scaramuzza, J. ¹⁴⁹ .
Concentración de arena en la mezcla de entrada	Menor a 100	mg/L	Schlumberger ¹⁵⁰
Gravedad API del crudo	Mayor a 10	° API	PTTC ¹⁵¹
	Mayor a 16	° API	Scaramuzza, J.
	Mayor a 20	° API	Schlumberger
Temperatura de fondo	Menor a 150	° C	READ Services Well

Fuente: (Grimaldos, 2010)

3.3.6 PRODUCCIÓN DE ARENA

El sistema ESP-DOWS es sensible a la producción de arena debido a que estas partículas pueden alcanzar grandes velocidades, convirtiendo a los fluidos en un medio altamente abrasivo que causa daños severos a la herramienta. Además, cuando la producción de arena es alta puede causar taponamiento de la zona de inyección lo que conlleva a que las presiones de inyección sean arbitrariamente altas y obligando a retirar el equipo para realizar una limpieza en fondo de pozo. La zona de producción debe ser lo suficientemente consolidada para que cuando el pozo esté produciendo a máxima tasa de flujo no produzca más de 100ppm de arena, debido a que este valor es el máximo soportado por la herramienta de fondo sin que cause problemas de abrasión.

3.3.7 TENDENCIAS CORROSIVAS Y DE FORMACIÓN DE ESCALAS

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

3.3.8 TASAS DE FLUJO, PROFUNDIDAD Y GAS DE ENTRADA AL INTAKE DEL SISTEMA

El gas libre a la entrada del hidrociclón disminuye la eficiencia de separación del mismo, por lo cual se debe elegir pozos que tengan baja presencia de gas, no obstante este parámetro depende de las restricciones de la herramienta a instalar. Para las herramientas que actualmente se ofrecen en el mercado la cantidad de gas a la entrada del separador debe ser menor a 10% para la ofrecida por Schlumberger y 2% para REDA WELL SERVICE. Por lo tanto, se elige la segunda opción que nos brinda un factor de seguridad si se llegara a elegir el otro proveedor. Por otro lado, la viscosidad de la mezcla de los fluidos a la entrada del separador no debe ser más alta de 10 cP la eficiencia se verá reducida. La mínima tasa de fluido a la entrada del separador debe ser alta para que las velocidades dentro del dispositivo sean altas y la eficiencia de separación sea mejor. Suarez y Blanco coinciden en que la tasa mínima debe ser de 500 BFPD.

Por otro lado, el máximo caudal de entrada (o la máxima tasa de producción) limita el uso de las herramientas en pozos de muy alto potencial. La tasa máxima de producción del pozo a tener en cuenta no debe exceder

20 000 BFPD debido a que es una restricción propia de la herramienta que provee READ WS, debido a que la herramienta de SLB no tiene muy bien definidos los límites inherentes a esta variable.

Otro aspecto importante es la profundidad de ubicación de la herramienta, este parámetro no limita la elección del pozo pero si las consideraciones de diseño. Por ejemplo, según Schlumberger si la herramienta queda ubicada a más de 5 000 pies en casing de 5 pulgadas el sistema no tendría capilar con para monitoreo, pero si la ubicación de la herramienta es 7" no hay ninguna restricción. No obstante, según Suarez, la herramienta no debe ser instalada a una profundidad mayor a 12 000 pies. A continuación (Tabla 17), se encuentran los valores propuestos por algunos autores, en las variables antes citadas.

Tabla 17. Parámetros y rangos óptimos para aplicar el sistema DOWS-ESP

Parámetro	Rango de operacion	Unidades	Fuente
Mínima Concentración de aceite en la mezcla	20	ppm	Blanco y Davies
Profundidad máxima de instalación de la herramienta	Menor @ 5000' Máximo @ 12000'	pies	Schlumberger
Mínimo caudal de entrada al Hidrociclón	500	BFPD	Suárez, S ¹⁴⁴ .
	500	BFPD	Blanco y Davies ¹⁴⁵
(mínima tasa de producción del pozo)	700	BFPD	READ Well Services
	1500-8000	BFPD	Schlumberger
	25000	BFPD	Bower ¹⁴⁶
Máximo caudal de entrada al hidrociclón (máxima tasa de producción del pozo)	16000	BFPD	Blanco y Davies ¹⁴⁷
	20000	BFPD	READ Well Services
	25160	BFPD	Scaramuzza
	Menor a 5	% Volumen	Blanco y Davies
Volumen de gaslibre a la entrada del hidrociclón	Menor a 10	% Volumen	Schlumberger
	Menor a 2	% Volumen	READ Well Services

Fuente: (Grimaldos, 2010)

En la siguiente tabla se muestra un resumen (Tabla 18), de las características que debe presentar un pozo para ser considerado candidato a la aplicación de la tecnología DOWS-ESP.

Tabla 18. Características que debe presentar un candidato a la aplicación de DOWS-ESP

PARÁMETRO	MÍNIMO	MÁXIMO
Corte de agua (%)	80	N/A
Separación entre zonas prod / iny (pies)	80	1000
Tamaño del casing (pulgadas)	7	N/A
Producción de arena (ppm)	N/A	100
Gas a intake (%)	N/A	2
Viscosidad de los fluidos de entrada (cP)	N/A	10
Gravedad API del crudo (°API)	20	N/A
Diferencia GE (gr/cm ³)	0,034	N/A
Tasa de Producción (BFPD)	500	20 000

Fuente: (VEIL, 2004)

A estas variables es necesario y se les debe agregar que los pozos candidatos, no deben tener problemas de escalas, corrosión, emulsiones, asfaltenos o parafinas.

El pozo debe presentar una zona de inyección aislada en lo posible por debajo de la última zona de producción de aceite, que haya sido probada y que los fluidos presentes sean compatibles con el agua a inyectar. Además en lo posible que se haya realizado una estimulación de la zona de disposición.

3.4 METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA DOWS-ESP

Se debe realizar una buena elección del pozo candidato, aplicando los criterios de selección que toman en cuenta factores en el yacimiento, los fluidos y en el pozo; estos parámetros ya fueron mencionados en la anterior sección y así reducir el riesgo de fallas en la selección.

Como mencionan algunos autores tomados como referencia, “una gran parte de los proyectos de separación de agua en fondo, han fallado debido a la mala selección del pozo piloto”. Por lo tanto, A continuación se presenta una metodología siguiendo los criterios de selección.

Previo a esto, se debe tener toda la información posible concerniente a datos de producción, PVT de los fluidos estados mecánicos de los pozos, registros a hueco abierto, pruebas de inyectividad y el historial de problemas suscitados en los pozos.

3.4.1 REVISAR INFORMACIÓN SOBRE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS

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

Tabla 19. Información de producción necesaria para la evaluación de un pozo candidato a DOWS-ESP

DATOS DE PRODUCCIÓN	
Tasa actual de flujo	500 @ 20000 BFPD
Actual corte de agua	>80%
Producción de arena	>100ppm

Fuente: (Grimaldos, 2010)

Se revisan estos parámetros en los pozos y de no estar en los rangos establecidos el pozo deja de ser un candidato para DOWS-ESP.

Además, se deben considerar los antecedentes en los pozos y determinar cuáles han tenido problemas de formación de escalas, corrosión, parafinas y/o asfáltenos, con el fin de descartar de la lista de candidatos.

3.4.2 ANALIZAR LAS PROPIEDADES PVT DE LOS FLUIDOS DEL POZO

Los pozos que cumplieron con los criterios de selección concernientes a los datos de producción, pasan a la siguiente etapa en donde se analizan las propiedades del agua y del petróleo que son expuestas a continuación:

Tabla 20. Información de los fluidos necesaria para la evaluación de un pozo candidato a DOWS-ESP

PROPIEDADES DEL PETRÓLEO Y AGUA	
Gravedad	* $>20^{\circ}$ API
Presión de burbuja	* $P_b < P_{\text{entrada del hidroc}} > P_b$ (PSI)
Presión del yacimiento	Psi
Viscosidad del petróleo	*Máximo 10 Cp
Contenido de H₂S	Ppm
Contenido de CO₂	%
Gravedad específica agua	---
Viscosidad del agua	Cp

Fuente: (Grimaldos, 2010)

Posteriormente dentro de los parámetros PVT, debemos continuar aplicando los criterios de selección establecidos tales como.

Tabla 21. Parámetro PVT que deben ser evaluados para la elección de un pozo candidato DOWS-ESP

PARÁMETRO	MÍNIMO	MÁXIMO
Gas a intake (%)	0	2
Viscosidad de los fluidos de entrada (cp)	N/A	10
Gravedad API del crudo (°API)	20	N/A
Diferencia GE (gr/cm ³)	0,034	N/A
Contenido de H ₂ S	N/A	0

Fuente: (Grimaldos, 2010)

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

No está por demás, indicar que aquellos pozos en los cuales se presenten emulsiones fuertes que afecten el buen desempeño de la herramienta DOWS-ESP serán descartados aunque cumplan con otros parámetros.

3.4.3 REVISAR LOS ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS

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

Tabla 22. Información necesaria del estado mecánico de los pozos candidatos a DOWS-ESP

PARÁMETROS DEL POZO		
Tamaño del casing	Mínimo 7"	Plg
Profundidad de perforados	Ver diagrama	Pies
Profundidad total	Ver diagrama	Pies

Fuente: (Grimaldos, 2010)

Como se estableció que los pozos con casing menor a 7", no aplican para la DOWS-ESP, adicional tampoco aplicarán aquellos que tengan en el casing fisuras o restricciones, en el pozo no se debe tener pescados u obstrucciones que puedan aumentar los riesgos inherentes a la instalación de la herramienta.

3.4.4 ANALIZAR LOS REGISTROS DE OPEN HOLE Y DE INTEGRIDAD DE CEMENTO

Se debe analizar los registros open-hole del pozo, con el fin de determinar una posible zona de reinyección del agua separada, su profundidad, la distancia y la ubicación de los perforados, las propiedades petrofísicas y la inyectividad de la misma en caso de tener el dato. Los registros de integridad de cemento CBL y BDL, deben ser analizados para corroborar que el cemento entre el casing y el hueco tenga buena integridad desde la zona de producción hasta la formación inyectora.

La zona de inyección debe estar separada de la zona de producción 1000 pies, más abajo de la última zona de producción de petróleo y a la vez por encima del fondo del pozo, aislada por medio de una arcilla o de una arenisca (shale) de las arenas productoras.

Asimismo, la inyektividad en esta zona y las propiedades petrofísicas deben ser altas para no tener taponamientos prematuros. De todas maneras, se debe realizar una estimulación previa para mejorar la inyektividad de la zona y a la vez garantizar un mejor desarrollo del sistema DOWS-ESP.

El pozo que no cumpla con las condiciones mencionadas será eliminado del como posible candidato.

3.4.5 CORROBORAR COMPATIBILIDAD DE AGUAS DE FORMACIÓN PRODUCTORA-INYECTORA

Se debe realizar pruebas de compatibilidad de agua entre la zona de producción e inyección, para detectar cualquier tendencia de formación de escalas que se presente al mezclar aguas incompatibles. Si el agua separada de algún pozo presenta esta tendencia a formar escala con el agua de la zona receptora, a dicho pozo se lo eliminará como candidato.

3.4.6 ANALIZAR LAS RESERVAS REMANENTES DE LOS POZOS

Se debe revisar que las reservas remanentes los pozos, para que sea viable la aplicación de esta tecnología y pueda justificar la inversión del proyecto. Si alguno de los pozos no posee la reservas alentadoras, se lo descartará del proyecto.

3.4.7 REVISAR PROPIEDADES DE LA ZONA DE PRODUCCIÓN

Ya en estas instancias los pozos candidatos que hayan llegado como aptos para la aplicación del sistema DOWS-ESP, se tiene que analizar las propiedades de la zona de producción, que son las siguientes:

Tabla 23. Información adicional del pozo candidato para DOWS-ESP

PROPIEDADES DE LA ZONA DE PRODUCCIÓN	
Temperatura F°	°F
Presión F°	Psi

Fuente: (Grimaldos, 2010)

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

3.5 DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN CAMPO ALFA

Dentro del marco geológico, el Campo Alfa está situado en la parte centro-occidental de la Cuenca Oriente del Ecuador provincia de Orellana. El oriente ecuatoriano no es sino una parte de la vasta cuenca, o de la cadena de cuencas sucesivas que se desarrollaron desde Venezuela hasta Bolivia entre la Cordillera de los Andes y el escudo Guayano–Brasileño. La Cuenca Oriente tiene una extensión de 37.000 Km².



Figura 36. Mapa de la ubicación de la Cuenca Oriente (Baby, 2004)

Durante la formación de la cuenca se produjo vulcanismo sintectónico seguido de levantamientos, plegamientos y erosión, además de períodos de transgresión marina el más significativo corresponde al Período Cretácico y de regresiones dando lugar a ambientes de depositación continentales y salobres acompañados de una débil subsidencia.

El basamento de la cuenca está constituido por rocas precámbricas metamórficas sobre las cuales se depositaron sedimentos Paleozoicos y Mesozoico Inferior de la plataforma Epicontinental Formaciones (Pumbuiza, Macuma, Santiago), durante varias transgresiones marinas (Baldock J. 1982).

Las formaciones continentales del Mesozoico Superior (Formaciones Chapiza, miembro Misahuallí), las cuales fueron sucedidas por una transgresión marina, durante la cual se depositaron sedimentos Cretácicos (Formaciones Hollín, Napo, Tena Inferior).

Cenozoicos (Formaciones Tena Superior, Tiyuyacu, Chalcana, Orteguaza, Aranjuno, Chambira, Mesa y Mera) provenían del oeste de la cuenca, llegando a un espesor de 1500 a 2000 m (Plataforma Tiputini) y de 2500 a 4000 m en el centro de la cuenca.

Es evidente que el período más importante de depositación para la generación y acumulación de hidrocarburos en la cuenca fue durante el Cretácico, en la cual las estructuras predominantes para el entrapamiento de los hidrocarburos constituyen anticlinales, generalmente limitados por fallas, que les dan el carácter de trampas estructurales combinadas. Las zonas de interés netamente económico en la actualidad están referidas al ciclo deposicional del Cretáceo, debido a que la producción de petróleo se da en las areniscas de las formaciones: Hollín, Napo, y marginalmente de la formación Tena y hay la posibilidad de depósitos de gas en formaciones Pérmico – Carboníferas.

El estudio estructural y tectono-sedimentario de la cuenca “Oriente” aún no está completamente concluido. El modelo estructural propuesto en este informe tiene que ser afinado por un análisis más detallado de la parte sur de la cuenca. Las características de los ciclos tectono-sedimentarios Hollín-Napo Inferior y Napo Superior pueden ser precisados por un estudio de las relaciones tectónica-sedimentación en ciertos campos petroleros de la parte norte de la cuenca.

A nivel de sistema petrolífero, el sistema Hollín-Napo está bien definido; falta ahora caracterizar el sistema Sacha/Santiago cuyo potencial como roca generadora está probado.

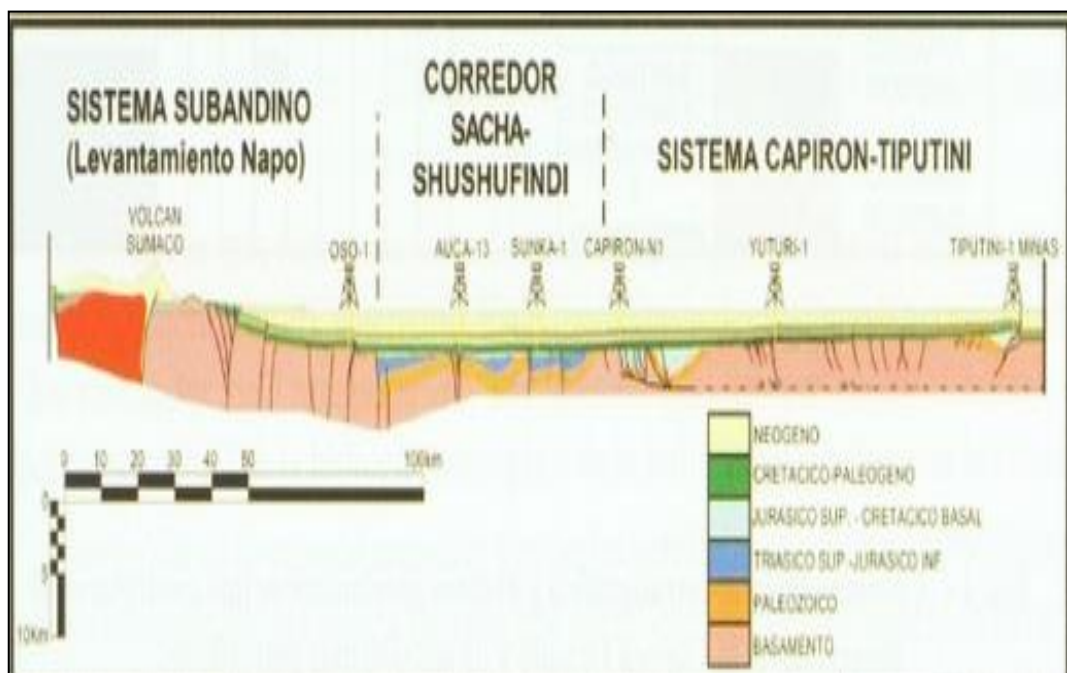


Figura 37. Corte estructural de W-E de la Cuenca Oriente.
(Petroproducción, 1998)

A continuación se muestra la columna estratigráfica general de la cuenca Oriente ecuatoriana donde se puede observar cada una de las características previamente mencionadas.



COLUMNA CRONO ESTRATIGRÁFICA DEL ORIENTE			
EDAD	FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA	
Q	MESA		Terrazas de arcillas y arenisca tobáceas, Conglomerados
TERCIARIO	OLIGOCENO – PLIOCENO	CHAMBIRA	Arcillas, areniscas, conglomerados
		ARANJUNO	Conglomerados, arcillas en partes
	OLIGOCENO – PLIOCENO	CHALCANA	Arcillas, poca arenisca
		ORTEGUASA	Lutitas pardas, poca arenisca
		TIYUYACU	Arcillas rojas, verdes, violeta, areniscas gruesas y conglomerado
CRETÁCICO	MAAS	TENA	Arcilla roja y areniscas
		M - 1	Arenisca blanca cuarzosa porosa, permeable
	APT - SANT	NAPO	*A* - Arenisca *U* - Caliza *B* - Arenisca *T* - Caliza
		HOLLÍN	Arenisca cuarzosa blanca
JURÁSICO	M U	Misahuli	Flujos de lava, brechas, "Red Beds", arcillas, y arenisca, poco conglomerado
		CHAPIZA	Calizas y esquistos (bituminosos), escasa arenisca
PALEOZOICO	MISSDEV - PERMPENS	SANTIAGO	Caliza, lutita, dolomita, arenisca
		MACUMA	Lutita gris-negro
		PUMBUIZA	Esquisto, gneis, granito
P C	BASAMENTO		

Figura 38. Columna Estratigráfica de Subsuelo de la Cuenca Oriente Ecuatoriana. Petroproducción. (Petroproducción, 1998)

El campo Alfa, fue descubierto por Texaco en 1970, luego la BRITISH PETROLEUM DEVELOPMENT LIMITED, (B.P.) suscribió en diciembre de 1985, un contrato de prestación de servicios con CEPE la que actualmente es PETROECUADOR. En Agosto de 1990, el Ministerio de Energía y Minas autorizó a B.P. la transferencia del 100% de sus derechos y obligaciones que poseía en el Campo Alfa a ORYX ECUADOR ENERGY COMPANY.

A mediados de 1993, se determinó que el Campo ALFA era compartido entre Petroecuador y Oryx, teniendo Petroecuador el mayor porcentaje de participación (54%) debido a las reservas del yacimiento de dicho campo. El campo Alfa, está ubicado aproximadamente 280 Km al este de Quito en el Oriente Ecuatoriano.

En el campo Alfa, existen varias arenas productoras tales como: Tena, Napo U, Napo T, Hollín Superior y Hollín Principal las mismas que serán descritas más adelante.

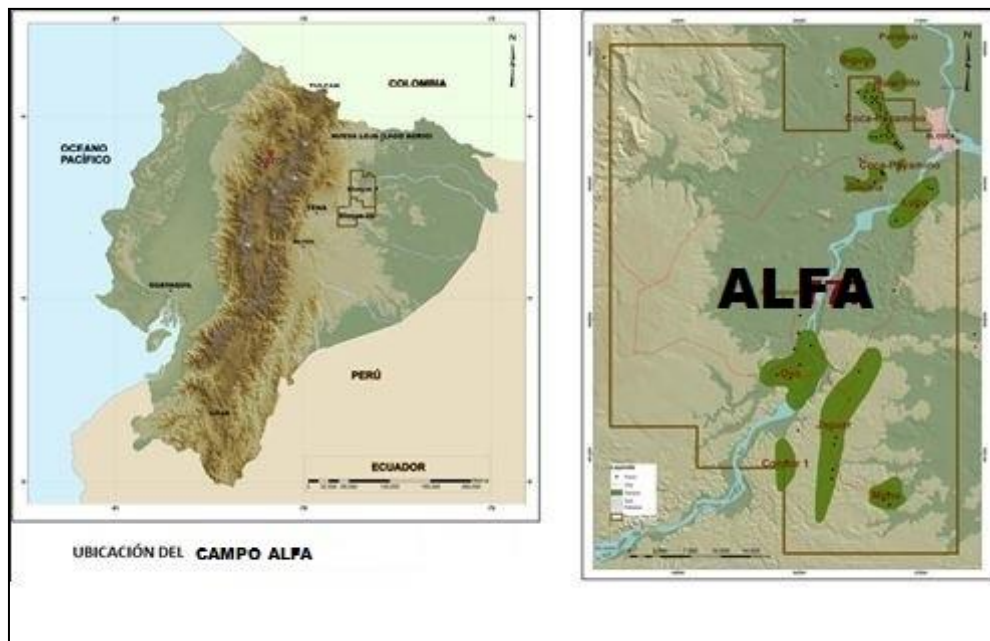


Figura 39. Ubicación geográfica del Campo ALFA. (Petroproducción, 1998)

Yacimiento Hollín Principal. La formación Hollín es de edad Cretácica. La formación Hollín está conformada de una superior llamada Hollín Superior y otra inferior llamada Hollín Principal. El campo Alfa se configura por un anticlinal de aproximadamente 80 pies de cierre estructural. La columna de petróleo está acompañada de un acuífero “infinito”. Esta formación es una arena masiva la cual contiene lutitas discontinuas y areniscas arcillosas, es decir tiene intercalaciones de arcillas o multicapas. Las lutitas ocurren muy frecuentemente al tope de Hollín Principal.

Se determinó por medio de estudios ya efectuados que la presión de yacimiento es de 4174 psia, el GOR de 12 SCF/STB, la presión al punto de burbuja de 94 @ 150 psia, la temperatura de 216 grados Fahrenheit y la viscosidad del petróleo a condiciones de yacimiento de 5.8 cp.

Las permeabilidades horizontal y vertical, se determinaron por medio del análisis de núcleos, resultando que la relación de permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es baja, es decir tiene alta permeabilidad vertical, por esto se tiene problemas de conificación.

El volumen total de petróleo inicial en el lugar fue de 103 MM STB (esta cifra ha aumentado debido a recientes trabajos de exploración en el Campo Alfa) y considerando el factor de recobro asumido en estudios previos de 32.8%, se determina que las reservas probadas de petróleo era de 33.8 MM STB, habiéndose producido algo más de la mitad de este volumen hasta los actuales momentos.

Los sistemas de producción con levantamiento artificial: bombeo hidráulico y bombeo electrosumergible. Análisis previos de registros de pozo, determinaron una variación en la porosidad entre 14.7% y 18.5% y la saturación de agua entre 21.5% y 31.1%, al igual que la permeabilidad la cual varía desde 200 hasta 1 000 milidarcies; se aprecia, en consecuencia, una importante propiedad de permeabilidad horizontal. Se menciona las completaciones típicas de pozos verticales, horizontales y direccionales.

3.5.1 UBICACIÓN DEL CAMPO ALFA

El Campo Alfa y sus wellpads (A, B, C, D, E, F, G y H), está ubicado a 50 km al sur de la ciudad del Coca, en el centro-occidente de la Cuenca Oriente. Los principales yacimientos que producen en el campo son: Formaciones Napo y Hollín.

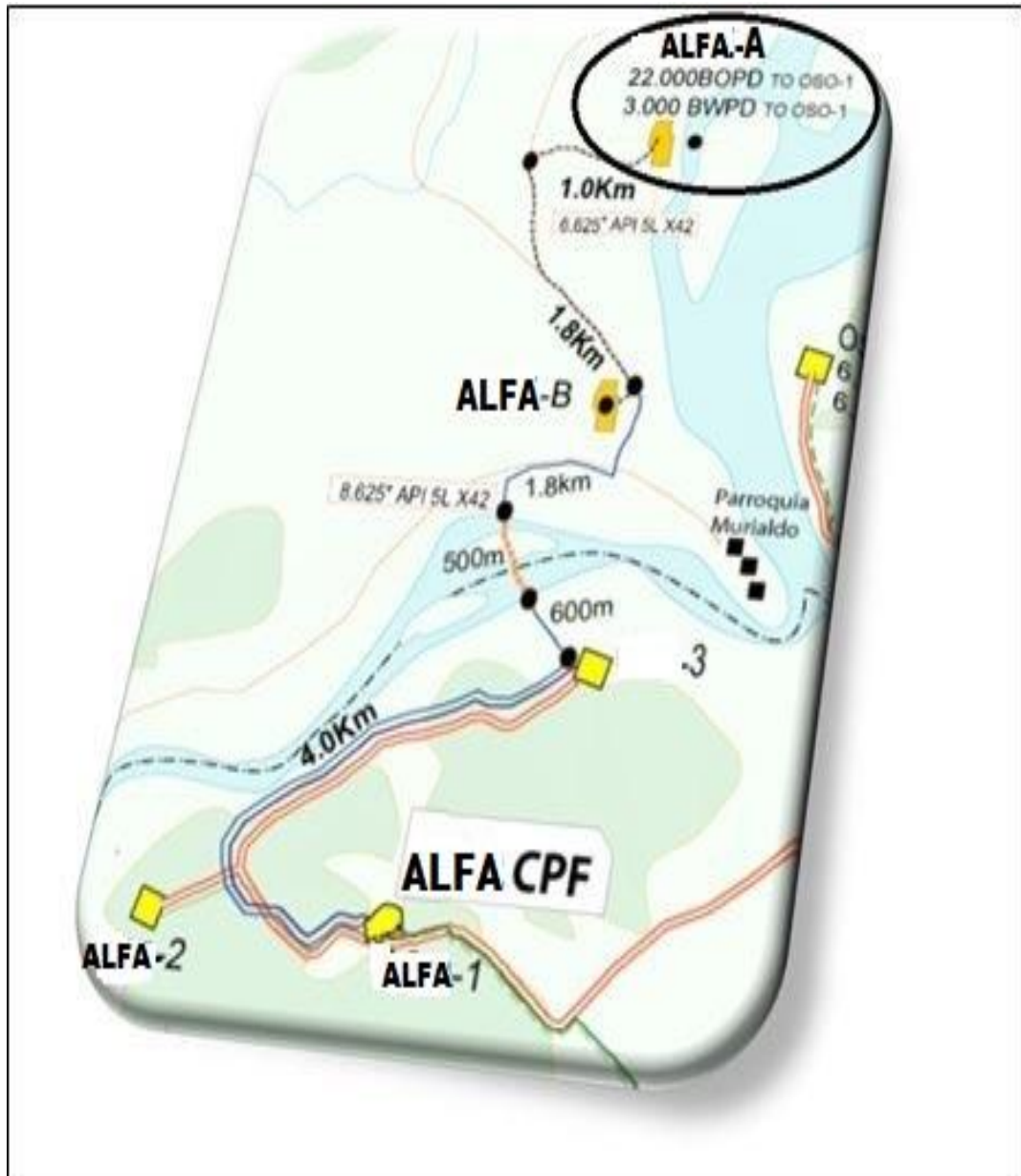


Figura 40. Campo Alfa (ubicación del Pad ALFA-A wellpad de estudio).
(URRESTA, 2012)

3.5.2 ESTRUCTURA LITOLÓGICA DEL CAMPO ALFA

En esta estructura se han encontrado tres tipos diferentes de reservorios de tipo clástico:

Formación Napo:

- Arenisca “U” (caracterizada por depósitos fluviales de valle inciso y estuarinos).
- Arenisca “T” (caracterizada por depósitos fluviales a estuarinos y canales de marea).

Formación Hollín:

- Arenisca Hollín (caracterizada por depósitos fluviales entrelazados).

Las arenas U, T y Hollín son las principales productoras de hidrocarburos.

El análisis detallado de la secuencia sedimentaria a permitido subdividir en eventos a “U” (Superior, Principal), “T” (Superior, Principal), Hollín (Superior, Principal); lo cual ha sido posible con la utilización de marcadores guías (zonas de máxima inundación), que fueron definidas mediante respuestas eléctricas con el implemento de ayuda de registros de rayos gamma, densidad, neutrón, sónico y resistividad, registros de Drilling Parameters log MD, Formation evaluation log TVD; y de acuerdo a los informes finales de Perforación y Geología de pozos perforados en el CAMPO ALFA.

La estratigrafía del campo está compuesta de las siguientes formaciones:

EDAD	FORMACIÓN	MIEMBRO	AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN
Cuaternario	<i>Cuaternario Indiferenciado</i>		<i>Continental</i>
Mioceno	<i>Lower Chalcana</i>		<i>Continental</i>
Oligoceno	<i>Orteguaza</i>		<i>Marino</i>
Eoceno	<i>Tiyuyacu</i>	<i>Congl. Tiyuyacu</i>	<i>Continental</i>
Paleoceno	<i>Tena</i>	<i>Basal Tena</i> <i>Napo</i> <i>Caliza "M-1"</i> <i>Caliza "M-2"</i> <i>Caliza "A"</i>	<i>Continental</i>
Cretácico Superior	<i>Napo</i>	<i>Arenisca "U" Superior</i> <i>Arenisca "U" Principal</i>	<i>Marino</i>
		<i>Lutita Napo Media</i> <i>Caliza "B"</i> <i>Arenisca "T" Superior</i> <i>Arenisca "T" Principal</i>	
		<i>Lutita Napo Inferior</i>	
Cretácico Inferior	<i>Hollin</i>	<i>Hollin Superior</i> <i>Hollin Principal</i>	<i>Marino</i> <i>Continental</i>

Figura 41. Columna estratigráfica y Ambientes de depositación. Reporte final de geología del pozo ALFA B-48H. (ARCH, 2012)

3.6 DESCRIPCIÓN ESTRUCTURAL

3.6.1 TRAMPAS

En este campo petrolero las estructuras productoras corresponden a un tipo de trampas estructurales falladas de bajo relieve, es así que se ha identificado que el Campo Alfa es un anticlinal asimétrico elongado de relieve sutil con orientación norte-sur, producida por un levantamiento del basamento.

3.6.2 FALLAS

Los seis descubrimientos realizados se hallan en un ciclo sobre las fallas de los anticlinales de la cuenca, los cuales tienen una dirección noroeste-sureste, en algunos casos los campos se cierran contra fallas subverticales inversas, reactivadas en el cretácico como en el terciario, para el caso del Campo Alfa del análisis estructural se ha determinado que el cierre al final del cretáceo está restringido y controlado por la falla inversa de alto ángulo formadas por fuerzas compresionales debido que desarrolla una zona de plegamiento compresional andina.

3.7 GENERALIDADES DEL CAMPO DE ESTUDIO

Los pozos completados en la formación Hollín Principal específicamente en el Vampo Alfa en el oriente ecuatoriano, tienen problemas de alta producción de agua incluso en algunos casos a partir de los inicios de su etapa de producción, agravándose estos en los inicios de 2012. Este hecho tiene una grave repercusión económica para el proyecto debido no solo a la disminución de la producción de petróleo sino también al costo de manejo de importantes volúmenes de agua producida. Con este antecedente se estableció como objetivo el estudio para determinar pozos de petróleo como

posibles candidatos para aplicar la tecnología del separador de agua en fondo de pozo o sistema DOWS (downhole oil/water separation system) y de esta manera poder establecer recomendaciones para disminuir dicha producción de agua en superficie y sin tener pérdidas en la producción de petróleo, de modo que la economía del proyecto mejore. Este estudio cubrió el comportamiento de la producción de los pozos del Wellpad Alfa-A que han sido completados en yacimientos de la formación Hollín, que tienen empuje hidráulico.

La formación productora Hollín en el Campo Alfa, está conformada de dos cuerpos. El primero, es la formación Hollín Superior cuyo mecanismo principal de empuje es, posiblemente, de entrada lateral de agua, debido al mantenimiento observado de la presión. El segundo, es la formación Hollín Principal, cuyo mecanismo de empuje, en este caso, es del acuífero de fondo; el espesor de la zona de petróleo en esta formación es entre 20 y 70 pies, mientras que la del agua es entre 3 y 5 veces mayor. La producción de petróleo en Hollín Principal trae asociada problemas de alto corte de agua, el cual se eleva rápidamente en muy corto tiempo de producción.

3.8 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO ALFA

En todo el Campo Alfa que se conforma de las siguientes locaciones: (A, B, C, D, E, F, G y H), se han perforado más de 90 pozos entre productores y reinyectores de agua, considerando los encendidos y apagados. Las Plataformas nuevas son: A, B, G y H; mientras que las plataformas de los Alfa C, D, E y F ya son plataformas antiguas, en las cuales la inversión solo se la hace a nivel de trabajos de reacondicionamiento, más no en nuevas perforaciones.

En estos wellpads tenemos dos sistemas de levantamiento artificial que son Bombeo Hidráulico y Bombeo Electrosumergible. Por otra parte, es

necesario señalar que en estas plataformas se tienen sus propias plantas de Proceso y por esta razón solo se referencia la existencia de las mismas, enfocando el estudio de este trabajo en el wellpad Alfa-A, ya que es el más grande del campo.

También es necesario dar a conocer que se proyecta aumentar más plataformas en este campo y a su vez seguir con un programa de perforaciones en los mejores wellpads, los mismos que son A, B, G y H, debido a que salen pozos con muy buen aporte y así continuar con el desarrollo del campo. En estos wellpads se tiene únicamente pozos con bombeo Electrosumergible.

3.9 POTENCIAL DEL CAMPO

Actualmente la producción es de 150 833 BFPD, de los cuales son 24 729 BOPD y 126 104 BWPD; con un corte de agua promedio en el campo del 84%. Como se mencionó, en este campo los pozos producen con bombeo Hidráulico y bombeo Electrosumergible. La producción de los wellpads ALFA B, G y H es procesada en el EPF (Alfa B); mientras que en el crudo obtenido en las plataformas C, E y F es procesado en el OPF (Alfa CPF); el crudo obtenido en la plataforma D, es tratado y procesado en este mismo sitio al poseer su propia planta de proceso; y el crudo obtenido en el Alfa-A es procesado en dos Centros de Facilidades de Producción OPF (Alfa CPF) y el EPF (Alfa B).

Para fines del estudio de selección de pozos candidatos se considerará solamente los pozos eléctricos del Well Pad Alfa-A, ya que son los pozos precandidatos para aplicar la tecnología DOWS. Este wellpad tiene un potencial de 78 173 BFPD, de los cuales son 10 944 BOPD y 67 229 BWPD; con un corte de agua promedio del campo del 86%. En este wellpad solo se maneja bombeo Electrosumergible (BES o ESP).

A continuación, se puede ver el potencial del Campo Alfa, con todos sus wellpads y sus pozos reinyectores

Tabla 24. Datos de producción y potencial de todo el Campo Alfa

POTENCIAL WELLPADS CAMPO ALFA									
POTENCIAL - PAD ALFA-A									
	Pozo	Zona	ESTADO	Hz	BFPD	BOPD	BWPD	Corte de agua %	API
1	ALFA-021	HP	ON	40	1504	30	1474	98	23,1
2	ALFA-024	HP	ON	40	1671	117	1554	93	25,0
3	ALFA-025	HP	ON	47	881	53	828	94	24,6
4	ALFA-026	HP	ON	40	2308	46	2262	98	25,3
5	ALFA-027	HP	ON	49,2	3798	380	3418	90	25,4
6	ALFA-028	HP	ON	52	2256	226	2030	90	24,8
7	ALFA-029	HP	ON	53	3400	442	2958	87	26,4
8	ALFA-030	HP	ON	45	273	221	52	19,0	24,3
9	ALFA-033	HP	ON	53	2770	471	2299	83	24,7
10	ALFA-035	HP	ON	48	1439	72	1367	95	24,4
11	ALFA-023	HP	OFF	40	0	0	0	98	23,2
12	ALFA-037	HP	ON	49	606	42	564	93	24,0
13	ALFA-039	HP	ON	45	1894	152	1742	92	25,0
14	ALFA-041	HP	ON	40	3626	254	3372	93	24,0
15	ALFA-043	HP	ON	57	2448	245	2203	90	24,7
16	ALFA-045	T	ON	53	389	377	12	3	25,9
17	ALFA-047H	HP	ON	41	5179	311	4868	94	25,3
18	ALFA-051HP	HP	ON	48	3221	709	2512	78	24,6
19	ALFA-051T	T	OFF	0	0	0	0	0	0,0
20	ALFA-053	HP	ON	40	1631	163	1468	90	25,3
21	ALFA-049H	HP	ON	44,5	9303	651	8652	93	25,0
22	ALFA-055	HP	ON	50,4	321	212	109	34,0	26,0
23	ALFA-057	HP	ON	48	5988	359	5629	94,0	24,4
24	ALFA-059H	HP	ON	55	7559	680	6879	91,0	25,3
25	ALFA-071	HP	ON	41,1	4982	847,00	4135	83	26,3
26	ALFA-073	HP	ON	60	1092	819	273	25,0	25,1
27	ALFA-075	HP	ON	63,5	7717	1158	6559	85,0	25,0
28	ALFA-077	HP	OFF	43,8	0	0	0	98,0	25,0
29	ALFA-079	HP	ON	52	1917	1907	10	0,5	25,0
30	ALFA-091	HP	OFF	57	0	0	0	0,0	0,0
POTENCIAL - PAD ALFA B									
	Pozo	Zona	ESTADO	Hz	BFPD	BOPD	BWPD	Corte de agua %	API
31	ALFA-032	HP	ON	59,7	341	68	273	80,0	26,4
32	ALFA-034	HP	ON	40	1831	128	1703	93,0	24,7
33	ALFA-036	HP	ON	41	1468	103	1365	93,0	25,6
34	ALFA-038	HP	ON	42,5	1423	85	1338	94,0	26,5
35	ALFA-040	HP	ON	40,5	1178	82	1096	93,0	25,2
36	ALFA-042	U	ON	50	196	174	22	11,0	21,5
37	ALFA-044	T	ON	49,1	220	207	13	6,0	26,2
38	ALFA-046	HP	ON	52	3470	347	3123	90,0	24,7
39	ALFA-048HP	HP	ON	53,8	417	384	33	8,0	26,7
40	ALFA-050	HP	ON	40	760	53	707	93,0	25,8
41	ALFA-052H	HP	ON	48,6	1488	74	1414	95,0	25,4

42	ALFA-054H	HP	ON	53,5	9349	1028	8321	89,0	24,7
43	ALFA-056	HP	ON	52	346	277	69	20,0	26,2
44	ALFA-058	HP	ON	40	3064	92	2972	97,0	25
45	ALFA-060H	HP	ON	43	6619	596	6023	91	25,7
46	ALFA-062	HP	ON	49	1908	382	1526	80,0	24,3
47	ALFA-064	HP	ON	40	3382	338	3044	90,0	26,1
48	ALFA-066	HP	ON	56	1465	59	1406	96	23,5
49	ALFA-068	HP	ON	45	2179	218	1961	90,0	25,9
50	ALFA-070	HP	ON	42	1511	257	1254	83,0	23,4
51	ALFA-072	HP	ON	50	596	298	298	50,0	24,3
POTENCIAL - PAD ALFA C									
	Pozo	Zona	ESTADO	Hz	BFPD	BOPD	BWPD	Corte de agua %	API
52	ALFA-004	HP	OFF		0	0	0		
53	ALFA-006	T	ON	BH	202	194	8	4,0	26,6
56	ALFA-008	U	ON	54	334	330	4	1,3	19,8
57	ALFA-014	T+U	ON	BH	257	51	206	80,0	20,6
POTENCIAL - PAD ALFA D									
	Pozo	Zona	ESTADO	Hz	BFPD	BOPD	BWPD	Corte de agua %	API
58	ALFA-009	HP	ON	53	2026	182	1844	91,0	25,3
59	ALFA-010	MH	ON	BH	1171	117	1054	90,0	25,2
60	ALFA-011	HP	ON	BH	954	105	849	89,0	23,4
61	ALFA-012	T	ON	BH	105	64	41	39,0	24,6
62	ALFA-014	T+U	ON	BH	257	51	206	80,0	20,6
63	ALFA-015	HP	ON	60	2965	178	2787	94,0	25,1
64	ALFA-016	T	ON	50	213	211	2	1,0	22,8
65	ALFA-018	T	OFF	BH		0	0		24,8
66	ALFA-019	HP	ON	BH	518	114	404	78,0	24,8
67	ALFA-020	HP	ON	57	1228	147	1081	88,0	25,0
POTENCIAL - PAD ALFA E									
	Pozo	Zona	ESTADO	Hz	BFPD	BOPD	BWPD	Corte de agua %	API
68	ALFA-001	U	OFF	BH	0	0	0	100,0	
POTENCIAL - PAD ALFA F									
	Pozo	Zona	ESTADO	Hz	BFPD	BOPD	BWPD	Corte de agua %	API
69	ALFA-002	T	ON	BH	159	158	1	0,5	25,2
POTENCIAL - PAD ALFA G									
	Pozo	Zona	ESTADO	Hz	BFPD	BOPD	BWPD	Corte de agua %	API
70	ALFA-061	HP	ON	60	859	498	361	42	24
71	ALFA-063	HS	OFF	50	0	0	0	0	10
72	ALFA-065	HP	OFF	0	0	0	0	0	24,7
73	ALFA-067H	HP	ON	40	2690	538	2152	80,0	22,7
74	ALFA-069	HP	ON	42	1623	162	1461	90,0	22,8
75	ALFA-081	HP	ON	40	1304	130	1174	90	23,3
76	ALFA-082	HP	ON	55	1282	90	1192	93	22,7
77	ALFA-083	HP	ON	49	1765	124	1641	93	22,9
78	ALFA-084	HP	ON	55,5	2868	1893	975	34	23,3
79	ALFA-085	HP	ON	53	3052	1404	1648	54	23,2
80	ALFA-086	HP	ON	47,6	830	25	805	97	23,4
POTENCIAL - PAD ALFA H									

	Pozo	Zona	ESTADO	Hz	BFPD	BOPD	BWPD	Corte de agua %	API
81	ALFA-110	HP	ON	52	1167	700	467	40,0	23,2
82	ALFA-111	HP	ON	40	1620	1069	551	34,0	23,0

POZOS REINYECTORES DEL CAMPO ALFA						
	POZO	Psi Planta	Psi Inyección	Psi Casing	BIPD	ppm
83	ALFA-003	0			0	0
84	ALFA-005	0			0	0
85	ALFA-007					
86	ALFA-013	1611	1298		25040	35
87	ALFA-017	3230	3100	0	8158	55
88	ALFA-0011	2251	2150	2100	20106	27
89	ALFA-0021	2013	1900	0	44092	27
90	ALFA-0311					

TOTAL 97396

	BFPD	BOPD	BAPD	CORTE DE AGUA
TOTAL ALFA-A + B + G + H	140444	22827	117617	84
TOTAL ALFA C + D + E + F	10389	1902	8487	82
PROCESADO EN EPF (ALFA B)	100189	18514	81675	82
PROCESADO EN OPF (ALFA CPF)	41207	5046	36161	88
PROCESADO EN ALFA D	9437	1169	8268	88
TOTAL	150833	24729	126104	84

PRODUCCIÓN POR PADS	BFPD	BOPD	BAPD	CORTE DE AGUA
TOTAL ALFA-A	78173	10944	67229	86
TOTAL ALFA B	43211	5250	37961	88
TOTAL ALFA C	793	575	218	27
TOTAL ALFA D	9437	1169	8268	88
TOTAL ALFA E	0	0	0	0
TOTAL ALFA F	159	158	1	1
TOTAL ALFA G	16273	4864	11409	70
TOTAL ALFA H	2787	1769	1018	37
TOTAL	150833	24729	126104	84

Fuente: Realizada por Operadores de Producción ALFA-A. (Urresta, 2015)

Como podemos observar la diferencia entre el agua obtenida de la producción de los pozos es de 126 104 BWPD, mientras que la cantidad de agua que se reinyecta en los 4 pozos es de 97 396 BWPD, teniendo una diferencia de 28 708 BWPD que no se avanza a reinyectar por diversos factores, tales como:

- Falta de facilidades en el Sistema de Reinyección de agua. Las bombas que se disponen en el las Plantas de Proceso ya no avanzan a evacuar toda esa cantidad de agua. Por lo que se está empezando a repotenciar con nuevos y equipos de mayor capacidad
- No todos los pozos que se tienen para la reinyección de agua están disponibles, 4 de los 8 pozos apenas están habilitados, los otros 4 pozos no admiten el fluido y por lo tanto están esperando trabajos de estimulación.

Ante estos inconvenientes, es necesario apagar los pozos con mayor aporte de agua, pero eso significa pérdidas de producción de petróleo. En este punto nos damos cuenta de lo beneficioso que sería poder bajar ese alto corte de agua en superficie, aplicando la tecnología de la herramienta DOWS-ESP.

3.10 APLICACIÓN DE LOS CRITERIOS DE SELECCIÓN EN LOS POZOS DEL PAD ALFA-A

Los pozos de estos wellpads tienen una configuración muy similar entre ellos, entonces se aplicarán los criterios de selección a los pozos del Alfa-A.

3.10.1 PRIMER CRITERIO: CORTE DE AGUA SUPERIOR AL 80%

Se tomarán en cuenta todos los pozos del wellpad entre apagados y encendidos; debido a que la razón por la que están apagados es su alto corte de agua y están a la espera de Workover para realizarles trabajos de

control de agua. Y en caso particular el ALFA-051T que está ido a tierra y por tener una completación Dual también será descartado.

Con este primer criterio de selección (Tabla 25) ya podemos ir descartando 8 pozos de los 30 existentes hasta la fecha.

Tabla 25. Corte de Agua superior al 80%

	POZO	ZONA	ESTADO	CORTE DE AGUA%	CONDICIÓN
1	ALFA-021	HP	ON	98	Aplica
2	ALFA-024	HP	ON	93	Aplica
3	ALFA-025	HP	ON	94	Aplica
4	ALFA-026	HP	ON	98	Aplica
5	ALFA-027	HP	ON	90	Aplica
6	ALFA-028	HP	ON	90	Aplica
7	ALFA-029	HP	ON	87	Aplica
8	ALFA-030	HP	ON	19,0	No aplica
9	ALFA-033	HP	ON	83	Aplica
10	ALFA-035	HP	ON	95	Aplica
11	ALFA-023	HP	OFF	98	Aplica
12	ALFA-037	HP	ON	93	Aplica
13	ALFA-039	HP	ON	92	Aplica
14	ALFA-041	HP	ON	93	Aplica
15	ALFA-043	HP	ON	90	Aplica
16	ALFA-045	T	ON	3	No aplica
17	ALFA-047H	HP	ON	94	Aplica
18	ALFA-051HP	HP	ON	78	No aplica
19	ALFA-051T	T	OFF	0	No aplica
20	ALFA-053	HP	ON	90	Aplica
21	ALFA-049H	HP	ON	93	Aplica
22	ALFA-055	HP	ON	34,0	No aplica
23	ALFA-057	HP	ON	94,0	Aplica
24	ALFA-059H	HP	ON	91,0	Aplica
25	ALFA-071	HP	ON	83	Aplica
26	ALFA-073	HP	ON	25,0	No aplica
27	ALFA-075	HP	ON	85,0	Aplica
28	ALFA-077	HP	OFF	98,0	Aplica
29	ALFA-079	HP	ON	0,5	No aplica
30	ALFA-091	HP	OFF	0,0	No aplica

Fuente: Realizada por Operadores de Producción ALFA-A – (Urresta, 2015)

3.10.1.1 Tasa de Flujo entre 500 BFPD y 20 000 BFPD

En el segundo filtro, en donde los pozos con caudales por encima o por debajo del rango permitido por la herramienta quedan fuera del análisis, a continuación en la Tabla 26 se observa que en este wellpad todos los pozos cumplen la condición o están dentro del rango

Tabla 26. Tasa de Flujo entre 500 BFPD y 20 000 BFPD

	POZO	ZONA	ESTADO	BFPD	CONDICIÓN
1	ALFA-021	HP	ON	1504	Aplica
2	ALFA-024	HP	ON	1671	Aplica
3	ALFA-025	HP	ON	881	Aplica
4	ALFA-026	HP	ON	2308	Aplica
5	ALFA-027	HP	ON	3798	Aplica
6	ALFA-028	HP	ON	2256	Aplica
7	ALFA-029	HP	ON	3400	Aplica
8	ALFA-033	HP	ON	2770	Aplica
9	ALFA-035	HP	ON	1439	Aplica
10	ALFA-023	HP	OFF	2836	Aplica
11	ALFA-037	HP	ON	606	Aplica
12	ALFA-039	HP	ON	1894	Aplica
13	ALFA-041	HP	ON	3626	Aplica
14	ALFA-043	HP	ON	2448	Aplica
15	ALFA-047H	HP	ON	5179	Aplica
16	ALFA-053	HP	ON	1631	Aplica
17	ALFA-049H	HP	ON	9303	Aplica
18	ALFA-057	HP	ON	5988	Aplica
19	ALFA-059H	HP	ON	7559	Aplica
20	ALFA-071	HP	ON	4982	Aplica
21	ALFA-075	HP	ON	7717	Aplica
22	ALFA-077	HP	OFF	745	Aplica

Fuente: Realizada por Operadores de Producción ALFA-A – (Urresta, 2015)

Todos los pozos que pasaron del primero al segundo criterio, cumplen con la condición del ya que están dentro de rango de la tasa de Flujo que va entre 500 BFPD y 20 000 BFPD.

3.10.1.2 Producción de arena menor a 100 ppm

Todos los pozos que produzcan más de 100 ppm de arena o cerca este valor serán eliminados del proceso de elección, debido a que las herramientas de separación en fondo son bastante susceptibles a la producción de sólidos y en algunos casos taponamiento de la formación inyectora. Los pozos del Wellpad ALFA-A, no tienen problemas de arenamiento por lo tanto no puede causar daños a la herramienta DOWS, en caso de ser aplicada la tecnología.

Tabla 27. Producción de arena menor a 100 ppm

	POZO	ZONA	ESTADO	ARENA Ppm	CONDICIÓN
1	ALFA-021	HP	ON	0	Aplica
2	ALFA-024	HP	ON	44,0	Aplica
3	ALFA-025	HP	ON	44,0	Aplica
4	ALFA-026	HP	ON	28,0	Aplica
5	ALFA-027	HP	ON	40,0	Aplica
6	ALFA-028	HP	ON	68,0	Aplica
7	ALFA-029	HP	ON	24,0	Aplica
8	ALFA-033	HP	ON	40,0	Aplica
9	ALFA-035	HP	ON	48,0	Aplica
10	ALFA-023	HP	OFF	0	Aplica
11	ALFA-037	HP	ON	48,0	Aplica
12	ALFA-039	HP	ON	48,0	Aplica
13	ALFA-041	HP	ON	28,0	Aplica
14	ALFA-043	HP	ON	24,0	Aplica
15	ALFA-047H	HP	ON	48,0	Aplica
16	ALFA-053	HP	ON	40,0	Aplica
17	ALFA-049H	HP	ON	32,0	Aplica
18	ALFA-057	HP	ON	35,2	Aplica
19	ALFA-059H	HP	ON	48,0	Aplica
20	ALFA-071	HP	ON	0	Aplica
21	ALFA-075	HP	ON	0	Aplica
22	ALFA-077	HP	OFF	0	Aplica

Fuente: Realizada por Operadores de Producción ALFA-A – (Urresta, 2015)

3.10.2 SEGUNDO CRITERIO: PVT DE LOS FLUIDOS EN LOS POZOS

A continuación se analizarán los datos PVT de los fluidos en los pozos que hasta el momento van cumpliendo con los criterios de selección. Estos son °API (>20°), presión de Intake, presión de burbuja, porcentaje de gas a Intake (<2%), viscosidad de la mezcla (<10cp) y contenido de H2S (0).

En los pozos del wellpad ALFA-A, el °API es mayor a 20°API, se produce sobre la presión de burbuja, la cantidad de gas es despreciable, la viscosidad de los fluidos está en un promedio de 5.8 @ 6 cP, por lo cual ninguno de los pozos será eliminado por este criterio; tampoco se tiene presencia de H2S. De tal manera que todos los pozos cumplen con el criterio.

Tabla 28. Propiedades PVT de los fluidos en los pozos wellpad ALFA-A

	POZO	° API > 20°	PRESIÓN DE INTAKE > PB	PRESIÓN DE BURBUJA	PORCENTAJE % DE GAS A INTAKE	VISCOSIDAD DEL CRUDO < 10 CP	H2S < 2%	CONDICIÓN
1	ALFA-021	23,1	3015,0	94 @ 150	0,0	5,8	0,0	Aplica
2	ALFA-024	25,0	2802,0	94 @ 150	0,0	5,8	0,0	Aplica
3	ALFA-025	24,6	N/R	94 @ 150	0,0	5,8	0,0	Aplica
4	ALFA-026	25,3	3266,0	94 @ 150	0,0	5,8	0,0	Aplica
5	ALFA-027	25,4	2731,0	94 @ 150	0,0	5,8	0,0	Aplica
6	ALFA-028	24,8	2810,0	94 @ 150	0,0	5,8	0,0	Aplica
7	ALFA-029	26,4	1833,0	94 @ 150	0,0	5,8	0,0	Aplica
8	ALFA-033	24,7	1961,0	94 @ 150	0,0	5,8	0,0	Aplica
9	ALFA-035	24,4	1763,0	94 @ 150	0,0	5,8	0,0	Aplica
10	ALFA-023	23,2	2512,0	94 @ 150	0,0	5,8	0,0	Aplica
11	ALFA-037	24,0	2742,0	94 @ 150	0,0	5,8	0,0	Aplica
12	ALFA-039	25,0	1384,0	94 @ 150	0,0	5,8	0,0	Aplica
13	ALFA-041	24,0	2119,0	94 @ 150	0,0	5,8	0,0	Aplica
14	ALFA-043	24,7	2197,0	94 @ 150	0,0	5,8	0,0	Aplica
15	ALFA-047	25,3	547,0	94 @ 150	0,0	5,8	0,0	Aplica
16	ALFA-053	25,3	N/R	94 @ 150	0,0	5,8	0,0	Aplica
17	ALFA-049	25,0	1867,0	94 @ 150	0,0	5,8	0,0	Aplica
18	ALFA-057	24,4	323,0	94 @ 150	0,0	5,8	0,0	Aplica
19	ALFA-059	25,3	3111,0	94 @ 150	0,0	5,8	0,0	Aplica
20	ALFA-071	26,3	2210,0	94 @ 150	0,0	5,8	0,0	Aplica
21	ALFA-075	25,0	2409,0	94 @ 150	0,0	5,8	0,0	Aplica
22	ALFA-077	25,0	2047,0	94 @ 150	0,0	5,8	0,0	Aplica

Fuente: Realizada por Operadores de Producción ALFA-A – (Urresta, 2015)

3.10.3 TERCER CRITERIO: ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS

En la revisión de las completaciones de los pozos necesitaremos determinar algunos datos tales como:

3.10.3.1 Diámetro final de las completaciones

Como se ha mencionado el diámetro final que se considerará para la aplicación del sistema DOWS será el de 7”.

Tabla 29. Diámetro final en completaciones de pozos del wellpad ALFA-A

	POZO	Diámetro final del CSG	CONDICIÓN
1	ALFA-021	5,0	No aplica
2	ALFA-024	7,0	Aplica
3	ALFA-025	7,0	Aplica
4	ALFA-026	7,0	Aplica
5	ALFA-027	7,0	Aplica
6	ALFA-028	7,0	Aplica
7	ALFA-029	7,0	Aplica
8	ALFA-033	7,0	Aplica
9	ALFA-035	7,0	Aplica
10	ALFA-023	5,0	No aplica
11	ALFA-037	7,0	Aplica
12	ALFA-039	7,0	Aplica
13	ALFA-041	7,0	Aplica
14	ALFA-043	7,0	Aplica
15	ALFA-047H	4,5	No aplica
16	ALFA-053	7,0	Aplica
17	ALFA-049H	4,5	No Aplica
18	ALFA-057H	4,5	No Aplica
19	ALFA-059H	4,5	No Aplica
20	ALFA-071H	4,5	No Aplica
21	ALFA-075H	4,5	No Aplica
22	ALFA-077	7,0	Aplica

Fuente: Realizada por Operadores de Producción ALFA-A – (Urresta, 2015)

Con esto quedan descartados 8 pozos y pozos el ALFA-021 y ALFA-023 ya que el diámetro del liner de producción es de 5"; mientras que los otros 6 pozos son de tipo Horizontal y su diámetro del liner ranurado es de 4,5". Si bien es cierto se podría aplicar la tecnología para separar y reinyectar en una arena superior como es "T", pero por la complejidad en la completación de este tipo de pozos y por falta de información de petrofísica se los califica como No aplicable. De tal manera que solo nos quedarían 14 pozos, a los cuales si se puede aplicar la tecnología DOWS-ESP.

3.10.3.2 Profundidad total de los cañoneados o punzados

Tabla 30. Profundidad total de los cañoneados y profundidad total de los pozos del wellpad ALFA-A

	POZO	DIÁMETRO FINAL DEL CSG	FORMACIÓN	PROFUNDIDAD DE LOS PERFORADOS (pies)	ESPEJOR DE LA ARENA (pies)	PROFUNDIDAD TOTAL (pies)
1	ALFA-024	7	HP	9248 @ 9268 9273 @ 9282	20,0 9,0	9491
2	ALFA-025	7,0	HP	9209 @ 9224	15,0	9500,0
3	ALFA-026	7,0	HP	9277 @ 9317	40,0	9500,0
4	ALFA-027	7,0	HP	9206 @ 9250	44,0	9440,0
5	ALFA-028	7	HP	9312 @ 9318 9330 @ 9364	6,0 34,0	9660
6	ALFA-029	7,0	HP	9476 @ 9520	44,0	9750,0
7	ALFA-033	7,0	HP	9462 @ 9488	26,0	9670,0
8	ALFA-035R	7,0	HP	9566 @ 9580 9594 @ 9640	14,0 46,0	9915
9	ALFA-037R	7,0	HP	9504 @ 9524	20,0	9820,0
10	ALFA-039	7,0	HP	9538 @ 9568	30,0	9934,0
11	ALFA-041	7	HP	9753 @ 9773 9773 @ 9813	20,0 40,0	10030
12	ALFA-043	7	HP	9843 @ 9868 9874 @ 9890	15,0 16,0	10200
13	ALFA-053	7,0	HP	8990 @ 9038	48,0	9180,0
14	ALFA-077	7	HP	10018 @ 10042 10072 @ 10077	24,0 5,0	10375

Fuente: Realizada por Operadores de Producción ALFA-A – (Urresta, 2015)

Una vez revisadas las completaciones o diagramas mecánicos de los 14 pozos que hasta el momento tenemos como candidatos a aplicar la tecnología DOWS, podemos observar que todos están produciendo de la eran Hollín, la misma que tiene un espesor aproximado de +/- 300 pies, entonces en esta misma arena se podrá determinar la altura más idónea para cañonear y hacerlo el punto de inyección de agua separada con los hidrociclones.

3.10.3.3 Posibles pescados u obstrucciones dentro del pozo y accesibilidad a la zona de inyección

De estos 14 pozos ninguno tiene problemas de obstrucciones por problemas de un pescado en su interior, ese registro se lo lleva a detalle por parte del departamento de Ingeniería de Operaciones. La única acotación que se debe tomar en cuenta y no por eso dejan de ser candidatos, es la de los dos pozos que se les hizo trabajos de RE-ENTRY (ALFA-035R Y ALFA-037R), porque ya estaban teniendo problemas de alto corte de agua y fue un proyecto para optimizar la producción; de tal manera que todos tienen accesibilidad para poder aplicar a la tecnología DOWS-ESP.

3.10.4 CUARTO CRITERIO: REGISTROS DE LOS POZOS

Por desactualización de la información, no se ha podido conseguir toda la data e información de los 14 pozos concerniente a registros e interpretaciones petrofísicas (Open-Hole), faltaron de 3 pozos, por esta razón serán catalogados como no candidatos; mientras que de los otros 11 pozos restantes si se tiene la información, la misma que será analizada a continuación para determinar su idoneidad para poder aplicar la tecnología DOWS-ESP.

3.10.4.1 Registros Open-Hole

Los registros eléctricos generalmente nos ayudan a conocer las características de las formaciones atravesadas por los pozos, es decir, nos revelan su naturaleza litológica a su vez nos indican el contenido de fluido el cual puede ser agua o hidrocarburo.

Una vez obtenidos los registros open-hole o registros de agujero abierto de cada uno de los pozos, se procederá a realizar un análisis para determinar los posibles puntos o zonas de inyección y su respectiva profundidad la metodología será la de ir comparando la posible zona o punto de inyección y la profundidad total que del pozo en el estado mecánico y en caso de no ser técnicamente aplicable serán descartados del proceso de selección como pozos candidatos.

Para determinar la posible zona de inyección o zona disponible para enviar el agua del petróleo separada con la tecnología DOWS, se han establecido varios criterios en los cuales se considera lo siguiente:

- Que esté por encima o por debajo de la zona productora (preferiblemente menos de 1000 pies y como mínimo 80 pies de diferencia entre las dos zonas).
- Disponible, viable y probada.
- Competente (bajo riesgo de arenamiento).
- Contenido mínimo de arcillas hinchables y /o móviles.
- Requerimientos de inyectividad dependen de varios factores.
- Geológicamente aislada de las zonas productoras para evitar comunicación directa.

A continuación se analizarán los registros de cada pozo y se determinará si su idoneidad para aplicar la tecnología DOWS-ESP.

ALFA-024

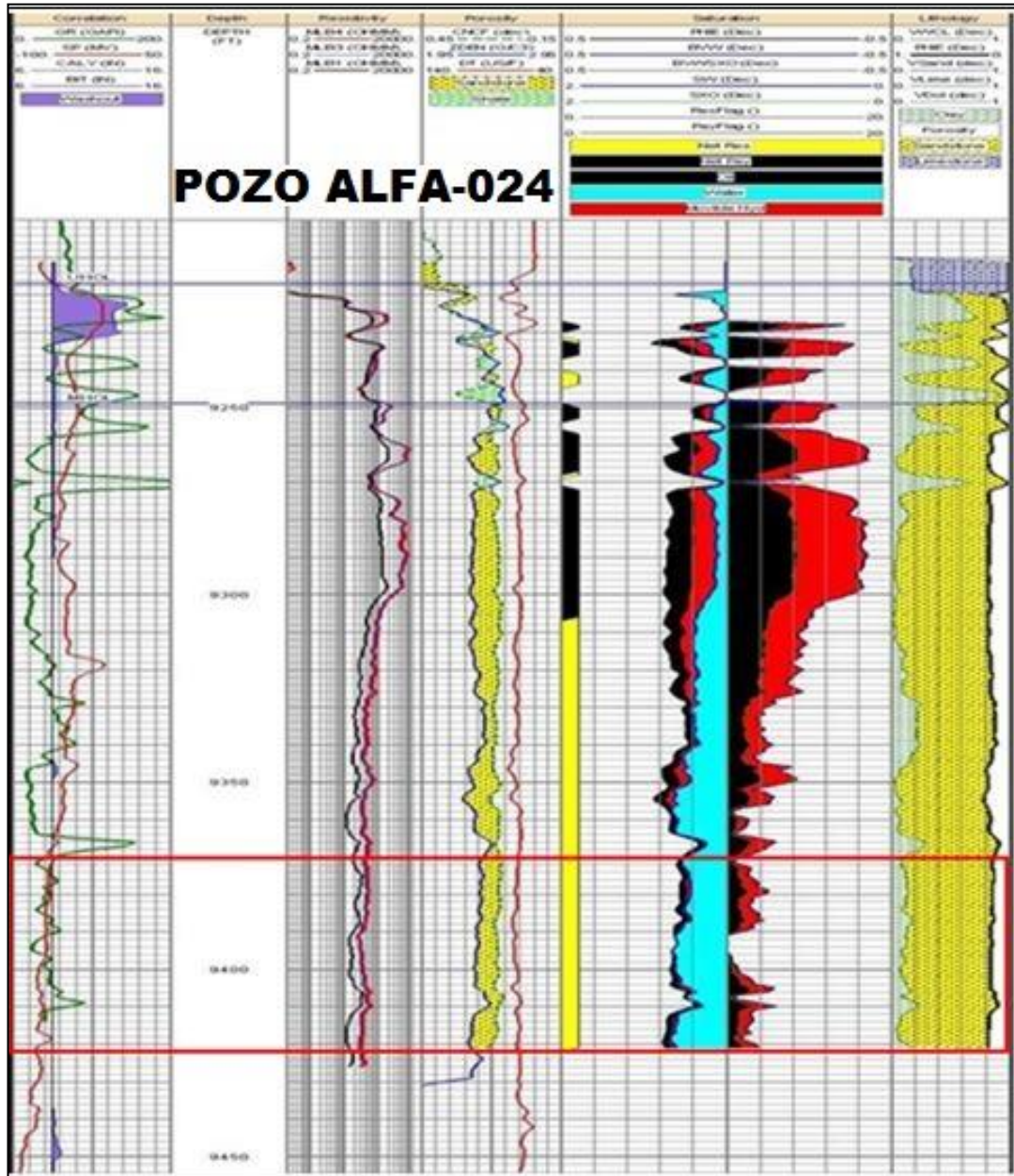


Figura 42. Interpretación petrofísica del pozo ALFA-024. (URRESTA, 2012)

Diferencia entre la zona productora e inyectora: 88pies por debajo de la zona productora cañoneada. Disponible, viable y probada: Si (52pies). Es Competente bajo arenamiento: Si. Contenido mínimo de arcillas: Si. Admisión de inyección: Arena Hollín buena admisión. Asilamiento entre la zona productora e inyectora: pequeños intervalos de arcillas, pero no constituye un sello geológico. Tecnología DOWS aplicable o no aplicable: Si es aplicable.

ALFA-025

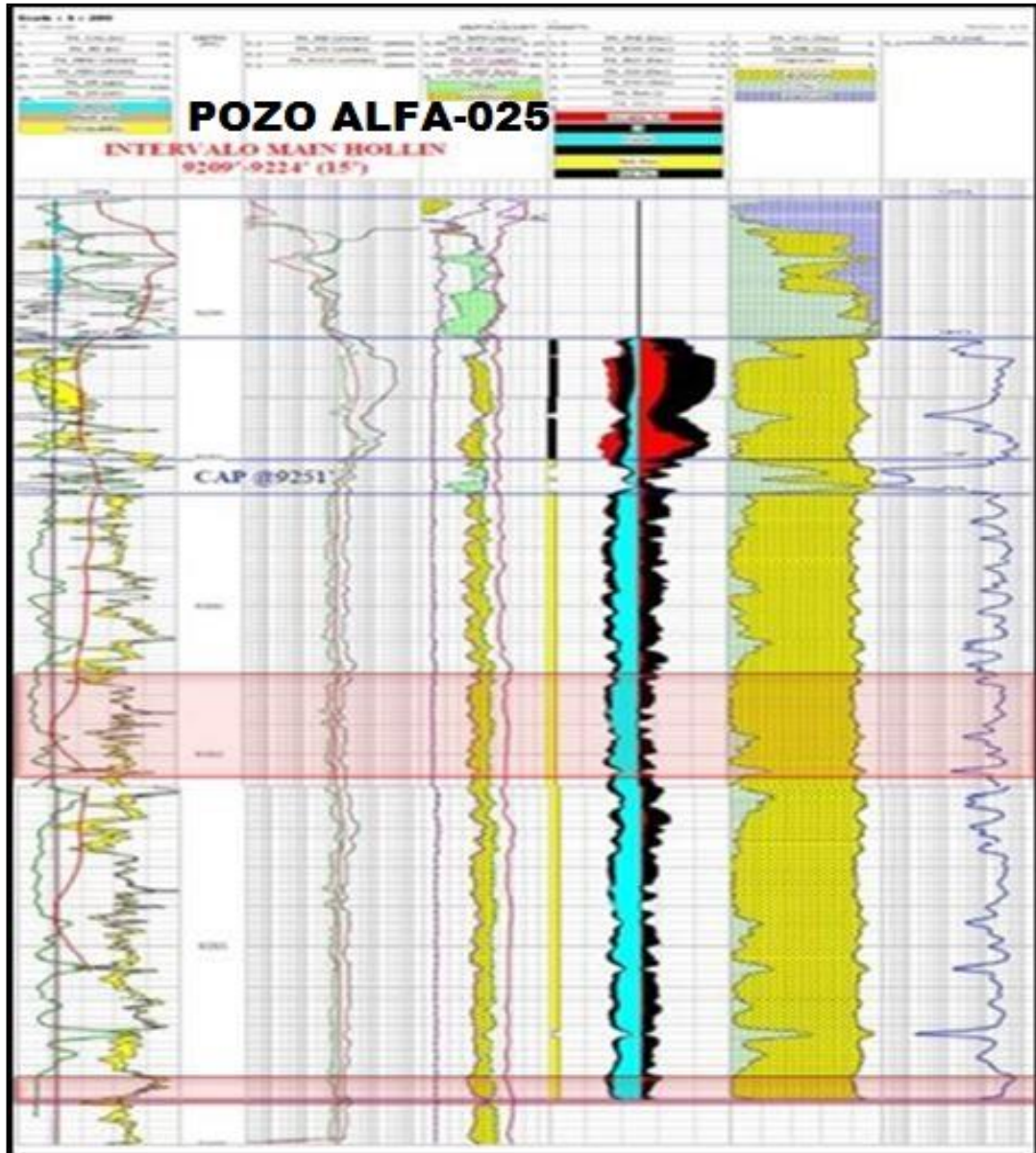


Figura 43. Interpretación petrofísica del pozo ALFA-025. (URRESTA, 2012)

Diferencia entre la zona productora e inyectora: 96pies por debajo de la zona productora cañoneada. Disponible, viable y probada: Si (29pies). Competente bajo arenamiento: Si. Contenido mínimo de arcillas: Si. Admisión de inyección: Arena Hollín buena admisión. Asilamiento entre la zona productora e inyectora: un buen intervalo de arcillas casi a la altura del CAP, si constituye un sello geológico. Tecnología DOWS aplicable o no aplicable: Si es aplicable.

ALFA-026

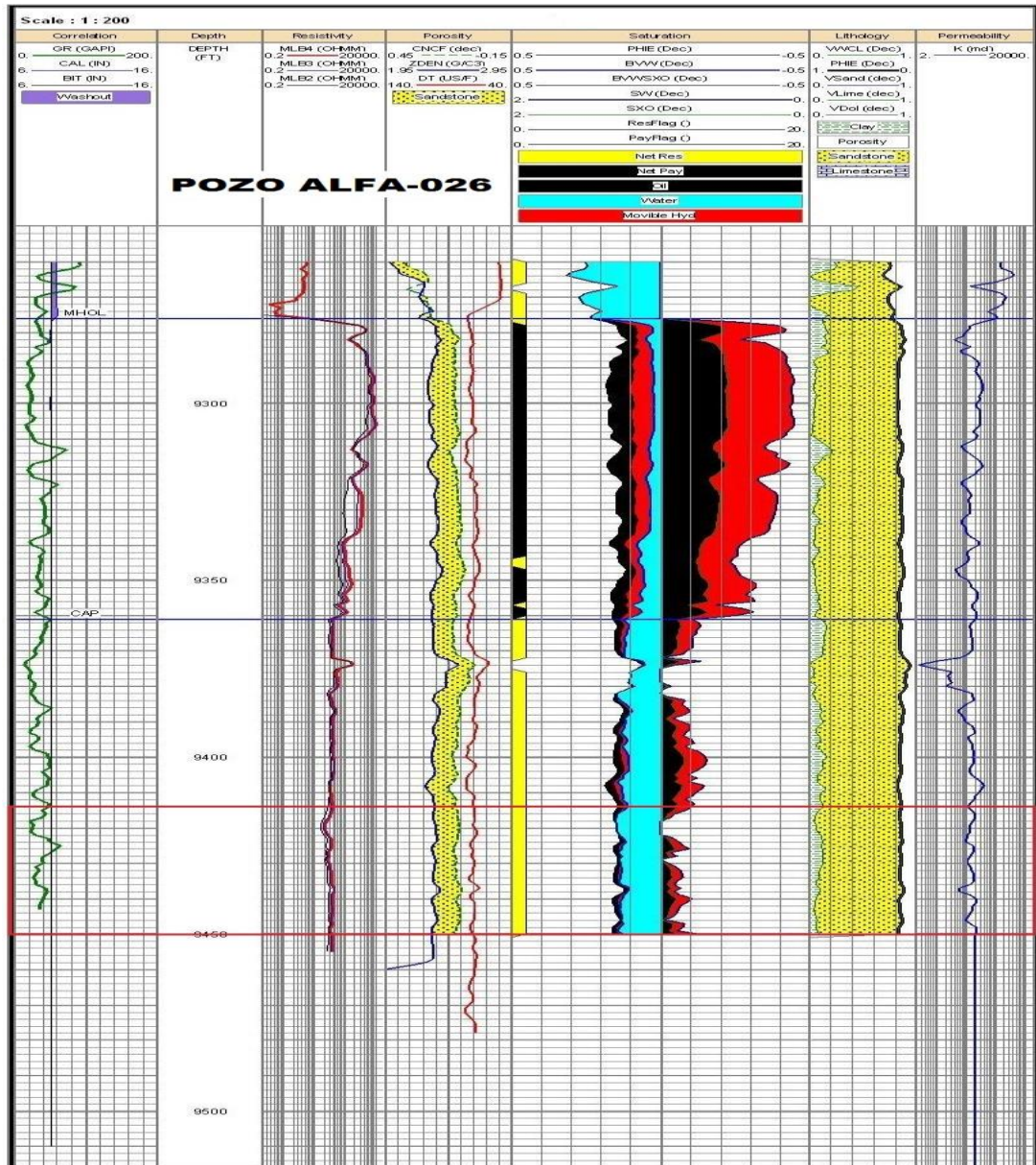


Figura 44. Interpretación petrofísica del pozo ALFA-026. (URRESTA, 2012)

Diferencia entre la zona productora e inyectora: 97pies por debajo de la zona productora cañoneada. Disponible, viable y probada: Si (36pies). Competente bajo arenamiento: Si. Contenido mínimo de arcillas: Si. Admisión de inyección: Arena Hollín buena admisión. Asilamiento entre la zona productora e inyectora: pequeños intervalos de arcillas, pero no constituye un sello geológico. Tecnología DOWS aplicable o no aplicable: Si es aplicable.

ALFA-027

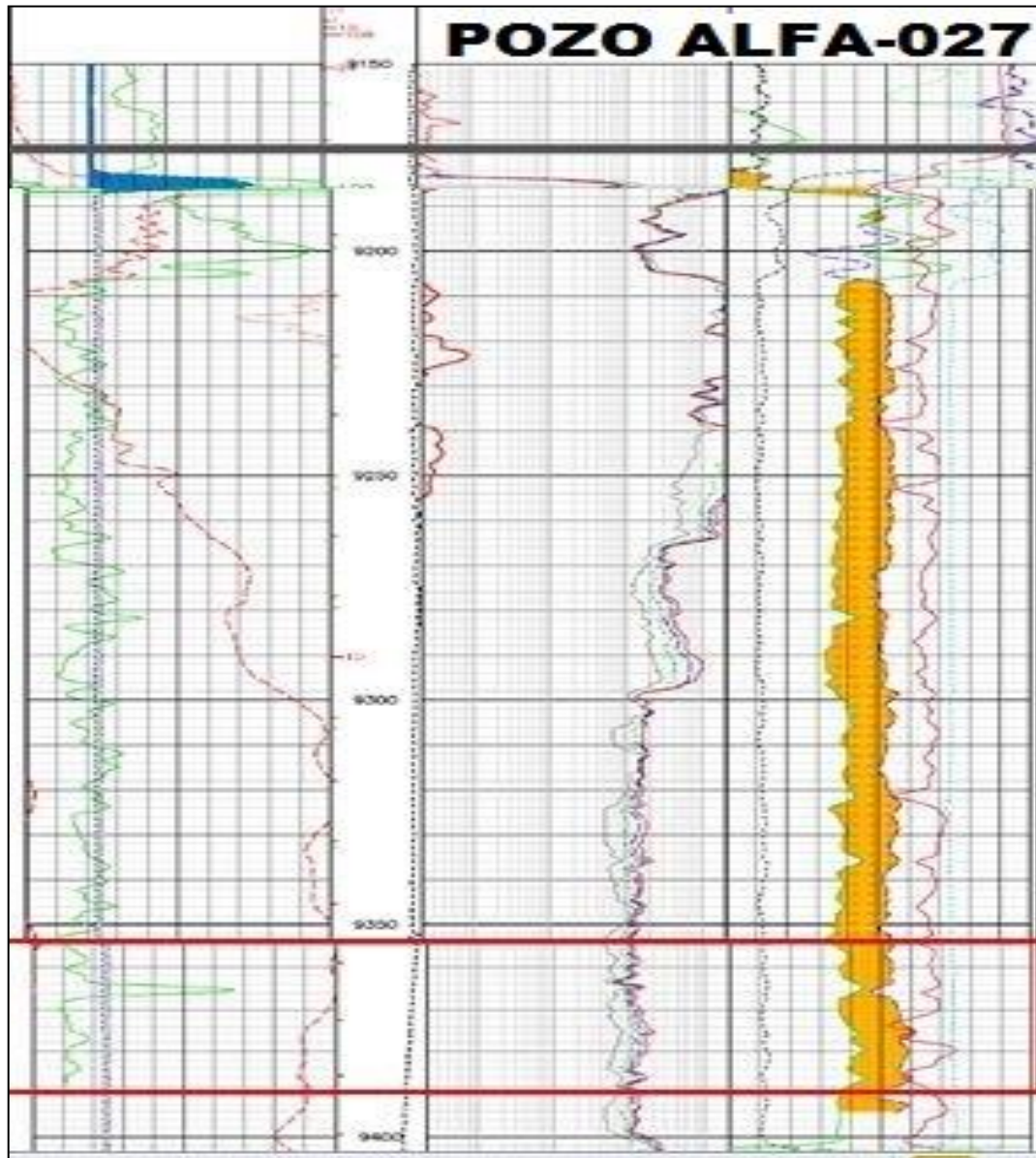


Figura 45. Interpretación petrofísica del pozo ALFA-027. (URRESTA, 2012)

Diferencia entre la zona productora e inyectora: 105pies por debajo de la zona productora cañoneada. Disponible, viable y probada: Si (35pies). Competente bajo arenamiento: Si. Contenido mínimo de arcillas: Si. Admisión de inyección: Arena Hollín buena admisión. Asilamiento entre la zona productora e inyectora: pequeños intervalos de arcillas, pero no constituye un sello geológico. Tecnología DOWS aplicable o no aplicable: Si es aplicable.

ALFA-028

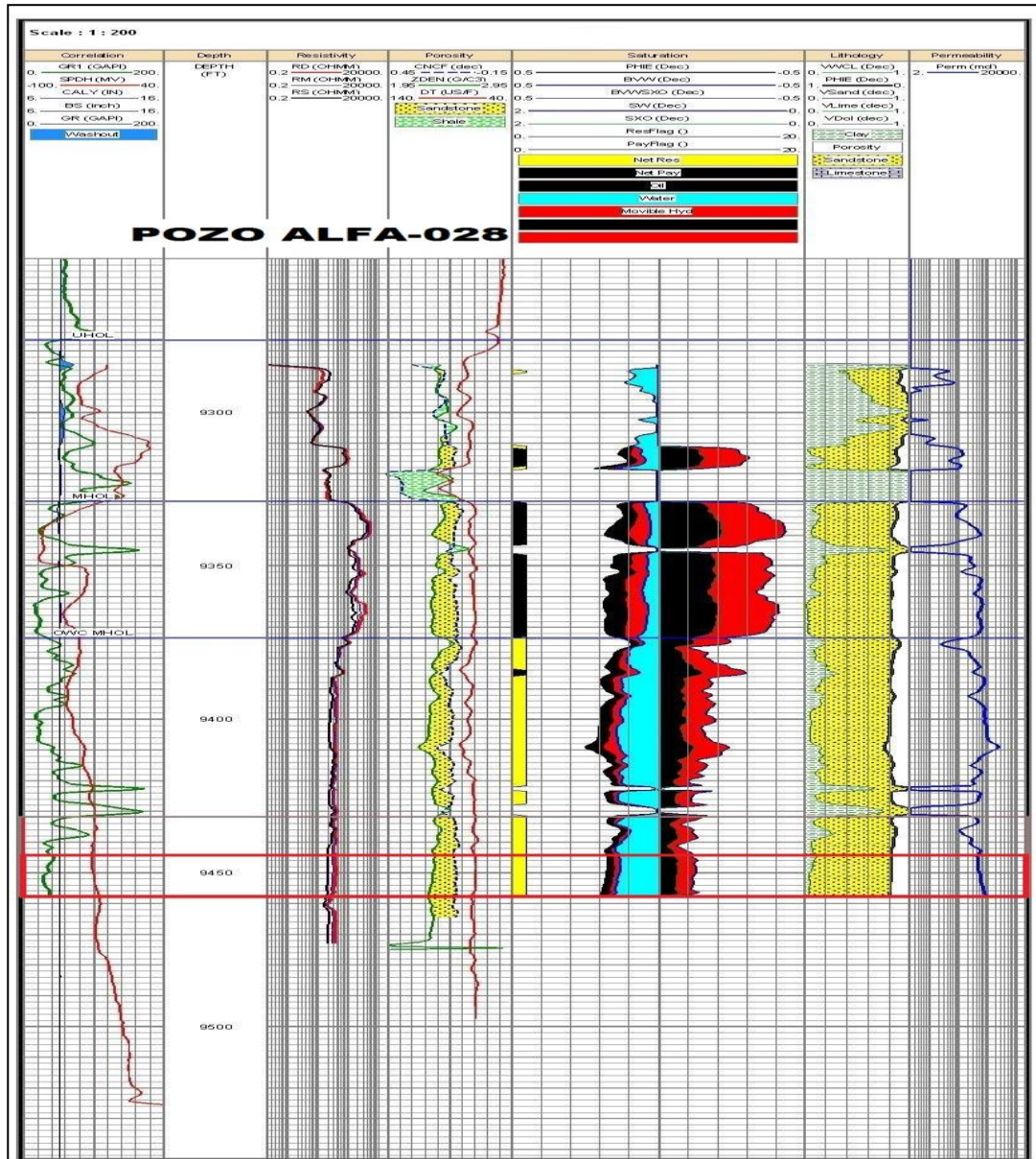


Figura 46. Interpretación petrofísica del pozo ALFA-028. (URRESTA, 2012)

Diferencia entre la zona productora e inyectora: 80pies por debajo de la zona productora cañoneada. Disponible, viable y probada: Si (14pies). Competente bajo arenamiento: Si. Contenido mínimo de arcillas: Si. Admisión de inyección: Arena Hollín buena admisión. Asilamiento entre la zona productora e inyectora: intervalo considerable de arcillas, si constituye un sello geológico. Tecnología DOWS aplicable o no aplicable: Si es aplicable.

ALFA-029

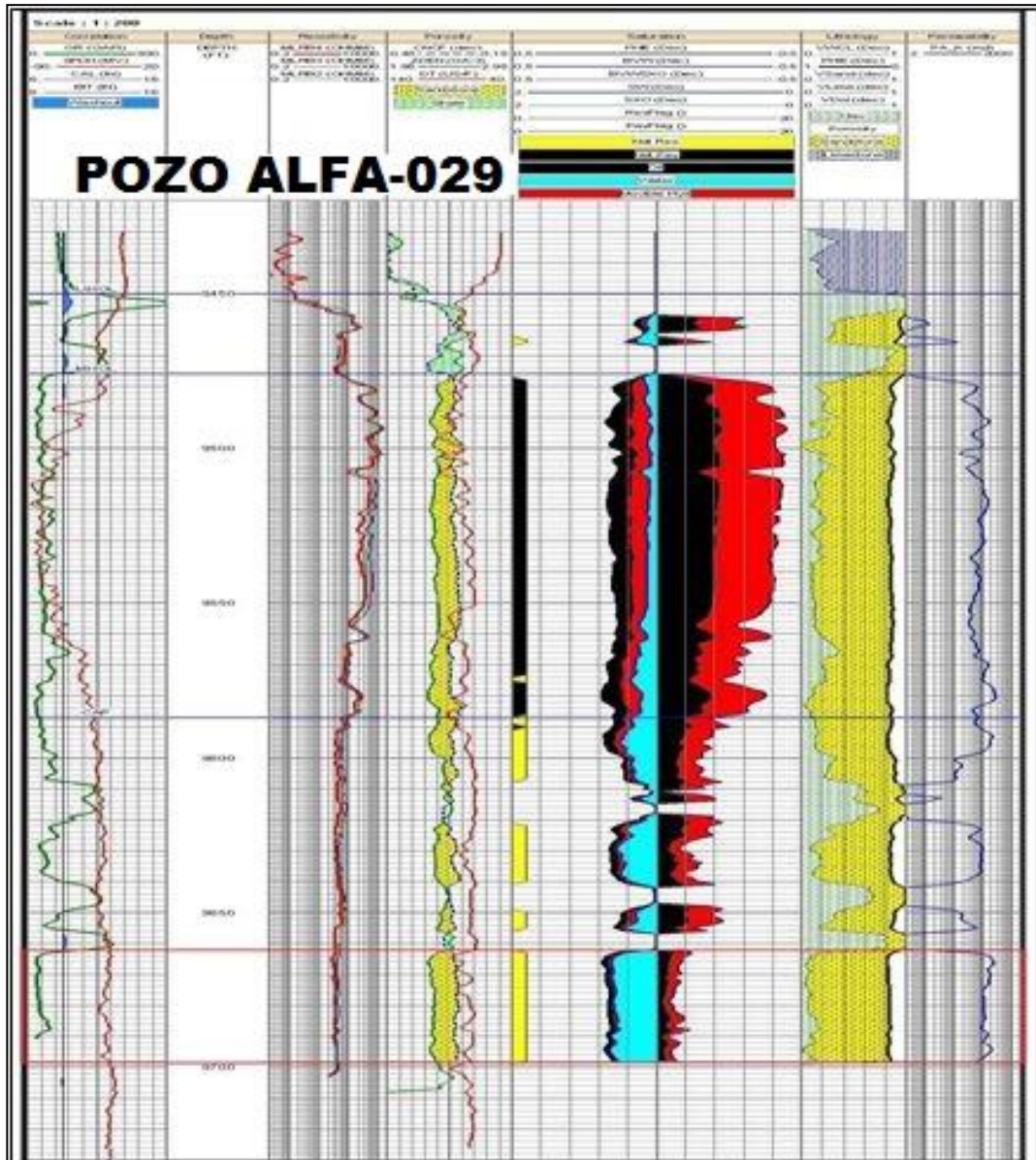


Figura 47. Interpretación petrofísica del pozo ALFA-029. (URRESTA, 2012)

Diferencia entre la zona productora e inyectora: 142pies por debajo de la zona productora cañoneada. Disponible, viable y probada: Si (36pies). Competente bajo arenamiento: Si. Contenido mínimo de arcillas: Si. Admisión de inyección: Arena Hollín buena admisión. Asilamiento entre la zona productora e inyectora: un gran intervalo de arcillas, que si constituye un sello geológico. Tecnología DOWS aplicable o no aplicable: Si es aplicable.

ALFA-035R

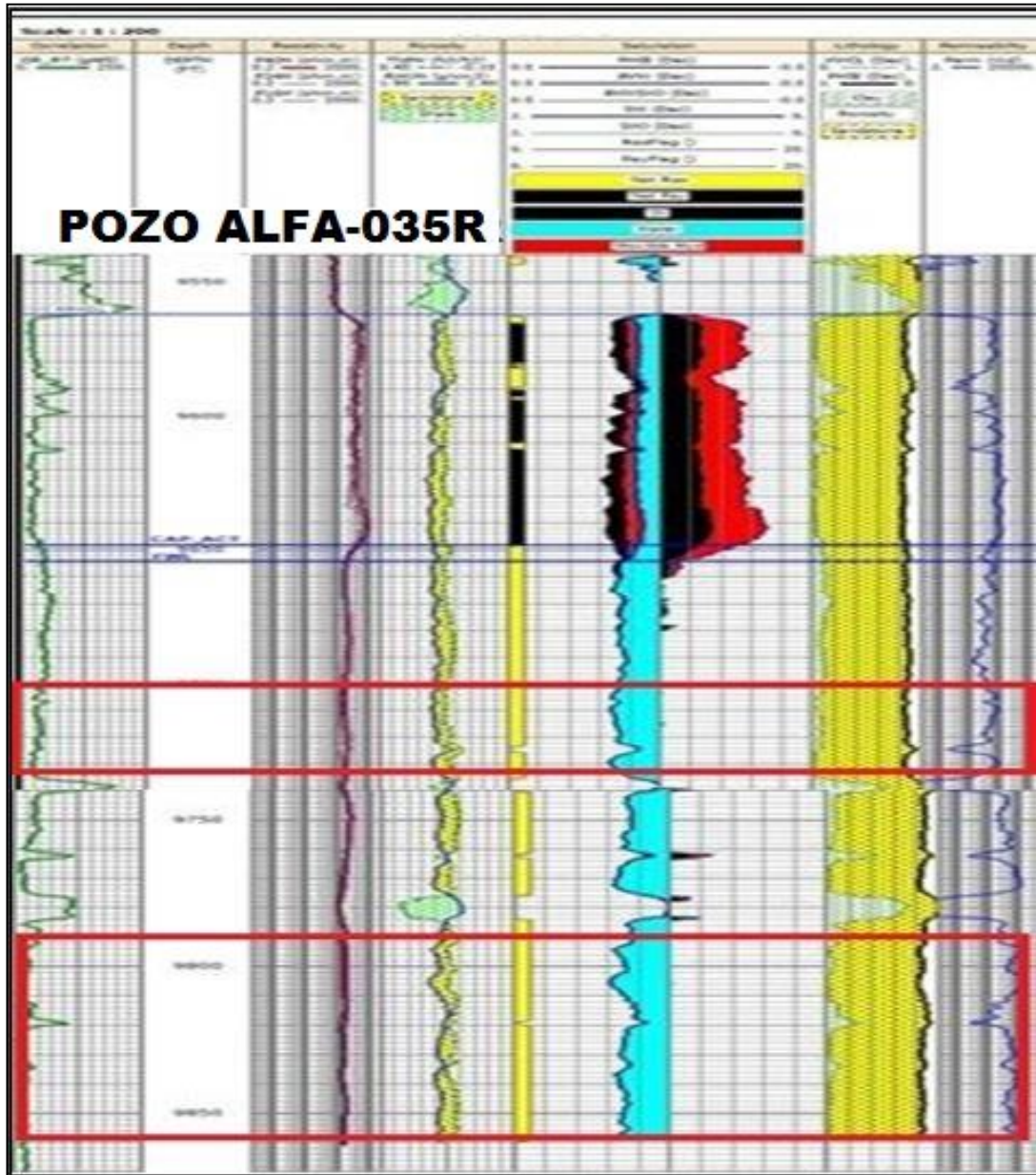


Figura 48. Interpretación petrofísica del pozo ALFA-035R.(URRESTA, 2012)

Diferencia entre la zona productora e inyectora: 102pies por debajo de la zona productora cañoneada. Disponible, viable y probada: Si (78pies). Competente bajo arenamiento: Si. Contenido mínimo de arcillas: Si. Admisión de inyección: Arena Hollín buena admisión. Asilamiento entre la zona productora e inyectora: un gran intervalo de arcillas, que si constituye un sello geológico. Tecnología DOWS aplicable o no aplicable: Si es aplicable.

ALFA-037R

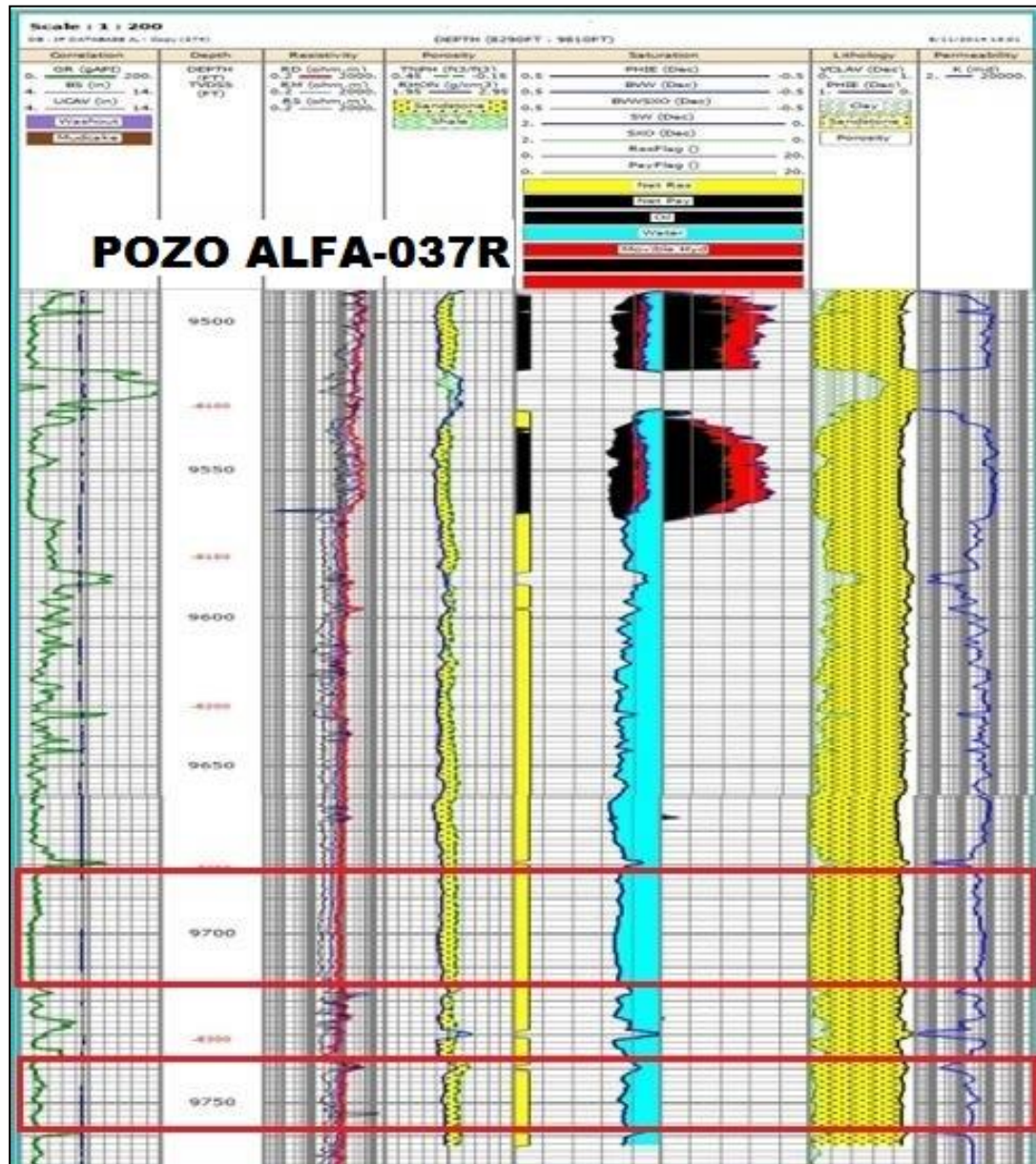


Figura 49. Interpretación petrofísica del pozo ALFA-037R.(URRESTA, 2012)

Diferencia entre la zona productora e inyectora: 158pies por debajo de la zona productora cañoneada. Disponible, viable y probada: Si (54pies). Competente bajo arenamiento: Si. Contenido mínimo de arcillas: Si. Admisión de inyección: Arena Hollín buena admisión. Asilamiento entre la zona productora e inyectora: presencia no considerable de arcillas que no constituye un sello geológico. Tecnología DOWS aplicable o no aplicable: Si es aplicable.

ALFA-041

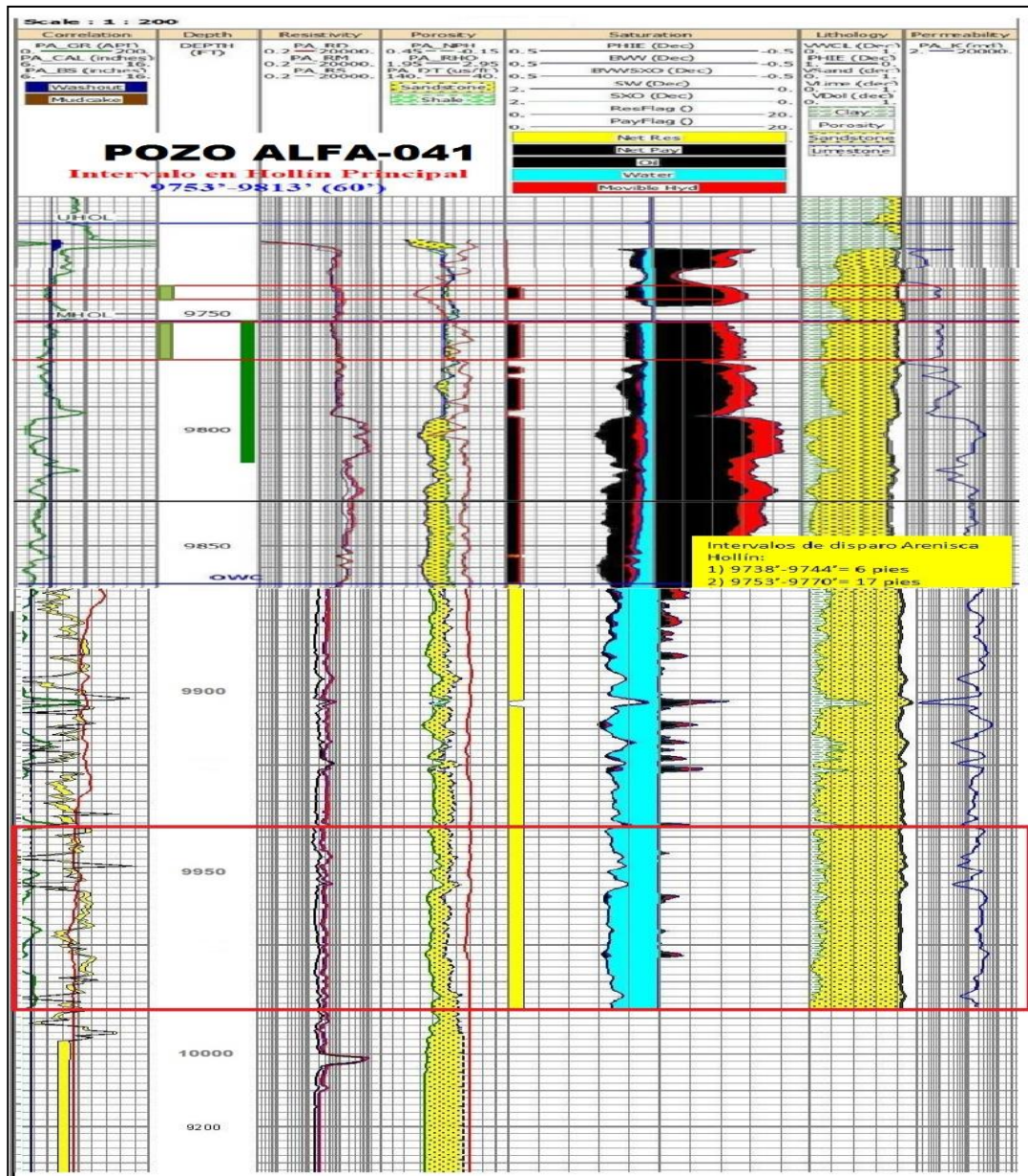


Figura 50. Interpretación petrofísica del pozo ALFA-041. (URRESTA, 2012)

Diferencia entre la zona productora e inyectora: 124pies por debajo de la zona productora cañoneada. Disponible, viable y probada: Si (51pies). Competente bajo arenamiento: Si. Contenido mínimo de arcillas: Si. Admisión de inyección: Arena Hollín buena admisión. Asilamiento entre las zona productora e inyectora: pequeños intervalos de arcillas, pero no constituye un sello geológico. Tecnología DOWS aplicable o no aplicable: Si es aplicable.

ALFA-043

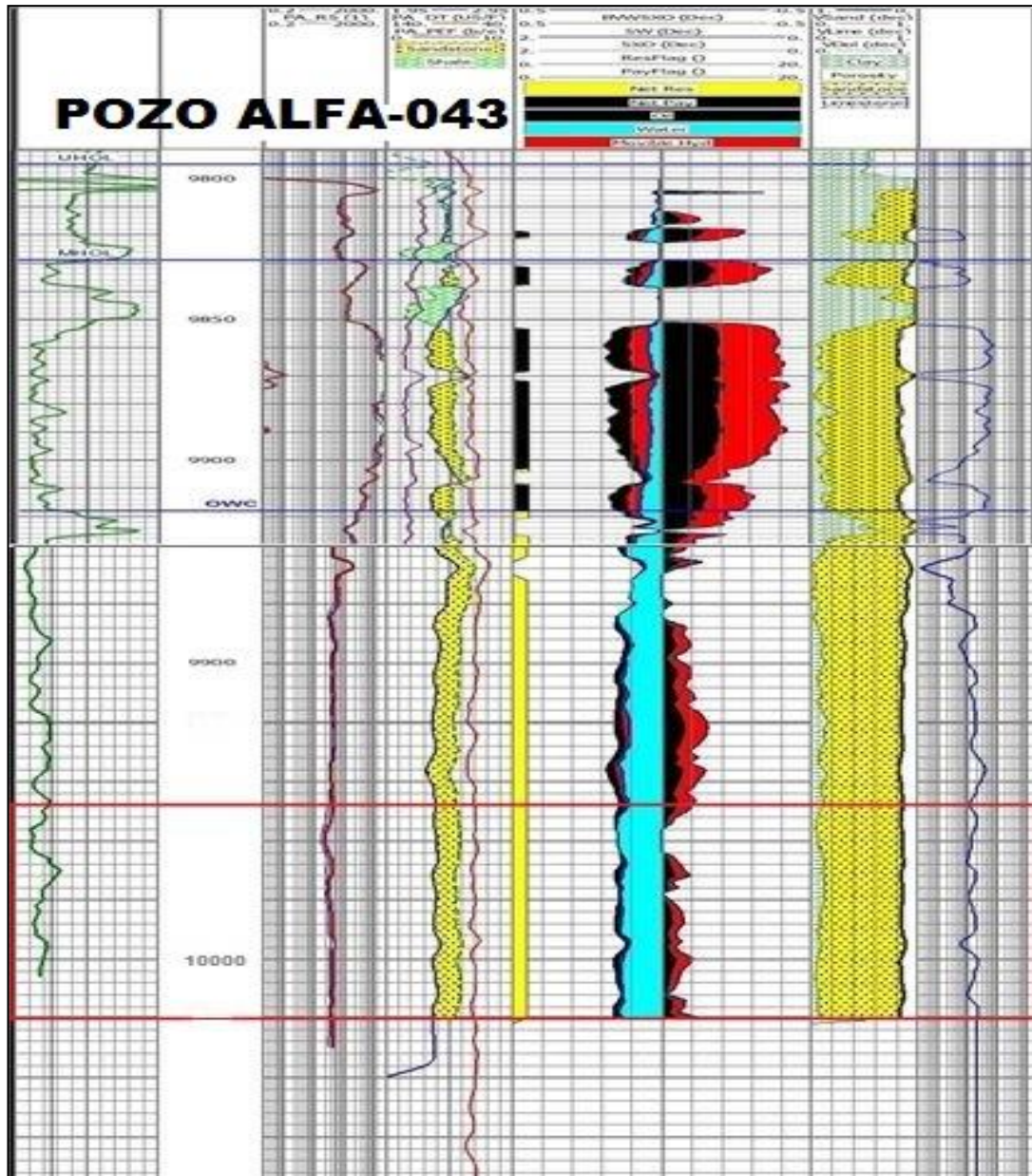


Figura 51. Interpretación petrofísica del pozo ALFA-043. (URRESTA, 2012)

Diferencia entre la zona productora e inyectora: 84pies por debajo de la zona productora cañoneada. Disponible, viable y probada: Si (136 pies). Competente bajo arenamiento: Si. Contenido mínimo de arcillas: Si. Admisión de inyección: Arena Hollín buena admisión. Asilamiento entre la zona productora e inyectora: tiene un intervalo de arcillas, que si constituye un sello geológico. Tecnología DOWS aplicable o no aplicable: Si es aplicable.

ALFA-053

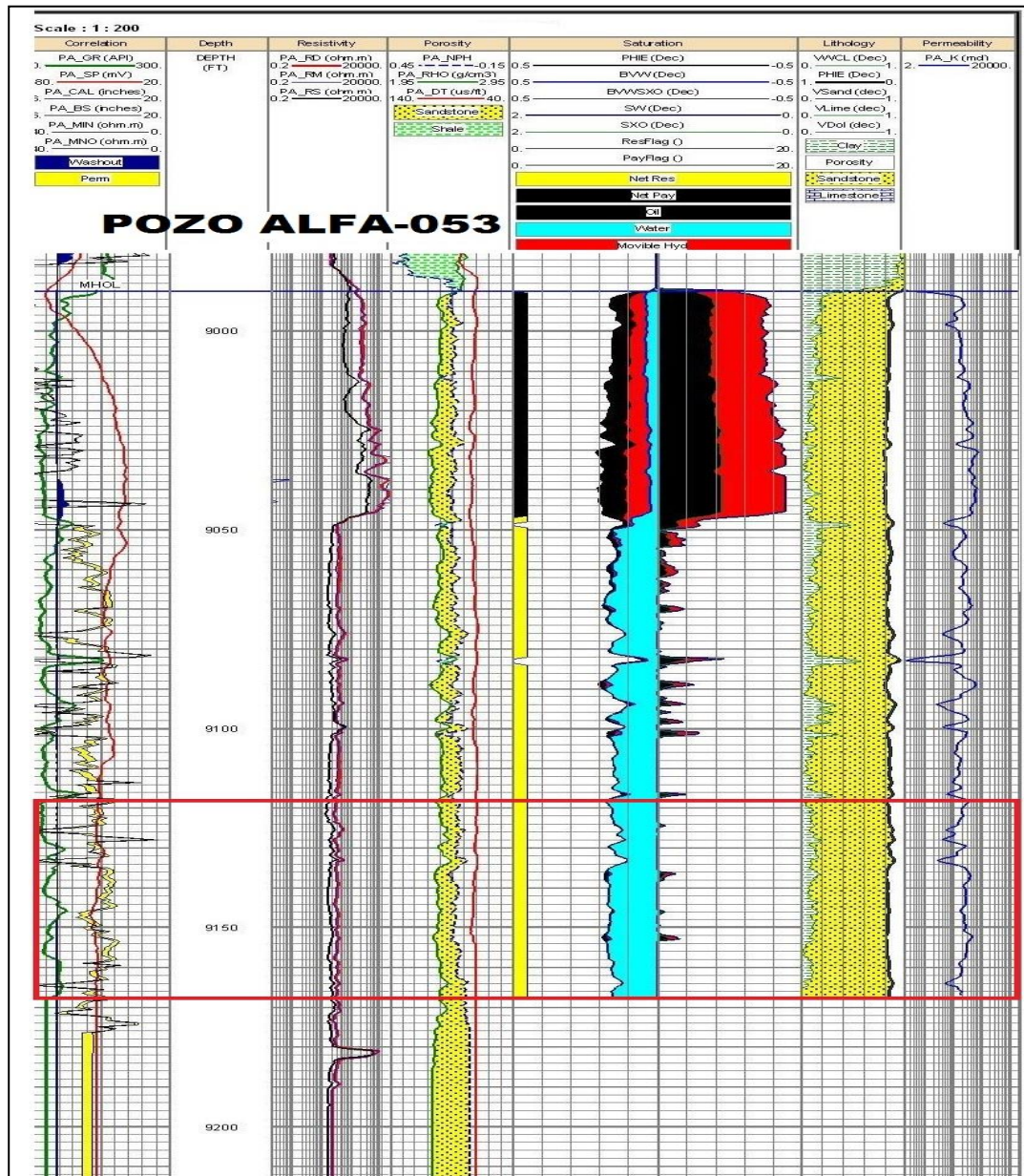


Figura 52. Interpretación petrofísica del pozo ALFA-053. (URRESTA, 2012)

Diferencia entre la zona productora e inyectora: 80pies por debajo de la zona productora cañoneada. Disponible, viable y probada: Si (50pies). Competente bajo arenamiento: Si. Contenido mínimo de arcillas: Si. Admisión de inyección: Arena Hollín buena admisión. Asilamiento entre las zona productora e inyectora: pequeños intervalos de arcillas, pero no constituye un sello geológico. Tecnología DOWS aplicable o no aplicable: Si es aplicable.

Tabla 31. Intervalos considerados para cañonear después de revisar los Open Hole para las posibles zonas de inyección en los pozos del wellpad

Campo ALFA

	POZO	PROFUNDIDAD DE LOS PERFORADOS (PIES)	ESPESOR DE LA ARENA PRODUCTORA (PIES)	PROFUNDIDAD DE LA ZONA DE INYECCIÓN (PIES)	ESPESOR DE LA ARENA DE INYECCIÓN (PIES)	DISTANCIA ENTRE LA ARENA DE PRODUCCIÓN Y LA DE INYECCIÓN (PIES)	PROFUNDIDAD TOTAL (PIES)	TECNOLOGÍA DOWS
1	ALFA-024	9248 @ 9268	20	9370 @ 9422	52	88	9491	APLICA
		9273 @ 9282	9					
2	ALFA-025	9209 @ 9224	15	9320 @ 9343	23	96	9500	APLICA
3				9382 @ 9388	6			
	ALFA-026	9277 @ 9317	40	9414 @ 9450	36	97	9500	APLICA
4	ALFA-027	9206 @ 9250	44	9355 @ 9390	35	105	9440	APLICA
5	ALFA-028	9312 @ 9318	6	9444 @ 9458	14	80	9660	APLICA
		9330 @ 9364	34					
6	ALFA-029	9476 @ 9520	44	9662 @ 9698	36	142	9750,0	APLICA
7	ALFA-033	9462 @ 9488	26	SIN DATOS DE PETROFÍSICA			9670,0	NO APLICA
8	ALFA-035R	9566 @ 9580	14	9742 @ 9760	18	102	9915	APLICA
		9594 @ 9640	46	9790 @ 9850	60			
9	ALFA-037R	9504 @ 9524	20	9682 @ 9716	34	158	9820	APLICA
				9738 @ 9758	20			
10	ALFA-039	9538 @ 9568	30	SIN DATOS DE PETROFÍSICA			9934,0	NO APLICA
11	ALFA-041	9753 @ 9773	20	9937 @ 9988	51	124	10030	APLICA
		9773 @ 9813	40					
12	ALFA-043	9843 @ 9868	15	9974 @ 10110	136	84	10200	APLICA
		9874 @ 9890	16					
13	ALFA-053	8990 @ 9038	48	9118 @ 9168	50	80	9180,0	APLICA
14	ALFA-077	10018 @ 10042	24	SIN DATOS DE PETROFÍSICA			10375	NO APLICA
		10072 @ 10077	5					

Fuente: Realizada por Operadores de Producción ALFA-A – (Urresta, 2015)

3.10.4.2 Registros de integridad de cemento

El departamento de Ingeniería de Operaciones, no proporcionó la información digital de los registros de cemento de los pozos candidatos, pero se revisó en el sitio y todos los registros de integridad de cemento están en buen estado con la completación y tienen buena adherencia del cemento entre el casing y el hueco, por lo tanto los 11 pozos tienen la condición de aptos para aplicar la tecnología DOWS-ESP, siendo el proyecto viable en este wellpad.

3.10.5 QUINTO CRITERIO: COMPATIBILIDAD DE LAS AGUAS

El agua de formación que se obtiene junto a la producción de petróleo no es altamente corrosiva, razón por la cual se reinyecta a la formación Hollín y en estos pozos la inyección del químico antiescala es mínima, a contados pozos se lo hace. Pero de los que han quedado como candidatos a ninguno se inyecta más a demulsificante. En la tabla 32, se observa la dosificación de químico en los mismos.

Tabla 32. Dosificación de químicos en los pozos del wellpad ALFA-A

POZO	MODO	FACTOR	DMO GLN/DIA	A.ESC GLN/DIA
ALFA-024	FR SET	0,96		
ALFA-025	FR SET	0,92	0,5	
ALFA-026	FR SET	0,94		
ALFA-027	FR SET	0,94	2	
ALFA-028	FR SET	0,96	2	
ALFA-029	FR SET	0,94	3	
ALFA-035	FR SET	0,95		
ALFA-037	FR SET	0,96	1	
ALFA-041	FR SET	0,96		
ALFA-043	FR SET	0,92		
ALFA-053	FR SET	0,94	1,0	

Fuente: Realizada por Operadores de Producción ALFA-A – (Urresta, 2015)

3.10.6 SEXTO CRITERIO: REVISAR LAS RESERVAS REMANENTES

Ya se había mencionado el tema referente a las reservas remanentes, las mismas que son los volúmenes de petróleo recuperables cuantificados en cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial que todavía permanecen en el yacimiento. A continuación se expone el último dato de las reservas remanentes en el campo de estudio.

Tabla 33. Reservas Remanentes de arenas productoras del CAMPO ALFA

ARENAS PRODUCTORAS	RESERVAS REMANENTES (BLS)	PRODUCCIÓN ACUMULADA(Np) (BLS)
U Principal	773.411	2.828.238
T Principal	2.415.471	3.729.667
Hollín Principal	28.802.896	18.320.533

Fuente: Estimados de reservas de petróleo por Campo y Yacimiento de Empresas Publicas. (Base de datos del departamento de Yacimientos (ARCH), 2012)

Aun se tienen reservas remantes, razón por la cual se continuará con los proyectos de perforación para el desarrollo del campo y si a esto le sumamos los programas de perforaciones RE-ENTRY que se piensa hacer en el futuro aprovechando el hoyo ya hecho, el uso de la tecnología DOWS sería ideal para solventar los problemas de agua en el campo y a la vez se podrá ir mejorando el factor de recobro de estas reservas.

3.10.7 SÉPTIMO CRITERIO: REVISAR LAS PROPIEDADES DE LAS ZONAS DE PRODUCCIÓN REMANENTES

En este punto en el cual han quedado seleccionados 11 pozos de los 30 existentes en el wellpad ALFA-A como candidatos para la aplicación de la tecnología DOWS-ESP, solo debemos dejar indicando el dato de presión y temperatura de fondo promedio que manejamos en el campo Alfa.

Tabla 34. Parámetros promedio de P y T de los pozos candidatos

PROPIEDADES DE LA ZONA DE PRODUCCIÓN	
Temperatura F°	275 °F
Presión estática F°	4000 Psi

Fuente: Departamento de Operaciones. (Urresta, 2015)

3.11 ANÁLISIS TÉCNICO DE LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DOWS EN EL CAMPO ALFA

Se va a realizar un análisis técnico y por ende el económico, considerando la reducción de agua en los pozos seleccionados (celdas de color azul), proyectando tres escenarios; tales como el pesimista, optimista y neutral.

El escenario Pesimista, considerará una reducción en la producción de agua del 14%. El escenario Optimista, considerará una reducción del 97%. El escenario Neutral, considerará una reducción del 55.5%. Se considerará la producción del resto de pozos que no han sido seleccionados con el potencial que mantienen al momento.

Tabla 35. Potencial actual del wellpad ALFA-A

Pozo	Zona	ESTADO	Hz	BFPD	BOPD	BWPD	CORTE DE AGUA %	API	Salinidad	Tipo
										Bomba
ALFA-021	HP	ON	40	1504	30	1474	98	23,1	106	FLEX-47
ALFA-024	HP	ON	40	1671	117	1554	93	25,0	52	P-47
ALFA-025	HP	ON	47	881	53	828	94	24,6	69	66CRCT
ALFA-026	HP	ON	40	2308	46	2262	98	25,3	62	P-47
ALFA-027	HP	ON	49,2	3798	380	3418	90	25,4	76	P-100
ALFA-028	HP	ON	52	2256	226	2030	90	24,8	37	P-47
ALFA-029	HP	ON	53	3400	442	2958	87	26,4	76	P-100
ALFA-030	HP	ON	45	273	221	52	19,0	24,3	1404	P-4
ALFA-033	HP	ON	53	2770	471	2299	83	24,7	70	P-62
ALFA-035	HP	ON	48	1439	72	1367	95	24,4	50	P-62
ALFA-023	HP	OFF	40	0	0	0	98	23,2	94	P37
ALFA-037	HP	ON	49	606	42	564	93	24,0	80	P-23
ALFA-039	HP	ON	45	1894	152	1742	92	25,0	41	P-47
ALFA-041	HP	ON	40	3626	254	3372	93	24,0	40	P-47
ALFA-043	HP	ON	57	2448	245	2203	90	24,7	54	P-62
ALFA-045	T	ON	53	389	377	12	3	25,9	7400	2FLEX10
ALFA-047H	HP	ON	41	5179	311	4868	94	25,3	63	P- 62
ALFA-051HP	HP	ON	48	3221	709	2512	78	24,6	56	2P-47
ALFA-051T	T	OFF	0	0	0	0	0	0,0	0	P-8
ALFA-053	HP	ON	40	1631	163	1468	90	25,3	68	2P-47
ALFA-049H	HP	ON	44,5	9303	651	8652	93	25,0	74	P-100
ALFA-055	HP	ON	50,4	321	212	109	34,0	26,0	174	P-8
ALFA-057	HP	ON	48	5988	359	5629	94,0	24,4	61	P-47
ALFA-059H	HP	ON	55	7559	680	6879	91,0	25,3	58	P-100
ALFA-071	HP	ON	41,1	4982	847,00	4135	83	26,3	54	P-100
ALFA-073	HP	ON	60	1092	819	273	25,0	25,1	168	P-47
ALFA-075	HP	ON	63,5	7717	1158	6559	85,0	25,0	62	FLEX-80
ALFA-077	HP	OFF	43,8	0	0	0	98,0	25,0	375	3P-35
ALFA-079	HP	ON	52	1917	1907	10	0,5	25,0	0	P-23
ALFA-091	HP	OFF	57	0	0	0	0,0	0,0	1063	P-18
TOTAL				78173	10944	67229	86			

Fuente: Operador de Producción ALFA-A – (Urresta, 2015)

En el escenario Optimista pesimista (14%), aplicando la tecnología DOWS tendríamos los siguientes resultados:

Tabla 36. Proyección para el escenario Pesimista (reducción 14%)

Pozo	BFPD	BOPD	BWPD	CORTE DE AGUA %	BFPD	BOPD	BWPD	CORTE DE AGUA %	BWPD MENOS (-14 %Corte de agua)	% Corte de agua REDUCIDO
ALFA-021	1504	30	1474	98	1504	30	1474	98		
ALFA-024	1671	117	1554	93	1453	117	1336	92	218	1
ALFA-025	881	53	828	94	765	53	712	93	116	1
ALFA-026	2308	46	2262	98	1991	46	1945	98	317	0
ALFA-027	3798	380	3418	90	3319	380	2939	89	479	1
ALFA-028	2256	226	2030	90	1972	226	1746	89	284	1
ALFA-029	3400	442	2958	87	2986	442	2544	85	414	2
ALFA-030	273	221	52	19,0	273	221	52	19		
ALFA-033	2770	471	2299	83	2448	471	1977	81	322	2
ALFA-035R	1439	72	1367	95	1248	72	1176	94	191	1
ALFA-023	0	0	0	98	0	0	0	98	OFF	OFF
ALFA-037R	606	42	564	93	527	42	485	92	79	1
ALFA-039	1894	152	1742	92	1894	152	1742	92		
ALFA-041	3626	254	3372	93	3154	254	2900	92	472	1
ALFA-043	2448	245	2203	90	2140	245	1895	89	308	1
ALFA-045	389	377	12	3	389	377	12	3		
ALFA-047H	5179	311	4868	94	5179	311	4868	94		
ALFA-051	3221	709	2512	78	3221	709	2512	78		
ALFA-051T	0	0	0	0	0	0	0	0	OFF	OFF
ALFA-053	1631	163	1468	90	1425	163	1262	89	206	1
ALFA-049H	9303	651	8652	93	9303	651	8652	93		
ALFA-055	321	212	109	34,0	321	212	109	34		
ALFA-057	5988	359	5629	94,0	5988	359	5629	94		
ALFA-059H	7559	680	6879	91,0	7559	680	6879	91		
ALFA-071	4982	847	4135	83	4982	847	4135	83		
ALFA-073	1092	819	273	25,0	1092	819	273	25		
ALFA-075	7717	1158	6559	85,0	7717	1158	6559	85		
ALFA-077	0	0	0	98,0	0	0	0	98	OFF	OFF
ALFA-079	1917	1907	10	0,5	1917	1907	10	1		
ALFA-091	0	0	0	0,0	0	0	0	0	OFF	OFF
	78173	10944	67229		74768	10944	63824		3405	
	78173	10944	67229	86,0	74768	10944	63824	85,0	63824	1,0

Fuente: Operador de Producción ALFA-A – (Urresta, 2015)

En este caso se conseguiría reducir 3 405 BWPD, que significaría una reducción del 5.1% del volumen total de agua producida al momento; es algo significativo porque se podrían prender los pozos apagados por su alto corte de agua, como el ALFA-023, que produce 2 836 BFPD, 57 BOPD, 2 779 BWPD, con un corte de agua del 98%. Y el ALFA-077 que tiene un potencial de 745 BFPD, 15 BOPD, 730 BWPD, con un corte de agua del 98%. Esto

nos significaría que tendríamos 72 bls de petróleo adicionales en la producción. Y llegando a una producción de agua similar a la que tenemos actualmente apagados los pozos con un diferencial de 104 BWPD, los mismos que serían manejables y así todos los pozos estarían encendidos. (Exceptuando el ALFA-091, que está a días de salir de perforación).

En el escenario optimista (97%), aplicando la tecnología DOWS tendríamos los siguientes resultados:

Tabla 37. Proyección para el escenario Optimista (reducción 97%)

Pozo	BFPD	BOPD	BWPD	Corte de agua %	BFPD	BOPD	BWPD	CORTE DE AGUA %	BWPD MENOS (-97 % Corte de agua)	% Corte de agua REDUCIDO
ALFA-021	1504	30	1474	98	1504	30	1474	98		
ALFA-024	1671	117	1554	93	164	117	47	28	1507	65
ALFA-025	881	53	828	94	78	53	25	32	803	62
ALFA-026	2308	46	2262	98	114	46	68	60	2194	38
ALFA-027	3798	380	3418	90	483	380	103	21	3315	69
ALFA-028	2256	226	2030	90	287	226	61	21	1969	69
ALFA-029	3400	442	2958	87	531	442	89	17	2869	70
ALFA-030	273	221	52	19,0	273	221	52	19		
ALFA-033	2770	471	2299	83	2770	471	2299	83		
ALFA-035R	1439	72	1367	95	1248	72	1176	94	191	1
ALFA-023	0	0	0	98	0	0	0	98	98	
ALFA-037R	606	42	564	93	59	42	17	29	547	64
ALFA-039	1894	152	1742	92	1894	152	1742	92		
ALFA-041	3626	254	3372	93	355	254	101	28	3271	65
ALFA-043	2448	245	2203	90	311	245	66	21	2137	69
ALFA-045	389	377	12	3	389	377	12	3		
ALFA-047H	5179	311	4868	94	5179	311	4868	94		
ALFA-051H	3221	709	2512	78	3221	709	2512	78		
ALFA-051T	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ALFA-053	1631	163	1468	90	207	163	44	21	1424	69
ALFA-049H	9303	651	8652	93	9303	651	8652	93		
ALFA-055	321	212	109	34,0	321	212	109	34		
ALFA-057	5988	359	5629	94,0	5988	359	5629	94		
ALFA-059H	7559	680	6879	91,0	7559	680	6879	91		
ALFA-071	4982	847	4135	83	4982	847	4135	83		
ALFA-073	1092	819	273	25,0	1092	819	273	25		
ALFA-075	7717	1158	6559	85,0	7717	1158	6559	85		
ALFA-077	0	0	0	98,0	0	0	0	98		
ALFA-079	1917	1907	10	0,5	1917	1907	10	1		
ALFA-091	0	0	0	0,0	0	0	0	0		
	78173	10944	67229		57944	10944	47000		20327	
	78173	10944	67229	86,0	57944	10944	47000	81,0	46902	5,0

Fuente: Operador de Producción ALFA-A – (Urresta, 2015)

En este caso se conseguiría reducir 20 327 BWPD, que es una cifra muy considerable, porque se estaría bajando en un 30,24% la cantidad de agua en superficie y solo con 11 pozos que tendrían la tecnología DOWS-ESP.

Ante esta situación también se podrían prender los pozos apagados por su alto corte de agua, como el ALFA-023, que produce 2836 BFPD, 57 BOPD, 2779 BWPD, con un corte de agua de 98%. Y el ALFA-077, que tiene un potencial de 745 BFPD, 15 BOPD, 730 BWPD, con un corte de agua de 98%. Esto nos significaría que tendríamos 72 bls de petróleo adicionales en la producción, llegando a una producción de 50509 BWPD, cifra muy inferior a la que se maneja actualmente.

A esto se le debe sumar que se podría recuperar o producir más petróleo, incrementando las frecuencias en los pozos que se los tiene operando a baja frecuencia (Hz) por los altos volúmenes de agua que podrían llegar a producir y en las plantas de proceso no hay capacidad ni de almacenaje ni de tratamiento, o también se les podría abrir los choques en los cabezales de los pozos que tienen un alto aporte pero por controlar la producción de agua se los tiene estrangulados en superficie.

En cuanto a los volúmenes de incremento de petróleo sería muy aventurado dar cifras, ya que para cada pozo habría que hacer un análisis en el cual se vea el rango de operación y eficiencias de las bombas de subsuelo que se manejan actualmente actual; con ese análisis se podría planear un programa de incremento de frecuencias en los pozos, pero de una manera responsable para evitar aumentar el corte de agua y más aún en los pozos que no estarían usando la tecnología DOWS-ESP. De tal manera que ese sería un tema de otro estudio, mientras que la disminución en el volumen de agua producida y llevada a superficie se basa netamente en las estadísticas de los estudios realizados por Jhon Veil, que manifiesta que la producción de agua disminuyó en la mayoría de los casos entre un 14% y 97%, con las

estadísticas del 76% de los pozos estudiados, mostrando una reducción mayor al 75% del agua llevada a superficie.

Adicional a todo esto, se reduciría el consumo diario de combustible y de químicos. Más adelante se detallarán estos consumos diarios.

En el escenario neutral (55,5%), aplicando la tecnología DOWS tendríamos los siguientes resultados:

Tabla 38. Proyección para el escenario Neutral (reducción 55,5%)

POZO	BFPD	BOPD	BWPD	CORTE DE AGUA %	BFPD	BOPD	BWPD	CORTE DE AGUA %	BWPD MENOS (-56% Corte de agua)	% Corte de agua REDUCIDO
ALFA-021	1504	30	1474	98	1504	30	1474	98		
ALFA-024	1671	117	1554	93	809	117	692	86	862	7
ALFA-025	881	53	828	94	421	53	368	87	460	7
ALFA-026	2308	46	2262	98	1053	46	1007	96	1255	2
ALFA-027	3798	380	3418	90	1901	380	1521	80	1897	10
ALFA-028	2256	226	2030	90	1129	226	903	80	1127	10
ALFA-029	3400	442	2958	87	1758	442	1316	75	1642	12
ALFA-030	273	221	52	19,0	273	221	52	19		
ALFA-033	2770	471	2299	83	1494	471	1023	68	1276	15
ALFA-035R	1439	72	1367	95	680	72	608	89	759	6
ALFA-023	0	0	0	98	0	0	0	98		
ALFA-037R	606	42	564	93	293	42	251	86	313	7
ALFA-039	1894	152	1742	92	1894	152	1742	92		
ALFA-041	3626	254	3372	93	1755	254	1501	86	1871	7
ALFA-043	2448	245	2203	90	1225	245	980	80	1223	10
ALFA-045	389	377	12	3	389	377	12	3		
ALFA-047H	5179	311	4868	94	5179	311	4868	94		
ALFA-051HP	3221	709	2512	78	3221	709	2512	78		
ALFA-051T	0	0	0	0	0	0	0	0		
ALFA-053	1631	163	1468	90	816	163	653	80	815	10
ALFA-049H	9303	651	8652	93	9303	651	8652	93		
ALFA-055	321	212	109	34,0	321	212	109	34		
ALFA-057	5988	359	5629	94,0	5988	359	5629	94		
ALFA-059H	7559	680	6879	91,0	7559	680	6879	91		
ALFA-071	4982	847	4135	83	4982	847	4135	83		
ALFA-073	1092	819	273	25,0	1092	819	273	25		
ALFA-075	7717	1158	6559	85,0	7717	1158	6559	85		
ALFA-077	0	0	0	98,0	0	0	0	98		
ALFA-079	1917	1907	10	0,5	1917	1907	10	1		
ALFA-091	0	0	0	0,0	0	0	0	0		
	78173	10944	67229		64674	10944	53730		13499	
	78173	10944	67229	86,0	64674	10944	53730	83,0	53730	3,0

Fuente: Operador de Producción ALFA-A – (Urresta, 2015)

En este caso se conseguiría reducir 13 499 BWPd, que de igual manera es considerable, porque se estaría bajando en un 20,1% el volumen de agua producida y que no llegue a superficie y solo con 11 pozos que tendrían la tecnología DOWS-ESP.

Tabla 39. Comparativo entre condiciones actuales y escenarios pesimista, optimista y neutral ALFA-A

ESCENARIO	PRODUCCIÓN ACTUAL Y PROYECTADA CON TECNOLOGÍA DOWS				DISMINUCIÓN DE AGUA SUP.	GANACIAS A \$90/bbl	GANACIAS A \$45/bbl
	BFPD	BOPD	BWPD	BSW			
ACTUAL	78173	10944	67229	86	0	983836	491356
PESIMISTA	74768	10944	63824	85	3405	983893	491413
OPTIMISTA	57944	10944	47000	81	20229	984174	491694
NEUTRAL	64674	10944	53730	83	13499	984061	491581

Fuente: Operador de Producción ALFA-A – (Urresta, 2015)

3.11.1 CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN EL CAMPO ALFA

La generación es local no se tiene una Planta centralizada de generación eléctrica. En el sitio se tienen 6 generadores CATERPILLAR 3512 que tienen una capacidad de producir energía fiable de 1.230 ekW a 1.500 ekW. De este grupo electrógeno siempre están funcionando 5 en paralelo y 1 queda de back-up en caso de que uno salga de línea por alguna eventualidad. De los 5 generadores para la operación de los pozos se tienen destinados 3 equipos y para la reinyección de agua y operación de otros equipos se tienen funcionando los otros dos respectivamente.

El consumo de combustible a diario es de 5 200 gls/día, con un valor aproximado de \$5 720 usd. Solo en combustible. La cantidad total de energía usada es de 74.06 MWH/día. De los cuales para la operación de los pozos se destinan 44.5 MWH/día, para la planta se usa 14.92 MWH/día y para la reinyección de agua se usan 14.63 MWH/día. Esta reinyección de

agua es permanente (67 229 barriles/día) y haciendo una relación en cuanto al consumo por barril reinyectado tenemos que se consume 0,000218 MWH/día y el consumo individual de combustible de este generador es de 1022 gls/día, lo que nos da un costo de \$0,015 usd (2 ctvs/barril).

De tal manera que al reducir los volúmenes de agua producida que llegue a superficie, se bajará el tiempo de funcionamiento de este generador y como causa efecto se tendría un ahorro de combustible. Adicional a este tipo de beneficio hay que sumarle que se apagaría un motor y se estaría contaminando menos por ruido, además que eso es más beneficioso para el personal que labora en el sitio. A continuación se exponen los datos del consumo de combustible:

Tabla 40. Datos de generación y consumo diario de combustibles ALFA-A

CAT	(V)	(A)	HOR INI	HOR FINAL	HRS TRABAJO (DÍA)	POT ELÉCTRICA (KW)	CONS COMBUS. (GLS/H)	MWH/DÍA	CONS DIESEL	SITIO
3512			20073	20073	0	0		0,00	0	BACKUP
3512	480	918	20902	20926	24	610	42,58	14,64	1022	POZOS
3512	485	919	20245	20269	24	617	43,07	14,80	1034	POZOS
3512	484	937	10130	10154	24	628	43,82	15,06	1052	POZOS
3512	481	916	10576	10600	24	610	42,58	14,63	1022	REINY. H2O
3512	483	930	10260	10284	24	622	43,41	14,92	1042	PLANTA

Fuente: Operador de Producción ALFA-A – (Urresta, 2015)

Tabla 41. Comparativo entre condiciones actuales y escenarios pesimista, optimista y neutral ALFA-A (I)

CAMPO ALFA GENERACIÓN ELÉCTRICA	PRODUCCIÓN DE AGUA	CONSUMO DE DIESEL	CANTIDAD AGUA PRODUCIDA	COSTO DIARIO DE DIESEL	COSTO (bls/iny)	GASTO DE ENERGÍA	HORAS OPERATIVAS
PRODUCCIÓN ACTUAL AGUA	67229	1022	67229	1124,2	0,015	14,63	24
ESCENARIO PESIMISTA	63824	970	63824	1067	0,015	13,9	22,8
ESCENARIO OPTIMISTA	47000	715	47000	786,5	0,015	10,24	16,8
ESCENARIO NEUTRAL	53730	817	53730	898,7	0,015	11,71	19,2

Fuente: Operador de Producción ALFA-A – (Urresta, 2015)

Tabla 42. Comparativo entre condiciones actuales y escenarios pesimista, optimista y neutral ALFA-A (II)

CAMPO ALFA GENERACIÓN ELÉCTRICA	AHORRO DIARIO USD	AHORRO SEMANAL USD	AHORRO MENSUAL USD	AHORRO ANUAL USD
PRODUCCIÓN ACTUAL AGUA	0	0	0	0
ESCENARIO PESIMISTA	57,2	400,4	1716	20878
ESCENARIO OPTIMISTA	337,7	2363,9	10131	123261
ESCENARIO NEUTRAL	225,5	1578,5	6765	82308

Fuente: Operador de Producción ALFA-A – (Urresta, 2015)

Se puede observar un importante ahorro para la empresa, por la disminución en las horas de trabajo del generador disponible para el proceso de reinyección de agua, por esta razón habrá una disminución en la cantidad de energía usada y generada, con esto a su vez se tendrá un menor consumo de combustible en los 3 escenarios, que proyectado a día, mes y año, hay un ahorro de dinero para la empresa.

3.11.2 CONSUMO DE QUÍMICOS EN EL CAMPO ALFA

El consumo e inyección de químicos es básico dentro de la industria petrolera, para el proceso de deshidratación de crudo. En este tema las empresas no escatiman gastos para un adecuado manejo de químicos que permitan mantener al proceso estable en todos sus frentes, los mismos que son el de la producción de los pozos, un adecuado proceso de deshidratación en las plantas, mantener dentro de los parámetros establecidos por las normas los rangos en el proceso de reinyección de agua y en el despacho de petróleo deshidratado, tratado y que ya esté considerado para la venta.

En el CAMPO ALFA, se manejan los químicos más convencionales debido a que el agua de formación no es muy corrosiva, la temperatura y la calidad del crudo ayuda al proceso de deshidratación.

Entre los químicos que se inyectan en el Campo para el tratamiento de crudo y agua de manera general son los siguientes:

PARA TRATAMIENTO DE CRUDO:

- DEMULSIFICANTE ACCION CONTINUA DMO-14629
- DEMULSIFICANTE ACCION CONTINUA JUSTIFICADO
- DEMULSIFICANTE DE ACCION RAPIDA DMO-046X
- ANTIESPUMANTE DFO 14521
- ANTIPARAFINICO PAO-14715
- ANTIASFALTENOS PAO-14732
- CLARIFICANTE RBW-6060
- CLARIFICANTE RBW-503

PARA TRATAMIENTO DE AGUA:

- INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES (SCW-14336)
- INHIBIDOR DE CORROSION (CRW-14132)
- BIOCIDA (XC-14350)
- BIOCIDA (XC-14818)
- SECUESTRANTE DE OXIGENO (OSW-14259)
- SURFACTANTE (WAW-14252)

De todos estos químicos en el wellpad ALFA-A, solo se inyectan: DMO-14629, con una dosificación de 116 galones/día. CLARIFICANTE RBW-503, dosificación 8 galones/día. ANTIESPUMANTE DFO 14521, dosificación no continua solo se lo hace al pozo ALFA-045. INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES (SCW-14336), dosificación 3 galones/día.

A continuación se muestra de manera más clara en la tabla 50 las dosificaciones en el wellpad ALFA-A.

Tabla 43. Consumo diario de químicos ALFA-A

STOCK DE QUIMICOS DEL WELLPAD ALFA "A"					
ALFA A	CAPAC	NIV. MUER	AYER	HOY	CONS
TK # 1 DMO BAKER	550	15	273	0	273
TK # 2 DMO BAKER	550	25	293	0	293
TK # 3 DMO BAKER	550	15	302	0	302
TK # 4 DMO BAKER	550	15	302	0	302
TK # 5 DMO BAKER	550	25	143	139	4
TK # 6 DMO BAKER	550	25	6	6	0
TK # 7 DMO BAKER					0
TK # 8 DMO BAKER					0
		Reportado	1320	145	1175
		Real	1338	1222	116

ANTI ESCALA SCW 14336		
AYER	HOY	CONS
161	158	3
ANTI ESPUMANTE DFO 14521		
AYER	HOY	CONS
30	28	0
CLARIFICANTE RBW-503		
AYER	HOY	CONS
245	237	8

Fuente: Operador de Producción ALFA-A – (Urresta, 2015)

El ahorro en la dosificación del químico al igual que pronosticar un incremento en la producción de petróleo, es un tema netamente de campo y objeto de otro estudio, sin embargo lo que se espera conseguir con la disminución de agua de formación obtenida en superficie es que se reduzcan los consumos de químicos, pero para eso se debería realizar pruebas de botellas para determinar las dosificaciones más adecuadas, más no se puede establecer teóricamente su nueva dosificación. En el caso del químico básico para la producción de petróleo (DMO), se debería mantener la dosificación e incluso esta tenderá a aumentar si se hace un aumento de frecuencia en la operación de los pozos, ya que levantarán más fluido y por ende el aumento de este químico será necesario para continuar con el adecuado proceso de deshidratación.

Para tener un conocimiento de las cifras que gasta la empresa en la inyección de químico a diario, en la tabla 44 se muestran los valores:

Tabla 44. Consumo diario de químicos y sus costos en el well pad ALFA-A

COSTOS DE QUÍMICOS EN EL WELL PAD ALFA-A						
PRODUCTO QUIMICO	FLUIDO A TRATAR		PRECIO PRODUCTO SIN IVA	CONSUMO	COSTO A PAGAR	
	TIPO	BBL	DOLARES/GALON			
DEMULSIFICANTE ACCION CONTINUA DMO-14629	CRUDO	10944,0	\$ 14,50	116,0	\$	1.682,00
DEMULSIFICANTE ACCION CONTINUA JUSTIFICADO					\$	-
					\$	1.682,00
OTROS QUIMICOS						
DEMULSIFICANTE DE ACCION RAPIDA DMO-046X			\$ 28,20		\$	-
ANTIESPUMANTE DFO 14521			\$ 13,93		\$	-
ANTIPARAFINICO PAO-14715			\$ 11,20		\$	-
ANTIASFALTENOS PAO-14732			\$ 14,04		\$	-
CLARIFICANTE RBW-6060			\$ 19,34		\$	-
CLARIFICANTE RBW-503			\$ 20,64	8,00	\$	165,12
TOTAL TRATAMIENTO QUIMICO CRUDO (DÓLARES/DIA)					\$	1.847,12
PRODUCTO QUIMICO	FLUIDO A TRATAR		PRECIO PRODUCTO SIN IVA	CONSUMO	VALOR A PAGAR	
	TIPO	BBL	DOLARES			
INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES (SCW-14336)	AGUA	149614,0	\$ 14,27	3,0	\$	42,81
INHIBIDOR DE CORROSION (CRW-14132)	AGUA		\$ 13,62		\$	-
BIOCIDA (XC-14350)			\$ 17,00		\$	-
BIOCIDA (XC-14818)			\$ 19,93		\$	-
SECUESTRANTE DE OXIGENO (OSW-14259)			\$ 9,21		\$	-
SURFACTANTE (WAW-14252)			\$ 13,04		\$	-
TOTAL TRATAMIENTO QUIMICO AGUA (DÓLARES/DIA)					\$	42,81
TOTAL DIARIO A CANCELAR (DOLARES / DIA) BLOQUE ALFA						\$ 1.889,93

Fuente: Operador de Producción ALFA-A – (Urresta, 2015)

CAPÍTULO IV

4.1 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Una vez realizado este proyecto, se determinó lo siguiente:

4.2 CONCLUSIONES

- Después de haber revisado técnicamente la teoría y las características que debe tener un pozo candidato para poder aplicar la tecnología DOWS, es técnicamente viable el proyecto en los pozos del campo Alfa y del oriente ecuatoriano.
- La producción de agua excesiva o mala, puede ser reinyectada en algunas arenas como Tiyuyacu y no solamente en Hollín como se lo hace actualmente en el campo Alfa.
- Al aplicar la tecnología DOWS, se podrá ahorrar recursos económicos que actualmente se emplean en el levantamiento de fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, esto nos permitiría tener una operación más estable, más eficiente, incrementar la producción de petróleo y mitigar el impacto ambiental.
- En el campo Alfa la mayoría de pozos tienen su inyección de químico directamente al pozo vía capilar. Al implementar la tecnología DOWS se disminuiría la cantidad de químico a inyectar por esta vía, debido a que los hidrociclones con su principio de funcionamiento mecánico, más la temperatura de fondo en el pozo se encargarían de realizar una adecuada y mejor separación de los fluidos en el fondo del pozo.

- Los pozos candidatos deben cumplir y seguir la metodología que se resume en la Tabla 25. (Características que debe presentar un candidato a la aplicación de DOWS).
- Se consumiría básicamente menos combustible usado en la generación de energía eléctrica (como se muestra en las Tablas 48 y 49), en la inyección de químicos, simplificación de facilidades producción, menos frecuencia en los mantenimientos de las mismas por la reducción de levantamiento de fluidos y se necesitarían menos pozos reinyectores en el campo. Toda esto provocaría un ahorro significativo para la empresa.
- Para poder determinar un incremento en la producción de petróleo, será necesario realizar un análisis de sensibilidad con el técnico de la empresa de levantamiento artificial y así planear un incremento de frecuencia en los pozos que así lo permitan.
- Para poder determinar una reducción precisa en la dosificación de químicos, se deberá realizar pruebas de botella en el campo con los distintos pozos y de acuerdo al nuevo corte de agua obtenido en superficie después de aplicar la tecnología DOWS.
- Para crudos pesados no sería recomendable el uso de esta tecnología, porque la diferencia de densidades es un factor muy importante para la aplicación del sistema DOWS.

4.3 RECOMENDACIONES

- Se debe difundir o socializar este tipo de tecnologías innovadoras que en el país no se aplican y se desconocen, pero que serían de gran ayuda para el control del agua en superficie y una gran solución para el problema que representa el incremento constante del corte de agua en los pozos del oriente ecuatoriano.
- En el campo Alfa y en el país de manera general, tenemos una gran cantidad de pozos que han tenido que cerrarse por su alto corte de agua. Pero aún mantienen reservas interesantes y sería apropiado realizar trabajos de reacondicionamiento y aplicar tecnologías de este tipo.
- La implementación de esta tecnología DOWS, puede resultar algo costosa, pero a la larga sería un ahorro de recursos económicos y permitiría tener un mejor manejo de la vida productiva de los pozos y de los campos.
- Se debe poner mayor énfasis en el tratamiento del agua. En los pozos reinyectores de agua en el campo Alfa se está enviando con un alto contenido de ppm que en un tiempo pueden dañar la formación receptora, aparte de que se está reinyectando petróleo al fondo del pozo.
- Las empresas de servicios petroleros que disponen de esta tecnología, deberían proponerla a las operadoras porque tienen algunas variantes en el sistema de separación con hidrociclones, tanto para el fondo del pozo como para superficie, esto simplificaría el diseño de las facilidades de producción y de los sistemas de reinyección de agua en las plantas.

NOMENCLATURA

API	American Petroleum Institute
ESP	Electrical Submersible Pump
VSD	Variable Speed Controller
BES	Bomba Electrosumergible
BCM	Bombeo Mecánico Convencional
BCP	Bombeo de Cavidad Progresiva
BH	Bombeo Hidráulico
BFPD	Barriles de fluido por día
BPPD	Barriles de petróleo por día
BWPD	Barriles de agua por día
BSW	Porcentaje de agua y sedimentos
CAP	Contacto agua/petróleo
C-FER	Center For Engineering Research Inc.
Csg	Casing
DMO	Demulsificante
DOWS	Downhole Oil/Water Separation System
ft	Pie
hrs	Horas
inch	Pulgada
ITT	Ishpingo-Tambococha-Tiputini
PSI	Libras fuerza/pulgada ²
LAG	Levantamiento artificial por gas
GOR	Relación gas – petróleo
GLR	Relación gas – liquido
Pb	Presión de burbuja
ppm	Partes por millón
Pwf	Presión de fondo fluyente
PVT	Presión, Volumen, Temperatura
TDH	Total Dinamique Head
TPH	Hidrocarburos totales

GLOSARIO

Adedamiento.- Cuando la razón de movilidad entre el agua inyectada y el crudo, es muy alta (>1), se produce el efecto de adedamiento. El agua se introduce a manera de dedos en la zona de crudo empujándolo eficientemente.

Altura de columna.- La altura de columna puede también considerarse como la cantidad de trabajo necesario para mover un líquido de su posición original a la posición requerida.

Arenamiento.- Introducción de arena en el equipo BES.

Arenisca.- Roca sedimentaria formada por granos de arena cementados.

Auditoría ambiental.- Análisis, apreciación y verificación de la situación ambiental y del impacto de una empresa o proyecto determinado sobre el medio ambiente y el manejo sustentable de los recursos naturales, verificando, además, el cumplimiento de las leyes y regulaciones ambientales ecuatorianas, y del Plan de Manejo Ambiental.

BES.- Bombeo Electro sumergible.

Biodiversidad.- Cantidad y variedad de especies diferentes (animales, plantas y microorganismos) en un área definida, sea un ecosistema terrestre, marino, acuático y en el aire. Comprende la diversidad dentro de cada especie, entre varias especies y entre los ecosistemas.

Cavitación.- Se puede definir como el proceso de formación de una fase gaseosa en un líquido cuando es sujeto a una reducción de presión a una temperatura constante. Un líquido se encuentra en cavitación cuando se

observa la formación y crecimiento de burbujas de vapor (gas) como consecuencia de reducción en presión.

Centralizador.- Los centralizadores son frecuentemente utilizados en aplicaciones del sistema ESP para ubicar el equipo en el centro del pozo y son especialmente útiles en pozos desviados, para eliminar el daño externo y para asegurar la refrigeración uniforme del equipo. Hay varios tipos de centralizadores disponibles en la industria diseñados para proteger al cable y el equipo electro sumergible evitando la fricción con las tuberías del pozo.

Conductores.- Un conductor es una sustancia que permite a los electrones fluir libremente a través de ella. Cada sustancia es un conductor de electricidad, pero los electrones fluyen más fácilmente a través de algunos materiales tales como el oro, plata, cobre, hierro, y otros metales. Los alambres y los cables son las formas más comunes de conductores.

Corte de Agua (W.C.).- Es calculado en la superficie como el porcentaje del volumen de agua en relación al volumen de los otros fluidos del pozo.

Crudo.- Mezcla de petróleo, gas, agua y sedimentos, tal como sale de las formaciones productoras a superficie.

Descarga.- Vertido de agua residual o de líquidos contaminantes al ambiente durante un período determinado o permanente.

Desecho.- Denominación genérica de cualquier tipo de productos residuales o basuras procedentes de las actividades humanas o bien producto que no cumple especificaciones. Sinónimo de residuo.

Diferencial de presión (pd — ps).- Es la diferencia matemática entre la presión de descarga y la presión de succión. Este valor permite determinar la presión

requerida por el sistema, es decir la presión que tiene que ser entregada por la bomba.

Efluente.- Que fluye al exterior, descargado como desecho con o sin tratamiento previo; por lo general se refiere a descargas líquidas hacia cuerpos de aguas superficiales.

Emisión.- Descarga de contaminantes hacia la atmósfera.

Estratigrafía.- Ciencia descriptiva de los estratos. Se ocupa de la forma, disposición, distribución, secuencia cronológica, clasificación y relaciones de los estratos rocosos (y otros cuerpos de roca asociados) en secuencia normal, con respecto a cualquiera o todos los caracteres, propiedades y atributos que pueden poseer.

Estrato.- Un estrato geológico es una capa (cuerpo generalmente tabular) de roca caracterizada por ciertos caracteres, propiedades o atributos unificantes que lo distinguen de estratos adyacentes. Los estratos adyacentes pueden estar separados por planos visibles de estratificación o separación, o por límites menos perceptibles de cambio en la litología, mineralogía, contenido fosilífero, constitución química, propiedades físicas, edad o cualquier otra propiedad de las rocas.

Exploración de hidrocarburos.- Fase de las operaciones hidrocarburíferas que dispone de un conjunto de técnicas que permiten ubicar y detectar en el subsuelo formaciones geológicas con posible acumulación de hidrocarburos.

Formación.- La formación es la unidad fundamental de la clasificación litoestratigráfica; tiene rango intermedio en la jerarquía de las unidades litoestratigráficas y es la única unidad formal empleada para dividir completamente a toda la columna estratigráfica en todo el mundo en unidades nombradas, sobre la base de su naturaleza litoestratigráfica.

Inmisión.- Materiales o sustancias sólidas, líquidas o gaseosas, provenientes de una posible fuente de contaminación, que se reciben en el ambiente, sea en aguas o suelos o en la atmósfera.

Inyección de agua.- Método de recuperación secundaria para elevar la presión del yacimiento a fin de incrementar la recuperación de hidrocarburos; así como para la disposición de fluidos residuales a formaciones del subsuelo por medio de pozos no productivos; muchas veces referido como reinyección de agua.

Límite permisible.- Valor máximo de concentración de elemento(s) o sustancia(s) en los diferentes componentes del ambiente, determinado a través de métodos estandarizados, y reglamentado a través de instrumentos legales.

Npsh.- Una modificación de la carga de succión, es la llamada Altura Neta Positiva de Succión, en inglés "Net Positive Suction Head"

Permeabilidad.- Capacidad para trasladar un fluido a través de las grietas, poros y espacios interconectados dentro de una roca.

Pozo de avanzada.- Aquel que se perfora luego de haberse descubierto entrapamientos de hidrocarburos en una(s) estructura(s) con el fin de delimitar el (los) yacimiento(s).

Pozo de desarrollo.- Aquel que se perfora en un campo hidrocarburífero con el propósito de realizar la explotación de sus yacimientos.

Pozo exploratorio.- Aquel que se perfora para verificar las posibles acumulaciones de hidrocarburos entrapados en una estructura detectada por estudios geológicos y geofísicos.

Pozo inyector.- Aquel que se perfora o acondiciona para inyectar fluido a fin de confinarlo o para implementar procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos.

Producto químico peligroso.- Referido también como sustancias peligrosas. Sustancias y productos que por sus características físicas – químicas y/o tóxicas representan peligros para la salud humana y el medio ambiente en general. Están sujetos a manejos y precauciones especiales en el transporte, tratamiento y disposición.

Reacondicionamiento de pozos.- Son trabajos destinados a mejorar la producción de un pozo. Pueden ser trabajos de reparación de la completación de un pozo o trabajos a la formación tales como estimulaciones, acidificaciones, fracturamiento, etc.

Rehabilitación ambiental.- Conjunto de acciones y técnicas con el objetivo de restaurar condiciones ambientales originales o mejoradas sustancialmente en sitios contaminados y/o degradados como consecuencia de actividades humanas. Sinónimos: remediación ambiental, reparación ambiental, restauración ambiental.

Recuperación mejorada.- Proceso mediante el cual se inyecta un fluido en un yacimiento a fin de incrementar la cantidad de hidrocarburos recuperables.

Residuo.- Cualquier material que el propietario/productor ya no puede usar en su capacidad o forma original, y que puede ser recuperado, reciclado, reutilizado o eliminado.

Revestimiento.- Proceso por el que se procede a introducir en el hoyo de perforación, tubería de acero que se atornilla por piezas y sirve para evitar el

desplome de las paredes, permitiendo una buena marcha en la perforación de un pozo.

Soluble.- Se refiere a una sustancia que se disuelve en un líquido.

Potencia requerida.- La potencia de la bomba es igual al producto de los HP / etapa por la cantidad de etapas de la misma. Debe considerarse aproximadamente un 20% de seguridad para escoger la potencia del motor respecto a los HP que requiere la bomba, y entonces poder seleccionar el motor del sistema de bombeo horizontal.

Permeabilidad.- Facilidad de flujo de los líquidos o gases para transportarse a través de ~'s canales de las rocas o yacimientos.

Petróleo.- Mezcla predominante de hidrocarburos que existe en la naturaleza en las fases gaseosa, líquida o sólida. Sustancia natural existente en la corteza terrestre. Se compone de mezclas de compuestos químicos de carbono e hidrógeno con o sin otros elementos no metálicos tales como azufre, oxígeno, nitrógeno, etc. El petróleo puede contener compuestos en estado gaseoso, líquido o sólido, según sea la naturaleza de los compuestos y las condiciones prevalecientes de temperatura y presión.

Porosidad.- Porcentaje del volumen total de una roca, constituido por espacios vacíos que representa su porosidad absoluta. La porosidad efectiva es el volumen total de los espacios porosos, interconectados de manera que permiten el paso de fluidos a través de ellos.

ppm.- Partes por millón, forma de expresar pequeñas concentraciones, equivalente a microgramos de una sustancia en un litro de disolvente; ejemplo: 100 ppm de biocida es equivalente a 100 litros de biocida en un millón de litros de agua.

Presión.- Es la fuerza por unidad de área de un fluido. Las unidades más comunes para expresar a la presión son libras por pulgada cuadrada (psi) y Kg/cm^2 .

Presión Atmosférica.- Es la fuerza ejercida en una unidad de área por el peso de la atmósfera. La presión a nivel del mar es 14.7 psi.

Presión de Burbuja (Pb).- La presión de burbuja de un hidrocarburo es la presión más alta a la cual las primeras moléculas de gas salen de solución y forman una burbuja de gas.

Presión de descarga (pd).- Es la presión necesaria para inyectar el fluido a una velocidad requerida, es decir es la sumatoria de la presión de inyección más las pérdidas de presión que se generan desde la cabeza del pozo hasta la estación.

Presión de succión (ps).- Es la presión que se tiene en la succión de la bomba, esta puede ser el nivel del fluido en un tanque o la presión que entregue una bomba de alimentación (bomba booster). Las bombas centrífugas pueden trabajar con presiones de succión de hasta 1 psi.

Presión Manométrica.- Es la presión diferencial indicada por un manómetro, a diferencia de la presión absoluta. La presión manométrica y la presión absoluta están relacionadas, siendo la presión absoluta igual a la presión manométrica más la presión atmosférica.

Sedimentación.- Es la separación por gravedad de partículas suspendidas más pesadas que el agua en el seno de la misma. Es una de las operaciones unitarias de amplia aplicación en el tratamiento de aguas residuales. Los tanques de sedimentación se diseñan para producir un efluente clarificado y un lodo concentrado.

Sólidos disueltos.- Son los materiales que permanecen en el agua disueltos en forma iónica. Estos materiales quedan como residuo luego de la evaporación del agua. Son el resultado de la acción solvente de agua sobre los sólidos. Son de naturaleza orgánica o inorgánica.

Sólidos suspendidos.- Son partículas finas no sedimentables de algún sólido contenido en un líquido o gas. Las partículas son la fase dispersa mientras que el medio es la fase continua. En la industria el medio de suspensión es, usualmente, el agua residual de la planta y los sólidos suspendidos son una medida de la cantidad total de los sólidos separados por filtración de una muestra de agua residual. Son sustancias de naturaleza orgánica o inorgánica.

Solvente.- Es la parte líquida de una solución y está en mayor cantidad que el soluto (la sustancia disuelta). Un solvente puede disolver o dispersa a otras sustancias.

Tiyuyacu.- Yacimiento en donde se almacena el agua de formación a presiones altas; se encuentra entre 6,000 y 7,600 pies de profundidad.

Válvula.- Dispositivo que controla el flujo de un fluido en las tuberías y/o tanques.

Yacimiento.- Formación de rocas subterráneas porosas y permeables en las que existen depósitos de petróleo y/o gas. Litológicamente. Las rocas pueden ser calizas, dolomitas, areniscas o una combinación de estos tres tipos.

BIBLIOGRAFÍA

- ALHANATI, F.; ZAHACY, T., and PEACHEY, B. Sharing the Risk in DHOWS Technology Development. Presented at a meeting of the International Downhole Processing Group, Milan, Italy, 4-6 June 2002.
- ALHONI, M. et al. Application of Downhole oil/water separation: A feasibility study. SPE 80485, presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, 15-17 April 2003.
- BAILEY, B. et al. Water Control, Schlumberger Oil Field Review Spring 2000 Sugar Land, Texas, U.S.A:
- BANGASH, Y.K., and REYNA, M. Downhole Oil Water Separation (DOWS) Systems in High-Volume/High-Horsepower Application. SPE 81123, presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Portof- Spain, Trinidad, West Indies, 27-30 April 2003.
- BAILEY, B., CRABTREE, M., TYRIE, J., ELPHICK, J., KUCHUK, F., ROMANO, C., ROODHART, L., Oilfield Review, Control del agua, Verano del 2000.
- CENTRILIFT, Manual de operaciones de equipo de bombeo eléctrico. Institucional, 1996.
- CHAN, K. S. Water Control Diagnostic Plots. SPE 30775, 1995.
- CHAPUIS, C.; LACOURIE, Y., and LANÇOIS, D. Testing of Down Hole Oil/Water Separation System in Lacq Superieur Field, France.

SPE 54748, presented at the 1999 European Formation Damage Conference, The Hague, Netherlands, 31 May – 1 June 1999.

- DORADO, R. y LEAL A., Evaluación Técnica y Económica del proceso separación agua/aceite en fondo de pozo para bombeo Electrosumergible (ESP-DOWS) en un campo de Ecopetrol S.A, 2010.
- ELPHICK, J. Water Management, Schlumberger Oil Field Review autumn 2004, Texas, U.S.A, 2004.
- GARZON, Y. G. Diagnóstico de Curvas de Producción para Detectar Tipos de Problemas de Agua Excesiva en Pozos. Bucaramanga, 2003. Trabajo de grado (ingeniería de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Fisicoquímicas.
- GAY, J.; MINEBOIS, J., and LACOURIE, Y. TOTALFINAELF Experience and Strategy in Downhole Processing. SPE 78541, presented at the 10th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 13-16 October 2002.
- GUERRA, J., Geología del petróleo, Quito-Ecuador, Educación a distancia, Universidad Tecnológica Equinoccial, 2008.
- GÓMEZ, C. et al. Oil/Water Separation in Liquid/Liquid Hydrocyclones (LLHC). SPE 81592, first presented at the 2001 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 30 September – 3 October 2001. Revised manuscript received 23 September 2002.
- GRIMALDOS, F., Factibilidad Técnica Y Económica de la aplicación de Separación de agua en fondo en los campos Rondón y Cosechas, 2010.

- HALLIBURTON, Recopilación Técnica Ingeniería de Yacimiento, 2001.
- JOKHIO, S.; BERRY, M., and BANGASH, Y. DOWS (Downhole Oil/Water separation) Cross-Waterflooding Economics. SPE 75273, presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 13-17 April 2002.
- LOGINOV, Arthur, and SHAW, Christopher. Completion design for Downhole Water and Oil Separation and Invert Coning. SPE 38829, presented at 1997 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1997.
- MATTHEWS, C., et al. Application of Downhole Oil/Water Separation Systems in the Alliance Field. SPE 35817, presented at the Third International Conference on Health, Safety & Environment in Oil and Gas Exploration & Production, New Orleans, LA, U.S.A, 9-12 June 1996.
- MEDINA, M., et al. Estudio de Reservorios Integrado Campo La Victoria, Estado de Apure, Venezuela. Presentado en el Congreso de Producción 2000 y III Workshop Latinoamericano sobre Aplicaciones de la Ciencia en la Ingeniería de Petróleo 8 - 12 de mayo de 2000, en Puerto Iguazú, Provincia de Misiones, República Argentina.
- OGUNSINA, O., and WIGGINS, M. A Review of Downhole Separation Technology. SPE 94276, presented at the 2005 SPE Productions and Operations Symposium, Oklahoma City, OK, U.S.A., 17-19 April 2005.
- PEACHEY, Bruce R. New Water Management and Conservation options. New Paradigm Engineering. 22 March 2004.

- PEATS, A., and SCHRENKEL, P. Application of ESP Oil Water Separation System in the Swan Hills Unit One Field - A Case Study. SPE 39079, presented at the SPE Electric Submersible Pump Workshop, Houston, 30 April 1997.
- SCARAMUZZA, J.L., et al. Downhole Oil/Water Separation System - Field Pilot - Secondary Recovery Application Project. SPE 69408, presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, 25-28 March 2001. Análisis de Rendimiento del Separador de Petróleo- Agua en Fondo de Pozo (DOWS) Aplicado al Bombeo Electrosumergible Yacimientos La Ventana Mendoza Argentina. Informe Ejecutivo presentado a REPSOL YPF, Junio 2003.
- SHAW, C. and FOX, M. Economics of Downhole oil/water separation: A case History and implications for the North Sea. SPE 50618 presented at the 1998 SPE European Petroleum Conference, The Hague, The Netherlands, 20-22 October 1998.
- SUÁREZ, S., and ABOU-SAYED, A. Feasibility of Downhole Oil/Water Separation and Reinjection in the GOM. SPE 57285, presented at the 1999 SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 25–26 October 1999.
- VANEGAS, O. Criterios de Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión, Universidad Industrial de Santander, 2003.
- VEIL, J., LANGHUS, B., and BELIEU, S. Downhole Oil/Water Separators: An emerging produced water disposal technology. SPE 52703, presented at the 1999 SPE/EPA Exploration and Production