

**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.**



RICARDO DORADO DOMÍNGUEZ

ALIRIO LEAL HERNÁNDEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE FISICOQUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2010

**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.**

**RICARDO DORADO DOMÍNGUEZ
ALIRIO LEAL HERNÁNDEZ**

**Trabajo de Grado para optar el Título de
Ingeniero de Petróleos**

**Director
WILLIAM NAVARRO GARCÍA
Ingeniero de Petróleos**

**Co-Director
RAÚL LEONARDO TRIANA ALONSO
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

Nota de Aceptación:

Calificador

Calificador

DEDICATORIA

A **Jesucristo** Nuestro Señor, que me dio la fortaleza para seguir adelante, a Él todo mi agradecimiento y Alabado Sea Él, Nuestro Único Dios.

"Jesucristo es el mismo ayer, y hoy, y por los siglos" - Hebreos 13:8

A mis Padres **Raúl y Sandra** gracias por la **paciencia**, la incondicionalidad y el amor con el que me apoyaron en este proceso, para este importante logro en mi vida; le doy gracias a Dios por darme los mejores padres del mundo, los amo.

"Oíd, hijos, la enseñanza de un padre, Y estad atentos, para que conozcáis cordura" - Proverbios 4:1

A **Sadríta y Michelle** mis hermanitas, en momentos en que las necesite siempre estaban ahí, perdón michelyta por no pasar ningún cumpleaños contigo durante mi estudio, las quiero mucho.

"¡Mirad cuan bueno y cuan delicioso es Habitar los hermanos juntos en armonía!" - Salmos 133:1

A mi abuelita Carmen María, mis nonos Alfonso y María Emma y mi tía Dina que partieron hace poco y dejan un gran vacío en mi corazón, siempre con su ternura, inocencia y sabiduría me enseñaron que nunca se debe estar quieto, el trabajo es la mejor entretenimiento del hombre.

"En paz me acostare, y así mismo dormiré, porque solo tu Jehová me haces vivir confiado" - Salmos 4:8

Mary Rueda... besos y abrazos no son suficientes para darle las gracias por ser mi gran apoyo y única amiga que encontré en esta ciudad, que mi Dios Te Bendiga Siempre.

Anderson un hermano, Neyse una gran amiga y Berny más que una tía, gracias por el apoyo incondicional que me dieron a mí y mi familia en todo momento, siempre estuvieron allí y sé que siempre estarán.

A mis tíos Ernesto, Alejandro, Damith y Julio.

A mis Primos Angélica, Ángelo, Alex, Arley, Álvaro, Arnol, Diana, Diego, Linda, Luíser y Yesid.

A los amigos que hice en el CCIP, y el mismo "Chuzo" como llamo a este apacible lugar, les debo mucho, ya que gracias a este lugar me di a conocer en la Escuela de Petróleos.

A Ricardiño (el que de todo, Duda) y mi querida y dulce Señora Alicia, son dos amigos que gane, y voy a recordar toda la vida, gracias.

A Inés Bustamante, Claudia Tavera, Diana Oviedo, Adrian Mateus, Julio Flórez, William Ortiz, Duban Castro, Eusebio Orozco, Jorge Oviedo y demás amigos, que me apoyaron para que esto se hiciera realidad.

Alicia Leal Hernández

DEDICATORIA

A mi Dios que me dio la vida, gracias por ser el compañero incondicional en todo lo que he emprendido.

A mi madre Alicia muchas gracias por su lucha, su incondicionalidad, su trabajo, su esfuerzo, sacrificio y el gran apoyo no solo moral sino económico que en momentos en que caía me levantaba con su amor y paciencia. A ti madre, que el Señor la bendiga y nunca olvidaré sus sacrificios, consejos y cariño. Eres la mejor madre del mundo.

A mi abuela Carmen QEPD, en el corto tiempo que compartimos me enseñaste valores como: humildad, tolerancia, tenacidad y respeto por los demás. Gracias por haber sido parte de mi vida.

A mis hermanos: Carmen y Edgar, por ser un ejemplo de vida y mi apoyo en momentos difíciles.

A mis amigos: Reinel Corzo, William Armando Fernández, Oscar Mauricio Pérez, Raúl Leonardo Triana y Alirio Leal, es una bendición de Dios contar con su hermandad, lealtad y apoyo. Siempre estarán presentes en mi mente y mi corazón.

A mi tío Alfonso por quien siento un enorme respeto, admiración y gratitud.

A mi tío Rodrigo por su incondicional apoyo.

Ricardo Dorado Domínguez

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradecimiento a:

A los Ingenieros William Navarro y Raúl Triana, por aportar sus conocimientos, apoyo, orientación y disposición en la dirección de este trabajo.

A los Ingenieros: Reinel Corzo, Publio A. Sandoval, Manuel Jaimes, Germán Castillo, Yair Quintero, Julián Forero, William Fernández, Liliana Jaramillo, Elberth Pinto y Raúl Serrano por su inmensa colaboración en el desarrollo y culminación de este proyecto.

A los Expertos Internacionales: John Veil, Jon Elphick, Zara Khatib, Jeff Knight y Camillo Machnich, por aportar información sobre sus experiencias y conocimientos e información relacionada con este trabajo.

Al Ingeniero Oscar Vanegas por proporcionar información y asesoramiento en la parte económica de este trabajo.

A la Superintendencia de Operaciones del Huila y Tolima por la colaboración prestada, al facilitar la información oportunamente.

Al ICP-Ecopetrol S.A. por darnos la oportunidad de mostrarnos a la industria.

Para todos y cada una de las personas que estuvieron involucradas de una u otra manera en el desarrollo de este proyecto.

GLOSARIO

°API: escala desarrollada por el API para la medición de la densidad relativa del petróleo, se expresa en grados.

API: del inglés American Petroleum Institute.

BOMBA DE INYECCIÓN: en un sistema DOWS, es la bomba que provee la presión necesaria para reinyectar el agua separada en fondo de pozo.

BOMBA DE PRODUCCIÓN: en un sistema DOWS, es la bomba que provee la presión necesaria para producir la corriente de aceite deshidratado.

BUBBLE TUBES: delgadas líneas de prueba para el muestreo de fluidos empleadas en sistemas DOWS. Se conocen también como Samplig Tubes.

BYPASS TUBES: tubos que comunican la descarga de aceite del hidrociclón instalado en fondo de pozo con la bomba de producción. Se conocen también como tubos de transferencia de aceite concentrado.

DOWS: del inglés Downhole Oil/Water Separator. Separador de agua/aceite en fondo de pozo. Se conoce también como DHWS (del inglés Downhole Water Separator).

DRAWDOWN: diferencial de presión que permite el flujo de fluido.

ESP: del inglés Electrical Submersible Pump. Sistema de levantamiento artificial que emplea bombas centrífugas accionadas por motores de fondo. Se conoce también como bombas o bombeo electrosumergible.

ESP – DOWS: sistema DOWS integrado por un separador tipo hidrociclón y una Bomba ESP convencional.

GAS LIFT: sistema de levantamiento artificial por gas.

GAS LIFT – DOWS: tecnología DOWS acoplada a un sistema de levantamiento artificial por gas.

GERENCIAMIENTO DEL AGUA: Programa Integral de seguimiento en la producción de Agua de los campos petroleros.

HIDROCICLÓN: tipo de separador empleado en fondo de pozo para la separación de aceite y agua.

ÍNDICE DE INYECTIVIDAD: relación entre la tasa de inyección y la caída de presión requerida para la operación de inyección.

ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD: relación entre la tasa de flujo y el Drawdown.

MOTOR SHROUD: sección cilíndrica de pared delgada que rodea el motor y la succión de la bomba de inyección. Se conoce también como camisa o envoltura el motor.

OVERFLOW: descarga superior de un hidrociclón instalado en fondo de pozo. Se conoce también como descarga de aceite.

PCP: Del inglés Progressive o Progressing Cavity Pump. Sistema de levantamiento artificial que emplea bombas de desplazamiento positivo de tipo cavidades progresivas.

PCP – DOWS: sistema DOWS integrado por un separador tipo hidrociclón y una bomba PCP convencional.

ROD PUMP: sistema de levantamiento artificial. Se conoce también como bombeo mecánico o bombeo por varillas.

UNDERFLOW: descarga inferior de un hidrociclón instalado en fondo de pozo. Se conoce también como descarga de agua.

VSD: del inglés Variable Speed Drive. Dispositivos instalados en superficie que permiten variar la frecuencia de operación del motor de una bomba electrosumergible.

WORKOVER: operación de intervención en pozo.

CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCIÓN.....	23
1. EL AGUA DE YACIMIENTO.....	25
1.1 CICLO DEL AGUA.....	25
1.2. ORIGENES DEL AGUA.....	28
1.2.1. Agua de Barrido.....	28
1.2.2. Agua Buena.....	28
1.2.3. Agua Mala.....	29
1.3. PROBLEMAS DEL AGUA.....	30
1.3.1 Filtraciones en el Casing, Tuberías de Producción o Empacadores. 31	
1.3.2. Flujo Canalizado Detrás del Casing.....	31
1.3.3. Contacto Agua-Petróleo (CAP) Dinámico.....	32
1.3.4. Capa Inundada sin Flujo Transversal.....	34
1.3.5. Fracturas o Fallas entre Inyector y Productor.....	34
1.3.6. Fracturas o Fallas de una Capa de Agua.....	36
1.3.7. Conificación o formación de cúspide.....	37
1.3.8. Barrido áreal deficiente.....	38
1.3.9. Segregación Gravitacional.....	39
1.3.10. Capa inundada con flujo transversal.....	40
1.4 TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCION EN CAMPOS.....	41
1.4.1. Emulsiones y Tratamiento.....	41
1.4.1.1. Principales parámetros que afectan la estabilidad de las emulsiones.....	42
1.4.1.2. Métodos convencionales de tratamiento de aguas de Producción.....	44
1.4.2. Disposición de aguas residuales.....	46
1.4.2.1 Reinyección de agua producida.....	46
1.4.2.2 Inyección en pozos profundos.....	47
1.4.2.3. Descarga al océano en plataformas marinas.....	47
1.4.2.4. Evaporación.....	47
1.4.2.5. Eliminación en pozos superficiales.....	48

1.4.2.6.	Descarga controlada en aguas frescas.....	48
1.4.2.7.	Eliminación por el anular.....	49
1.4.2.8.	Otras descargas no controladas.	49
2.	AREA DE ESTUDIO	50
2.1.	CAMPO TOLDADO.....	50
2.2.	GENERALIDADES DEL CAMPO.....	50
2.2.1.	Localización	50
2.2.2.	Marco Geológico y Regional del Campo.....	51
2.2.3.	Geología del Petróleo	53
2.2.3.1.	Tipo de Crudo.	53
2.2.3.2.	Roca Generadora.	53
2.2.3.3.	Roca Almacenadora.	53
2.2.3.4.	Contacto Agua Petróleo (CAP)	54
2.2.4.	Historia de Presiones.....	55
2.2.5.	Agua de Formación.....	56
2.3.	METODOLOGÍA DE DIAGNÓSTICO PARA PROCEDENCIA DEL AGUA 56	
2.3.1.	Determinar la Procedencia del Agua Excesiva de Producción.....	57
2.3.1.1.	Gráfico de Recobro.....	58
2.3.1.2.	Gráfico de la Historia de Producción.....	59
2.3.1.3.	Curva de Declinación.....	60
2.3.1.4.	Gráfico de Cierre o Estrangulación.....	61
2.3.1.5.	Curvas de Diagnóstico de Chan.	61
2.3.1.6.	Gráfico de Eventos	63
2.3.1.7.	Información Adicional.....	63
2.3.2	Establecer Soluciones Para Minimizar Efecto de Exceso en la Producción de Agua	64
2.4.	DIAGNÓSTICO DE PROCEDENCIA DEL AGUA EN POZOS ECOPETROL S.A.	65
2.4.1.	Pozo Toldado 3.....	66
2.4.2.	Pozo Toldado 4.....	70
2.4.3.	Pozo Toldado 08D	74
3.	TECNOLOGÍA DE SEPARACION DE AGUA / ACEITE EN FONDO DE POZO.....	79
3.1	METODOLOGÍA DE LA SEPARACIÓN EN FONDO.....	79
3.1.1	Fundamentos.	80
3.1.2	Condiciones para la implementación de la tecnología.....	84
3.1.3	Reseña Histórica.	85

3.1.4 Estado actual de la tecnología.	90
3.1.5 Beneficios de la separación en fondo de pozo.	92
3.1.5.1 Beneficios a nivel de yacimiento	92
3.1.5.2 Beneficios ambientales	93
3.1.5.3 Beneficios económicos.	94
3.1.5.4 Beneficios a nivel de pozo y líneas de flujo en superficie	99
3.1.6 Limitaciones de la Tecnología.	103
3.1.7. Normatividad legal de la tecnología DOWS.	105
3.1.7.1. Normatividad legal en Colombia.	105
3.1.7.2. Normatividad legal Internacional.....	107
3.2 MÉTODOS DE SEPARACION EN FONDO.....	109
3.2.1 Membranas de separación.	110
3.2.2 Separación Centrífuga.....	111
3.2.3 Separación por gravedad.	111
3.2.3.1 Origen de la separación por gravedad en fondo.	113
3.2.3.2 Problemas encontrados a través de la aplicación del sistema de Separación en Fondo DOWS por gravedad.	114
3.3 SEPARACIÓN POR MEDIO DE HIDROCICLONES DE FONDO.....	115
3.3.1 Gas Lift DOWS.....	119
3.3.2 PCP – DOWS.....	121
3.3.3 Rod Pump – DOWS.	125
3.3.4 ESP – DOWS.	126
3.3.4.1 Requerimientos generales para la instalación del sistema ESP – DOWS.....	129
3.3.4.2 CONFIGURACIONES PUSHTHROUGH Y PULLTHROUGH	134
3.4 INYECCIÓN DE AGUA DOWNHOLE Y UPHOLE	138
3.5 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO	142
3.5 CASOS HISTORICOS DEL SISTEMA DOWS.	145
3.5.1. RESUMEN DE PROBLEMAS ENCONTRADOS EN LOS SISTEMAS DOWS.	156
3.5.2. RESUMEN DE PRÁCTICAS RECOMENDAS PARA IMPLEMENTAR EN LOS SISTEMAS DOWS.	157
4. EVALUACIÓN TECNICA	158
4.1 PRIMER FILTRO DE SELECCIÓN	158
4.1.1. Pozos con corte de agua Mayor al 70%.....	159
4.1.2. Profundidad de Instalación de la Herramienta	162
4.1.3. Caudal Máximo de Fluido a la entrada del Hidrociclón y Contenido de Gas.	162

4.1.4.	Fluidos Miscibles y No Emulsionados.....	164
4.1.5	Diámetro de Casing.....	165
4.1.6.	Disposición de Zona Para Inyección.....	166
4.1.7.	Compatibilidad de Fluidos Entre Zona Productora y Zona Inyectora 166	
4.2.	SEGUNDO FILTRO DE SELECCIÓN.....	167
4.3.	COMPONENTES DEL SISTEMA ESP – DOWS.....	167
4.3.1.	Empaque.....	169
4.3.2.	Válvula cheque.....	169
4.3.3.	Medidores de flujo y presión.....	169
4.3.4.	Centralizadores.....	171
4.3.5.	Separador de fondo tipo hidrociclón.....	171
4.3.6.	Bomba de inyección.....	171
4.3.7.	Protectores del motor.....	172
4.3.8.	Motor.....	173
4.3.9.	Bomba de producción.....	174
4.3.10.	Bypass Tubes.....	174
4.3.11.	Camisa o envoltura del motor.....	176
4.3.12	Bubble Tubes.....	176
4.3.13	Controlador de la frecuencia de operación del motor.....	177
4.3.14.	Choque.....	178
4.4.	REQUERIMIENTOS PARA ACONDICIONAMIENTO DEL POZO.....	179
4.4.1.	Bomba Electrosumergible.....	179
4.4.2.	Hidrociclones.....	179
4.4.3.	Índice de Inyectividad.....	179
4.4.4.	Workover.....	179
4.4.4.1.	Equipos y Movilización.....	179
4.4.4.2.	Limpieza o Raspado.....	180
4.4.4.3.	Cañoneos.....	180
4.4.4.4.	Tratamiento Ácido-Orgánico.....	180
4.4.4.5.	Instalación de los componentes ESP-DOWS.....	181
5.	EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	182
5.1.	COSTO POR BARRIL PRODUCIDO EN EL CAMPO TOLDADO.....	182
5.1.1	Costos de levantamiento.....	182
5.1.2.	Costo de Tratamiento.....	184
5.1.3.	Costo de disposición del agua.....	184
5.2	COSTOS Y GASTOS DEL SISTEMA ESP – DOWS.....	184
5.2.1	Inversión inicial.....	184
5.2.2	Costo de operación.....	188

5.2.3. Depreciación.	188
5.2.4. Tasa de descuento.	188
5.2.5. Impuestos.	189
5.2.7. Precio del crudo.	189
5.2.8. Estimulación Acido-Orgánico.	189
5.2.9. Otros Costos Indirectos.....	189
5.3. INDICADORES ECONÓMICOS.....	190
5.3.1 Flujo de Caja	190
5.3.2 Valor Presente Neto.....	193
5.3.3. Tasa interna de Retorno	194
5.3.4 Relación Beneficio – Costo (RBC)	195
6. CONCLUSIONES	198
7. RECOMENDACIONES	200
BIBLIOGRAFÍA.....	201

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
FIGURA 1: ESQUEMA DEL CONTACTO AGUA-PETRÓLEO-GAS.....	25
FIGURA 2: CICLO DEL AGUA.....	26
FIGURA 3: LÍNEAS DE FLUJO DE AGUA ENTRE POZOS INYECTORES- PRODUCTORES.....	29
FIGURA 4: SEPARADOR AGUA-ACEITE EN FONDO TIPO HIDROCICLÓN.	30
FIGURA 5: FILTRACIONES EN EL CASING, TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN O EMPACADORES.....	31
FIGURA 6: FLUJO CANALIZADO DETRÁS DEL CASING.....	32
FIGURA 7: CONTACTO AGUA-PETRÓLEO DINÁMICO.	33
FIGURA 8: CAPA INUNDADA SIN FLUJO TRANSVERSAL.	34
FIGURA 9: FRACTURAS O FALLAS ENTRE PRODUCTOR E INYECTOR ...	35
FIGURA 10: FRACTURAS O FALLAS EN UNA CAPA DE AGUA.....	36
FIGURA 11: CONIFICACIÓN O FORMACIÓN DE CÚSPIDE.....	37
FIGURA 12: BARRIDO ÁREAL DEFICIENTE.....	38
FIGURA 13: CAPA CON SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL.....	39
FIGURA 14: CAPA INUNDADA CON FLUJO TRANSVERSAL.	40
FIGURA 15. MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO TOLDADO.....	51

FIGURA 16: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA EN EL CAMPO TOLDADO.....	52
FIGURA 17. MAPA ESTRUCTURAL DEL TOPE DE LA FORMACIÓN CABALLOS SUPERIOR	55
FIGURA 18. METODOLOGÍA DEL DIAGNÓSTICO DE LA PROCEDENCIA DEL AGUA.....	57
FIGURA 19. EXPERTOS INTERNACIONALES EN EL CONTROL DE AGUA DE PRODUCCIÓN	58
FIGURA 20. GRAFICO DE RECOBRO.....	59
FIGURA 21. GRÁFICO DE LA HISTORIA DE PRODUCCIÓN.	60
FIGURA 22. CURVA DE DECLINACIÓN.	60
FIGURA 23. GRAFICO DE CIERRE O ESTRANGULAMIENTO.....	61
FIGURA 24. GRÁFICO DE CHAN CON ALTO DISPARO DE PRODUCCIÓN DE AGUA.....	62
FIGURA 25. GRÁFICO DE CHAN CON CANALIZACIÓN LA RAP Y SU DERIVADA TIENDEN POSITIVAMENTE.....	62
FIGURA 26. GRÁFICO DE CHAN PARA DIAGNOSTICAR CONIFICACIÓN..	63
FIGURA 27. GRÁFICO DE RECOBRO TOLD-03.	66
FIGURA 28. GRÁFICA HISTORIA DE PRODUCCIÓN TOLD-03	67
FIGURA 29. CURVA DE DECLINACIÓN TOLD-03.....	67
FIGURA 30. GRÁFICO DE EVENTOS.....	68
FIGURA 31. GRÁFICO DIAGNÓSTICO DE CHAN.....	69
FIGURA 32. GRÁFICO DE RECOBRO TOLD-04	70
FIGURA 33. DIAGNÓSTICO DE CHAN TOLD-04	71

FIGURA 34. HISTORIA DE PRODUCCIÓN TOLD-04.....	71
FIGURA 35. CURVA DE DECLINACIÓN TOLD-04.....	72
FIGURA 36. GRÁFICO DE CIERRE TOLD-04.....	72
FIGURA 37. GRAFICO DE EVENTOS TOLD-04	73
FIGURA 38. GRÁFICO DE RECOBRO TOLD-08D.....	75
FIGURA 39. CURVA DE DECLINACIÓN TOLD-08D	75
FIGURA 40. GRÁFICO DE LA HISTORIA DE PRODUCCIÓN TOLD-08D	76
FIGURA 41. GRÁFICO DE CHAN TOLD-08D.....	76
FIGURA 42. GRÁFICO DE EVENTOS TOLD-08D.....	77
FIGURA 43. ESQUEMA BÁSICO DE OPERACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DOWS.....	80
FIGURA 44. ESQUEMA BÁSICO DEL SISTEMA DOWS TIPO HIDROCICLÓN.	82
FIGURA 45. ESQUEMA BÁSICO DEL SISTEMA DOWS TIPO SEPARACIÓN POR GRAVEDAD.	83
FIGURA 46. RESULTADOS DE LA PRUEBA PILOTO DEL SISTEMA DOWS.	87
FIGURA 47. COMPARACIÓN DE CONSUMO DE ENERGÍA O POTENCIA ENTRE SUBSEP Y ESP	97
FIGURA 48. TENDENCIA DE LA PRODUCCIÓN DE ACEITE TRAS LA INSTALACIÓN DE DOWS.....	101
FIGURA 49. COMPARACIÓN ENTRE MÉTODOS CONVENCIONALES DE PRODUCCIÓN Y EL SISTEMA DOWS INSTALADO AL INICIO DE LA VIDA PRODUCTIVA DE UN CAMPO.	102

FIGURA 50. COMPARACIÓN ENTRE MÉTODOS CONVENCIONALES DE PRODUCCIÓN Y EL SISTEMA DOWS INSTALADO AL LÍMITE ECONÓMICO DE UN CAMPO.....	103
FIGURA 51. ESQUEMA BÁSICO DE LA SEPARACIÓN EN FONDO POR GRAVEDAD.....	113
FIGURA 52. CONFIGURACIÓN DE UN SISTEMA DUAL ESP – DOWS TIPO HIDROCICLÓN.....	117
FIGURA 53. ESQUEMA DE LA HERRAMIENTA GL – DOWS.	120
FIGURA 54. ESQUEMA DE LA HERRAMIENTA PCP – DOWS.....	122
FIGURA 55. ESQUEMA DEL SISTEMA DESARENADOR PCP – DOWS.....	124
FIGURA 56. ESQUEMA DE LA HERRAMIENTA Q–SEP–H.....	125
FIGURA 57. CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ESP – DOWS.....	128
FIGURA 58. ESQUEMA DE LA CONFIGURACIÓN TIPO PUSHTHROUGH.	135
FIGURA 59. ESQUEMA DE LA CONFIGURACIÓN TIPO PULLTHROUGH	137
FIGURA 60. ESQUEMA DE INYECCIÓN UPHOLE EN UN SISTEMA ESP – DOWS.....	140
FIGURA 61. COMPLETAMIENTO ESP – DOWS CON INYECCIÓN DE AGUA UPHOLE.....	141
FIGURA 62. INSTALACIONES DOWS HASTA DIC-2004.	146
FIGURA 63 INSTALACIONES DOWS REPORTADAS HASTA DIC-2004.....	147
FIGURA 64. CASOS HISTÓRICOS DEL 1 A 7. INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN DE AGUA Y ACEITE; ANTES Y DESPUÉS DE IMPLEMENTAR EL SISTEMA DOWS EN LOS POZOS.	148
FIGURA 65 CASOS HISTÓRICOS DEL 8 A 13.	148

FIGURA 66. CASOS HISTÓRICOS DEL 14 AL 20.	149
FIGURA 67. CASOS HISTÓRICOS DEL 21 AL 27.	149
FIGURA 69. CASOS HISTÓRICOS DEL 35 AL 40.	150
FIGURA 70. CASOS HISTÓRICOS DEL 41 AL 49.	151
FIGURA 71. CASOS HISTÓRICOS DEL 50 AL 59.	151
FIGURA 72. PRUEBA SEPARACIÓN DE FASES CRUDO TOLDADO	164
FIGURA 73. SISTEMA ESP – DOWS CON HERRAMIENTA DE MEDICIÓN DE PRESIÓN Y CAUDAL EN FONDO.	170
FIGURA 74. SECCIÓN SELLANTE PROPORCIONADA POR CENTRILIFT PARA UNA BOMBA ESP.....	172
FIGURA 75. MOTOR PROPORCIONADO POR CENTRILIFT PARA UNA BOMBA ESP CONVENCIONAL.	174
FIGURA 76. SISTEMA ESP – DOWS CON CONTROLADOR DE FRECUENCIA DE OPERACIÓN DEL MOTOR (VSD).	177
FIGURA 77. FLUJO DE CAJA COMPRA	190
FIGURA 78. FLUJO DE CAJA SERVICIO.....	191
FIGURA 79. FLUJO DE CAJA ACTUAL.....	191

LISTA DE TABLAS

	Pag.
TABLA 1. COSTOS EN EL CICLO DEL AGUA.	27
TABLA 2. EQUIPOS DE TRATAMIENTO EN SUPERFICIE DE AGUAS	45
TABLA 3. DESARROLLO DEL PROYECTO Y PRUEBA PILOTO.	86
TABLA 4. COMPAÑÍAS DESARROLLADORAS DE LA TECNOLOGÍA DOWS A TRAVÉS DEL TIEMPO.....	91
TABLA 5. COMPARACIÓN DE CONSUMO DE ENERGÍA O POTENCIA ENTRE SUBSEP Y ESP.....	96
TABLA 6. CAPACIDAD DE MANEJO DE FLUIDO PARA EL SISTEMA ESP – DOWS.....	118
TABLA 7. CAPACIDAD DE MANEJO DE FLUIDO DE LOS SEPARADORES DE FONDO PARA DIFERENTES SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO.....	118
TABLA 8. CAPACIDAD DE MANEJO DE FLUIDO PARA EL SISTEMA GL- DOWS.....	119
TABLA 9. CONDICIONES NECESARIAS PARA LA INSTALACIÓN DEL SISTEMA GL-DOWS.....	121
TABLA 10. REQUERIMIENTOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ESP – DOWS.....	130
TABLA 11. REQUERIMIENTOS ADICIONALES DEL SISTEMA ESP – DOWS.	131
TABLA 12. REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA ESP – DOWS.	132

TABLA 13. RENDIMIENTO POR GEOLOGÍA DE PRUEBAS REALIZADAS A DIFERENTE TIPO DE FORMACIONE.	144
TABLA 14. RIESGO DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DOWS SEGÚN LA LITOLOGÍA DE LAS ZONAS DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN.	145
TABLA 15. TAMAÑO DE CASING USADOS	147
TABLA 16. CORTE DE AGUA EN LOS POZOS.	159
TABLA 17. CAUDAL DIARIO DE FLUIDOS DE LOS POZOS.	162
TABLA 18. DIÁMETRO DE CASING EN LOS POZOS.	165
TABLA 19. DIÁMETROS EXTERNO E INTERNO DE LOS BYPASS TUBES.	175
TABLA 20. COSTOS DE LEVANTAMIENTO	183
TABLA 21. INSTALACIÓN DEL SISTEMA ESP-DOWS	185
TABLA 22: COSTOS DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO.	186
TABLA 23. INVERSIÓN SERVICIO ALQUILER DEL SISTEMA ESP-DOWS CON HIDROCICLÓN	187
TABLA 24. OTROS COSTOS INDIRECTOS	189
TABLA 25. VALOR PRESENTE NETO PARA LOS DISTINTOS ESCENARIOS	194
TABLA 26. TASA INTERNA DE RETORNO	195
TABLA 27. RELACIÓN COSTO BENEFICIO EN DISTINTOS ESCENARIOS.	196

ANEXOS

ANEXO A. E-MAIL DEL MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE SOBRE LA NORMATIVIDAD AMBIENTAL DE AGUAS DE INYECCIÓN.	206
ANEXO B. CASOS HISTÓRICOS DEL SISTEMA ESP-DOWS.	208
ANEXO C: FLUJO DE CAJA	222

RESUMEN

TITULO: 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.¹

**AUTORES: RICARDO DORADO DOMÍNGUEZ
ALIRIO LEAL HERNÁNDEZ²**

PALABRAS CLAVE: Gerenciamiento del agua, Metodología de Diagnóstico, Separación agua/aceite en fondo de pozo, Evaluación Técnica, Evaluación Económica.

Los Costos de un ciclo del agua, generan salida de dinero muy significativo, por esto, las empresas a nivel mundial 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 propia, que es vital en el desarrollo de este trabajo.

Finalmente en busca de soluciones a la problemática excesiva de agua de producción, surge una alternativa tecnológica, a pesar de no ser desarrollada desde el año 1999, las necesidades de la industria por la parte ambiental, han reactivado el interés de la separación agua en fondo de pozo, la cual separa los fluidos en la cara del pozo por medio de hidrociclones combinados con bomba electrosumergible, y el agua separada es reinyectada inmediatamente en una formación identificada como “disposal”.

La implementación de la herramienta para un campo de Ecopetrol S.A. exige un estudio de viabilidad técnica y económica, y se muestra en los capítulos finales de este trabajo.

¹ Trabajo de Grado

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Director Ing. William Navarro García. Co-Director Ing. Raul L. Triana Alonso

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND ECONOMIC ASSESSMENT PROCESS DOWNHOLE OIL / WATER SEPARATION ELECTROSUMERGIBLE PUMPING (ESP-DOWS) IN A FIELD OF ECOPETROL S.A.³

**Authors: RICARDO DORADO DOMÍNGUEZ
ALIRIO LEAL HERNÁNDEZ⁴**

KEY WORDS: Water Management, diagnostic Methodology, Downhole Oil Water Separation, Technical Assessment, Economic Assessment.

The Costs of a water cycle, generating very significant cash out, therefore, global companies look for strategies to mitigate the excessive water production. As the basis of this work, there is a methodology to help identify the problem of producing "bad water" or unwanted, with information available from the well and propose immediate solutions. This methodology takes the recommendations of international experts on the issue of problem identification, and also brings other points of analysis results for its own methodology, which is vital in developing this work.

Finally, looking solutions to the problem of excessive water production, an alternative technology emerges, despite not being developed since 1999, the industry needs for the environmental part, have revived interest in water separation fund pit which separates the fluids in the face of the well by means of hydrocyclones in combination with pumping electrosumergible, and the separated water is reinjected into a formation immediately identified as disposal.

The implementation of the tool to a field of Ecopetrol S.A. requires a study of technical and economic feasibility, and is shown in the final chapters of this work.

³ Undergraduate Project.

⁴ Physiochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School.
Director Ing. William Navarro García. Co-Director Ing. Raul L. Triana Alonso

INTRODUCCIÓN.

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 proviene de un acuífero o de pozos inyectores, 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 en ECOPETROL S.A. las 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 del 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 (BaSO_4 y CaCO_3 , conocidas como scale).

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 (reinyección o vertimiento en superficie), ocasionando en algunos casos, la suspensión o abandono de la operación, a pesar de que volúmenes significativos de aceite 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, la evaluación de técnicas de inyección o de barrido, 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.

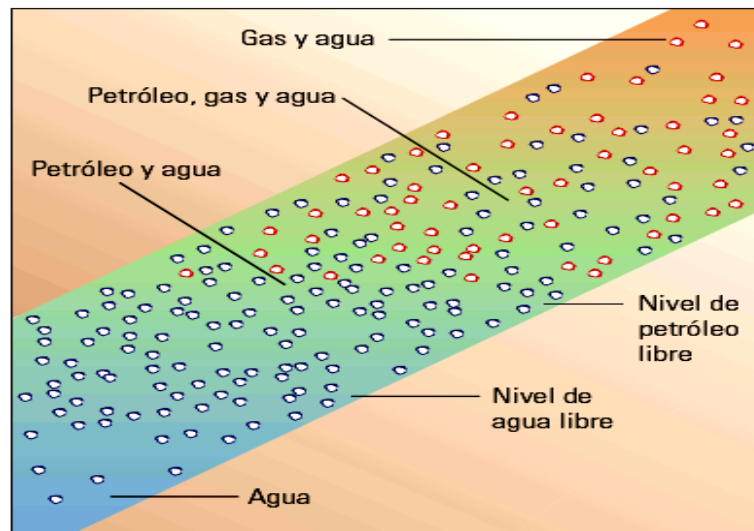
El campo Toldado, ubicado en el departamento del Tolima y perteneciente a la Cuenca Valle Superior del Magdalena, es operado directamente por la empresa ECOPETROL S.A. La producción de petróleo en los pozos del campo viene acompañada de grandes volúmenes de agua, lo que implica altos costos de operación para la compañía. Por medio este trabajo, apoyado en El Programa de Gerenciamiento del Agua de ICP-Ecopetrol, se estudia la factibilidad técnica y económica para la implementación de una alternativa tecnológica, como solución a la excesiva producción de agua en el campo Toldado.

1. EL AGUA DE YACIMIENTO

1.1 CICLO DEL AGUA

El agua afecta todas las etapas de la vida del campo petrolero desde la exploración, el contacto agua-petróleo CAP es un factor importante para determinar el petróleo en sitio (ver Figura 1), hasta el abandono del campo pasando por el desarrollo y la producción del mismo (ver Figura 1), cuando se extrae petróleo de un yacimiento, tarde o temprano el agua proviene de un acuífero subyacente o de los pozos inyectores se mezcla y es producida junto con el petróleo.

Figura 1: Esquema del Contacto Agua-Petróleo-Gas

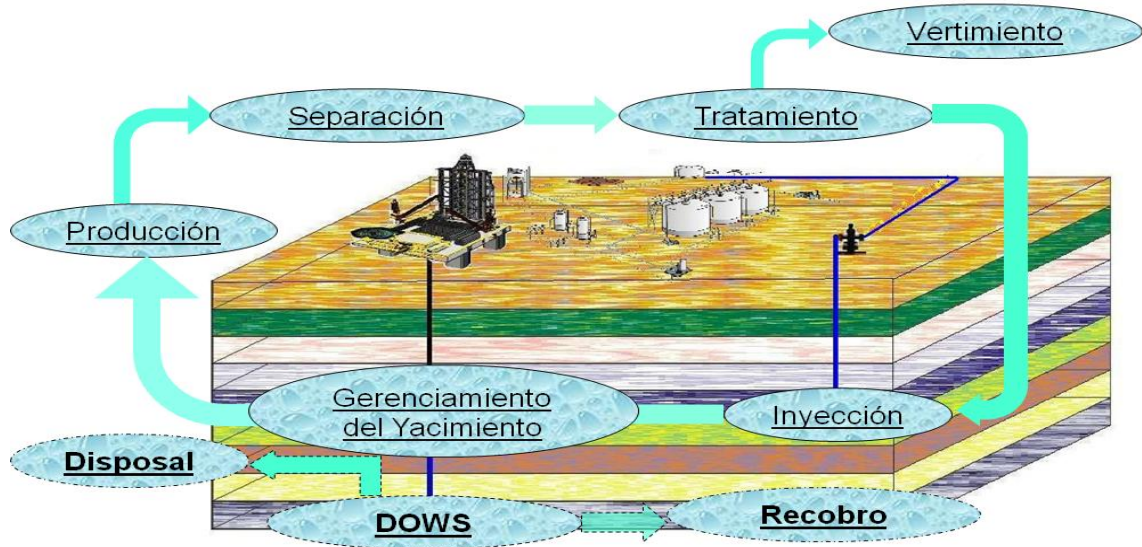


Fuente: Water Control. Oil Field Review. Summer 2000

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 presión recibe el nombre de ciclo de agua (Ver Figura 2).

Los productores buscan formas económicas para mejorar la eficiencia de producción y los servicios de control de agua resultan ser uno de los métodos más rápidos y menos costosos para reducir los costos operativos y aumentar la producción de hidrocarburos en forma simultánea.

Figura 2: Ciclo del Agua.



Fuente. Los Autores

El aspecto económico de la producción de agua a lo largo del ciclo del agua depende de una variedad de factores como la tasa de flujo total, las tasas de producción, las propiedades del fluido, como la densidad del petróleo y la salinidad del agua y, por último, el método final de desecho del agua producida.

Los costos operativos, que comprenden las tareas de levantamiento, separación, filtrado, bombeo y reinyección, se suman a los costos totales (ver tabla 1).

Por otra parte, 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 U\$ 1.5 por barril cuando se transporta en camiones en tierra firme. Si bien el ahorro potencial derivado del control del agua es importante en sí mismo, tiene más valor el potencial aumento de la producción y de la recuperación del crudo.

El manejo del ciclo de producción de agua, la separación de la misma en el fondo o en la superficie y su eliminación, comprenden una variedad de servicios de campo, que incluye la adquisición de datos y el diagnóstico con sensores de fondo; el perfil de producción y el análisis del agua para detectar problemas de agua; la simulación de yacimientos para caracterizar el flujo y diversas tecnologías para eliminar los problemas del agua, tales como: Separación e inyección en el fondo, cegado químico y mecánico, y separación del agua e instalación de producción en superficie.

Tabla 1. Costos en el Ciclo del Agua.

PROCESAMIENTO EN SUPERFICIE	
Separación de agua libre	0,0025 kw/bbl
Levantamiento	1,92 kw/bbl
Inyección	1,2 kw/bbl
<i>Costo</i>	<i>U\$ 0,028 por kw-hr</i>
POZOS PRODUCTORES	
Un pozo de 7000 ft	U\$ 1.000.000.00 Perforar y Completar
Recompletamiento	U\$ 300.000.00 Por Completamiento
Total 1 pozo	U\$ 1.600.000.00 Tres Completamientos
Costo por agua	U\$ 400.000.00
Producción total	1.000.000 bbl @ 90% Corte de Agua
Agua total	9.000.000 bbl @ 90% Corte de Agua
<i>Costo de levantamiento del agua</i>	<i>0.04 U\$/bbl</i>
POZOS INYECTORES	
Un Pozo de 7000 ft	U\$ 600.000.00 Perforar y Completar
Recompletamiento	U\$ 200.000.00 Por Completamiento
Total 1 Pozo	U\$ 1.000.000.00 Tres Completamientos
Total Inyectado	32.850.000.00 Tres Completaciones
<i>Costo de Inyección de Agua</i>	<i>0.03 U\$/bbl</i>

Fuente: Water Management. Oil Field Review. Summer 2000

La Tabla 1 muestra el costo estimado del manejo del agua por barril, que incluye inversiones de capital y gastos operativos, consumos y productos químicos, en las distintas etapas de levantamiento, separación, eliminación de restos de crudo, filtrado, bombeo e inyección para niveles de producción de fluidos entre 20.000 y 200.000 barriles por día.

1.2. ORIGENES DEL AGUA

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

1.2.1. Agua de Barrido.

Proviene de un pozo inyector o de una acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo del yacimiento. El manejo de este tipo de agua es una parte fundamental del manejo del yacimiento y puede constituir un factor determinante en la productividad de los pozos y de las reservas finales.

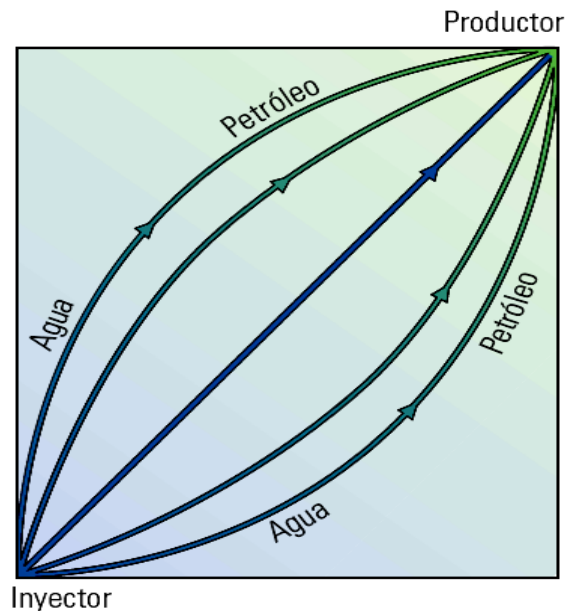
1.2.2. Agua Buena.

Es el agua producida dentro del hueco a una tasa inferior al límite económico de la relación agua-petróleo (RAP). 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.

Otra forma de producción de agua aceptable proviene de las líneas de flujo convergentes dentro del hueco. Por ejemplo, en un cuadrante de un esquema de cinco puntos, un inyector alimenta un productor. El flujo del inyector se puede caracterizar como una serie infinita de líneas de flujo; la más corta es una línea recta entre el inyector y el productor.

La invasión de agua ocurre en un primer momento en la línea de flujo más corta, mientras el petróleo todavía se produce de la línea de flujo más lento. Esta agua se debe considerar aceptable, pues no es posible cegar determinadas líneas de flujo mientras se permite la producción de otras.

Figura 3: Líneas de Flujo de agua entre pozos inyector-productores.



Fuente. Water Control. Oil Field Review. Summer 2000

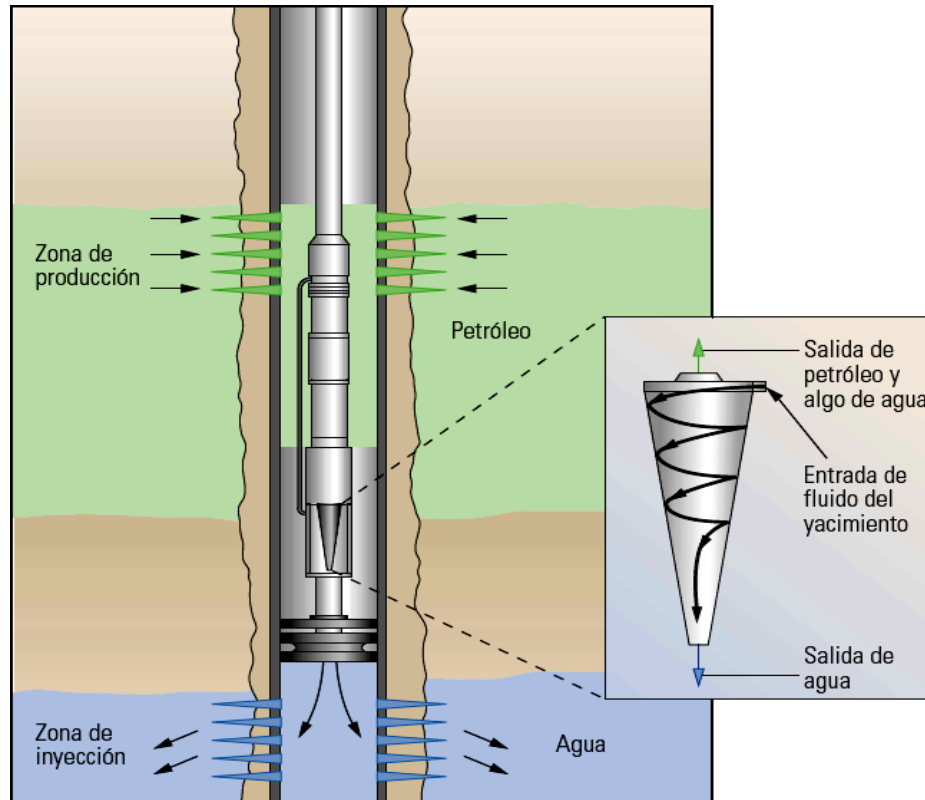
Se sabe que el agua buena, por definición, produce petróleo junto con ella, se debería tratar de maximizar su producción. Para reducir los costos implícitos, el agua debería eliminarse tan pronto como fuese posible; en forma ideal mediante un separador en fondo (Ver Figura 4). Estos dispositivos, junto con las bombas Electrosumergible, permiten separar hasta el 50% del agua e inyectarla en el fondo, con lo cual se evitan los costos del levantamiento y la separación del agua en la superficie.

1.2.3. Agua Mala.

El agua 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. En los pozos

individuales, el origen de la mayor parte de los problemas del agua mala se puede clasificar dentro de 10 tipos básicos de los cuales pueden existir combinaciones.

Figura 4: Separador agua-aceite en Fondo tipo Hidrociclón.



Fuente. Water Control. Oil Field Review. Summer 2000

1.3. PROBLEMAS DEL AGUA

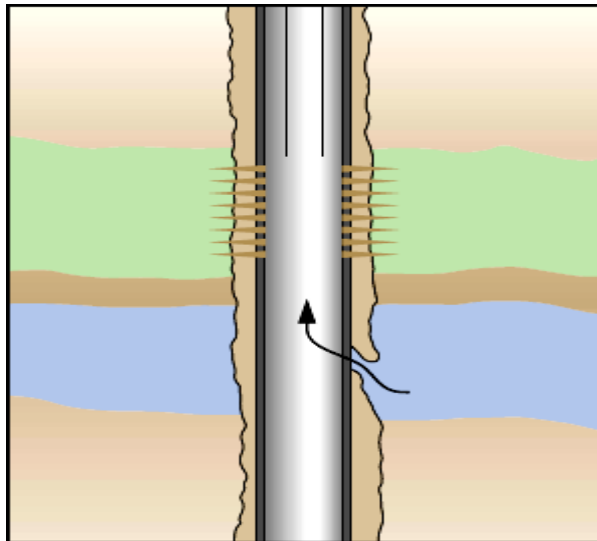
Los 10 tipos básicos de problemas comprenden desde los más fáciles de resolver hasta los más difíciles. Los registros básicos de producción, tales como la densidad del fluido, la temperatura y el flujo pueden resultar suficientes para diagnosticar estos problemas. En los pozos de mayor complejidad, puede ser necesario contar con registro de flujo de agua (WFL) o perfil multifásico de fluidos, como el registro de fracción volumétrica (holdup) de cada una de las tres fases (TPHL).

1.3.1 Filtraciones en el Casing, Tuberías de Producción o Empacadores.

Las filtraciones a través del Casing, la tubería de producción o los empacadores permiten que el agua proveniente de zonas que no produce hidrocarburos ingrese en la columna de producción (Ver Figura 5). La detención del problema y la aplicación de la solución correspondiente dependen fundamentalmente de la configuración del pozo.

Las herramientas con sondas eléctricas, como la herramienta FloView, puede identificar pequeñas cantidades de agua en el flujo de producción. Las soluciones habituales incluye 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 problemas es conveniente aplicar la técnica de cegado del agua dentro del Casing, que es de bajo costo.

Figura 5: Filtraciones en el Casing, Tuberías de Producción o Empacadores



Fuente: Water Management: Diagnosis and Solutions. Jon Elphick.

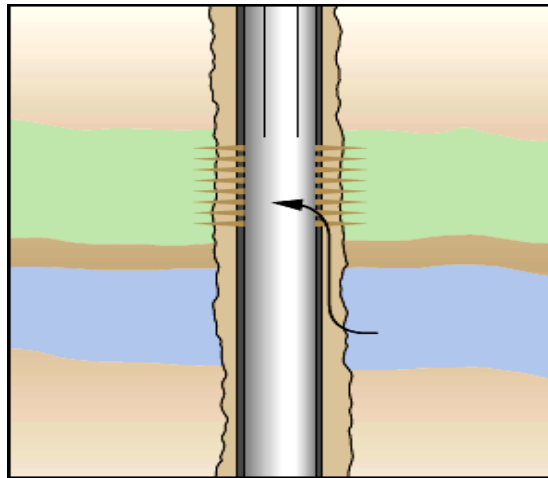
1.3.2. Flujo Canalizado Detrás del Casing

La existencia de fallas en la cementación primaria puede provocar la conexión de zonas acuíferas con zonas de hidrocarburos. (Ver Figura 6). Estos canales permiten que el agua fluya por detrás del Casing e invada el espacio anular.

Una causa secundaria puede ser la creación de un “vacío” detrás del Casing cuando se produce arena. Este flujo de agua se puede detectar mediante los registros de temperatura o los registros WFL basadas en la activación del oxígeno.

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 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.

Figura 6: Flujo Canalizado Detrás del Casing.



Fuente: Water Management: Diagnosis and Solutions, Jon Elphick

1.3.3. Contacto Agua-Petróleo (CAP) Dinámico

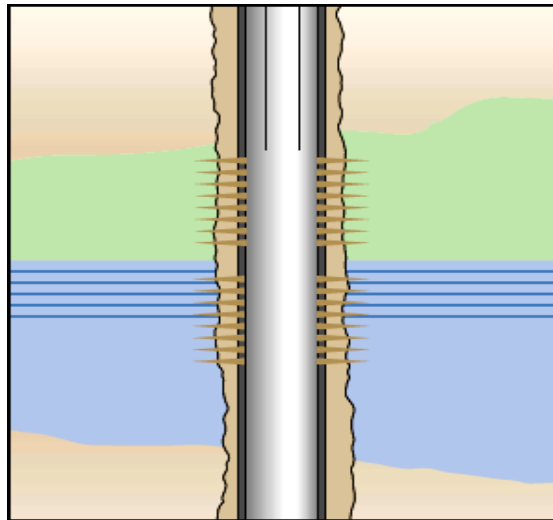
Si un contacto agua-petróleo uniforme asciende hacia una zona abierta de un pozo durante la producción normal por empuje de agua, puede existir producción de agua indeseada (Ver Figura 7).

Esto ocurre en aquellos donde existe una permeabilidad vertical muy baja dada que el área de flujo es extensa y que el contacto asciende lentamente, puede incluso ocurrir en casos en que las permeabilidades verticales intrínsecas son sumamente bajas (menor a 0,01 md). En los pozos con mayor permeabilidad vertical ($K_v > 0,01 K_h$), es más probable encontrar conificación de agua u otros

problemas; si la tendencia a la conificación es baja el cegado cerca al hueco resulta efectivo.

El diagnóstico no se puede realizar únicamente sobre la base de la invasión de agua identificada en el fondo del pozo, ya que otros problemas pueden provocar este mismo fenómeno. En un pozo vertical, este problema se puede resolver fácilmente por abandono del pozo desde el fondo utilizando algún sistema mecánico, como tapón de cemento o un tapón colocado por medio de un cable de acero.

Figura 7: Contacto agua-petróleo dinámico.



Fuente: Water Management: Diagnosis and Solutions. Jon Elphick.

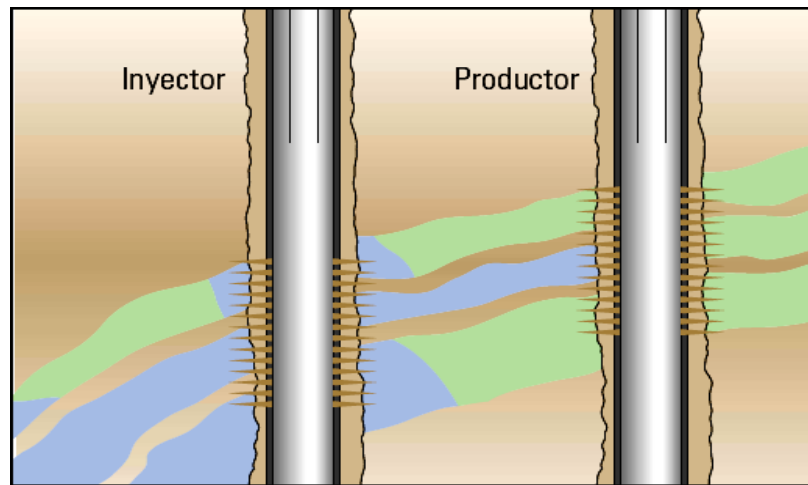
Si el CAP se desplaza muy por encima de la parte superior del tapón, será necesario realizar un segundo tratamiento. En los pozos verticales este problema es el primero que supera los límites del ambiente local del hueco dentro de este sistema de clasificación.

En los pozos horizontales, cualquier solución que se aplique en las cercanías del hueco se debe extender bastante en todas las direcciones con respecto al intervalo productor de agua para impedir que el flujo de agua horizontal supere los límites del tratamiento y retardar la consiguiente invasión de agua. Como alternativa se puede considerar una desviación de la trayectoria una vez que el agua resulte intolerable desde el punto de vista económico.

1.3.4. Capa Inundada sin Flujo Transversal

Un problema habitual en la producción proveniente de capas múltiples se presenta cuando una zona de alta permeabilidad rodeada por una barrera de flujo está inundada. (Ver Figura 8). En este caso, la fuente de agua puede ser un acuífero activo o un pozo inyector de agua. Por lo general, la capa inundada presenta el nivel de permeabilidad más elevado. Al no existir flujo transversal en el yacimiento, este problema se resuelve fácilmente mediante la aplicación de fluidos de cegados rígido o de un cegado mecánico, ya sea en el inyector o productor. La decisión de colocar un fluido cegado depende si se conoce el intervalo inundado.

Figura 8: Capa inundada sin flujo transversal.



Fuente: Water Management: Diagnosis and Solutions. Jon Elphick.

Los pozos horizontales completados en una sola capa no son propensos a este tipo de problema. Los problemas de agua sumamente inclinados completados en capas múltiples se pueden tratar de la misma forma que los pozos verticales.

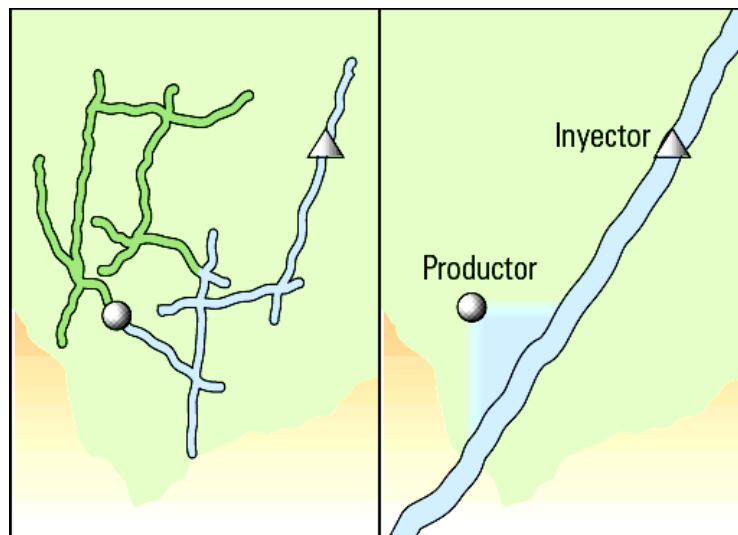
1.3.5. Fracturas o Fallas entre Inyector y Productor

En las formaciones naturalmente fracturadas bajo recuperación secundaria por inyección de agua, el agua inyectada puede invadir rápidamente los pozos productores (Ver Figura 9). Este fenómeno se produce en forma habitual cuando el sistema de fracturas es extenso o se encuentra fisurado y se puede

confirmar mediante el uso de trazadores radioactivos y pruebas de presión transitoria.

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 la fracturas en forma selectiva, la mejor solución consistente en cegar la producción de agua.

Figura 9: Fracturas o fallas entre productor e inyector



Fuente: Water Management: Diagnosis and Solutions. Jon Elphick.

Los pozos que presentan fracturas o fallas severas a menudo sufren una considerable pérdida de fluidos de perforación. Si se espera encontrar una falla conductora y fracturas asociadas con las mismas durante la perforación, conviene bombear un gel dentro del pozo para resolver al mismo tiempo el problema de la perforación y los problemas consiguientes de la producción de agua y barrido deficiente, en particular en las formaciones cuya matriz tiene poca permeabilidad.

En los pozos horizontales puede existir el mismo problema cuando el pozo intercepta una o más fallas conductoras o que tiene fracturas conductoras asociadas.

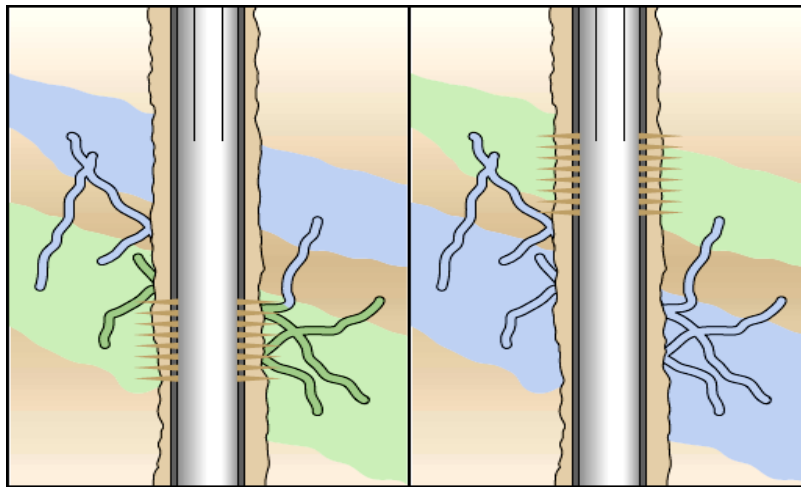
1.3.6. Fracturas o Fallas de una Capa de Agua

El agua puede provenir de fracturas que interceptar una zona de agua más profunda (Ver Figura 10). Estas fracturas pueden ser tratadas con un gel; lo cual resulta efectivo en los casos en que las fracturas no contribuyen a la producción de petróleo.

Los volúmenes de tratamiento deben ser grandes para cegar estas fracturas a una distancia considerable del pozo. Sin embargo, en el diseño se presentan tres dificultades: El primero, es el de determinar el volumen del tratamiento porque no se conoce el volumen de la fractura; El segundo es que el tratamiento puede cegar las fracturas productoras de petróleo, conviene efectuar un tratamiento con sobre-desplazamiento para mantener la productividad cerca del hueco; y El tercero si se utiliza un fluido gelificado éste deberá ser capaz de resistir el flujo de retorno posterior al tratamiento. En los casos de fracturas localizadas, convendrá cegarlas cerca del hueco, sobre todo si el pozo se encuentra revestido y cementado.

En forma similar, cuando las fracturas hidráulicas penetran una capa de agua se produce un deterioro de la producción. Sin embargo, en esos casos por lo general se conoce mejor el problema y el medio circundante y resulta más fácil aplicar las soluciones adecuadas, como por ejemplo, los fluidos gelificados de cegado.

Figura 10: Fracturas o Fallas en una capa de agua.



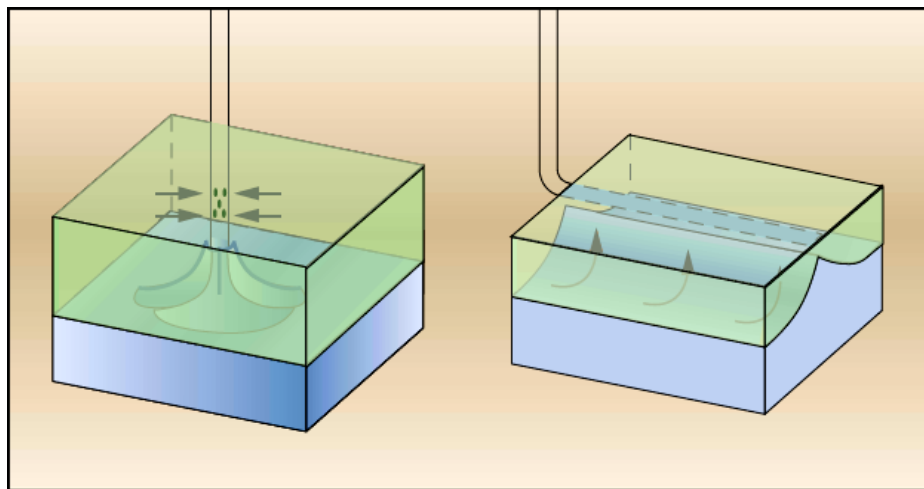
Fuente: Water Management: Diagnosis and Solutions. Jon Elphick.

1.3.7. Conificación o formación de cúspide

(*Cusping*) En un pozo vertical se produce conificación cuando existe un CAP cerca de los cañoneos en una formación cuya permeabilidad vertical es relativamente elevada (Ver Figura 11). La tasa crítica de conificación, que es la tasa máxima a la cual se puede producir petróleo sin producir agua por conificación, a menudo es demasiado baja para que resulte económica. 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. Por ejemplo, para duplicar la tasa crítica de conificación, se necesita un radio gelificado *efectivo* de por lo menos 15 m (50 pies).

Sin embargo, resulta difícil colocar un gel en forma económica tan adentro de la formación. Cuando se realizan tratamientos de menor volumen, por lo general, se produce una rápida re-invasión del agua a menos que, por casualidad, el gel se conecte con láminas de lutitas. En lugar de colocar un gel, una alternativa conveniente consiste en perforar uno o más huecos laterales de drenaje cerca del tope de la formación para aprovechar la mayor distancia con respecto al CAP y la disminución de la caída de presión, que reducen el efecto de conificación. En los pozos horizontales, este problema se puede asociar con la formación de una duna (duning) o de una cúspide. En dichos pozos, puede ser posible al menos retardar la formación de la cúspide con una operación de cegado cerca del hueco que se extienda lo suficiente hacia arriba y hacia abajo, como en el caso de un CAP ascendente.

Figura 11: Conificación o formación de cúspide.



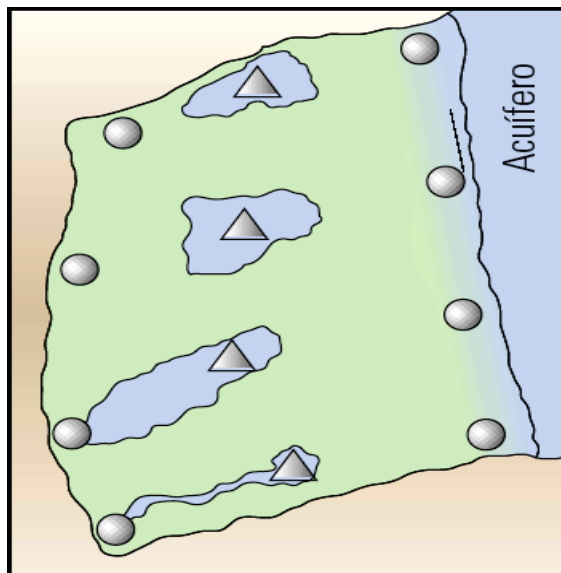
Fuente: Water Management: Diagnosis and Solutions. Jon Elphick.

1.3.8. Barrido áreal 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 áreal deficiente (ver figura 12). Por lo general, la anisotropía áreal 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, lo que normalmente resulta poco económico.

En este tipo de situaciones, con frecuencia se logra mejorar la recuperación mediante la perforación de pozos de relleno, si bien los tramos laterales de drenaje se pueden utilizar para llegar al petróleo no barrido en forma más económica. Los pozos horizontales pueden atravesar zonas con diferentes valores de permeabilidad y presión dentro de la misma capa, lo cual provoca un barrido áreal deficiente. También puede suceder que el agua invada sólo una parte del pozo simplemente debido a su proximidad horizontal a la fuente de agua. En cualquiera de los dos casos, es posible controlar el agua por medio del cegado en las cercanías del hueco y con una extensión vertical lo suficientemente amplia respecto del agua.

Figura 12: Barrido áreal deficiente.



Fuente: Water Management: Diagnosis and Solutions, Jon Elphick

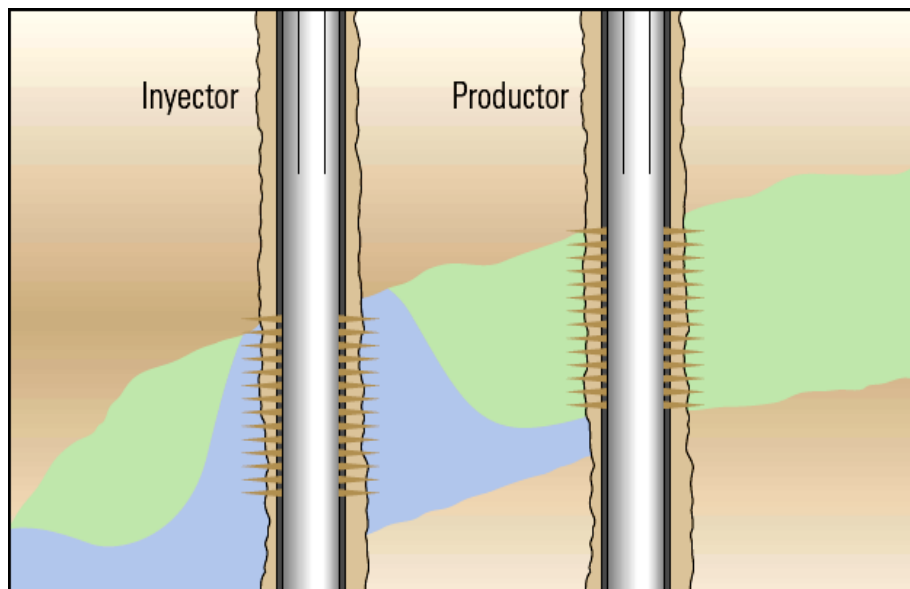
1.3.9. Segregación Gravitacional

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 (Ver figura 13).

El agua, ya sea que provenga de un acuífero o de un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua, se escurre hacia abajo en la formación permeable y barre sólo la parte inferior del yacimiento. Cuando existe una relación de movilidad petróleo-agua desfavorable el problema puede agravarse, incluso más en las formaciones con texturas sedimentarias que se vuelven más finas hacia arriba, dado que los efectos viscosos junto con la segregación gravitacional fomentan el flujo en la base de la formación.

Cualquier tratamiento realizado en el inyector con el fin de cegar los disparos inferiores tendrá sólo un efecto marginal en el barrido de un mayor volumen de petróleo antes de que la segregación gravitacional vuelva a ser dominante. En el pozo productor existe conificación local y, como ocurrió en el caso de conificación descrito anteriormente, 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.

Figura 13: Capa con segregación gravitacional



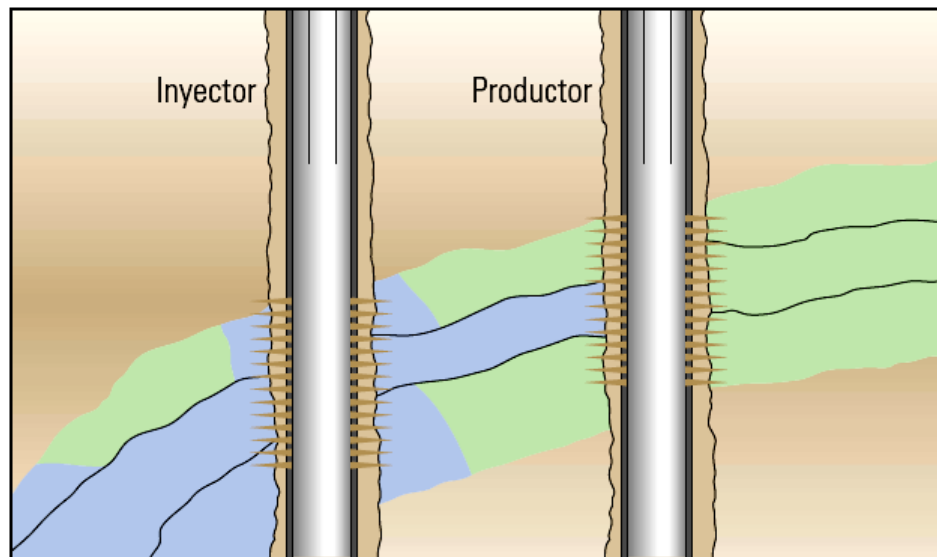
Fuente: Water Management: Diagnosis and Solutions. Jon Elphick.

1.3.10. 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 (ver figura 14). El problema de la producción de agua a través de una capa sumamente permeable con flujo transversal es similar al de una capa inundada sin flujo transversal, pero se diferencia de éste en el hecho de que no existe una barrera para detener el flujo en el yacimiento. En estos casos, los intentos realizados para modificar los perfiles de producción o de inyección cerca del hueco están condenados al fracaso debido a la existencia de flujo transversal lejos del hueco.

Es fundamental poder determinar si existe flujo transversal en el yacimiento, puesto que ésta es la única diferencia entre los dos problemas. Cuando no existe flujo transversal, el problema se puede solucionar fácilmente, mientras que cuando existe flujo transversal es menos probable encontrar un tratamiento exitoso. Sin embargo, en casos aislados, 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. Aún bajo estas condiciones óptimas, antes de iniciar el tratamiento es necesario realizar una cuidadosa operación de ingeniería. En muchos casos, la solución consiste en perforar uno o más tramos laterales de drenaje para alcanzar las capas no drenadas.

Figura 14: Capa inundada con flujo transversal.



Fuente: Water Management: Diagnosis and Solutions, Jon Elphick

1.4 TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCION EN CAMPOS

El proceso de tratamiento de aguas de producción se inicia con el rompimiento de las emulsiones que se han formado en el recorrido del fluido desde la cara del pozo hasta superficie; posteriormente se trata el agua que se ha obtenido del paso anterior con el objetivo de eliminar al máximo la cantidad de ella que se va a desechar y por último se dispone de ella para verterla al mar o a los ríos, inyectarla en acuíferos subterráneos o para ser evaporada.

1.4.1. Emulsiones y Tratamiento

Una emulsión es un sistema que está constituido por dos fases inmiscibles y un emulsificante que al estar presente en un medio con suficiente agitación provoca la dispersión de una fase en otra. En la producción de petróleo se obtienen emulsiones debido a que el agua y el aceite son fluidos naturalmente inmiscibles. Los agentes emulsificante pueden ser pequeñas partículas de sólidos, parafinas, asfáltenos, etc., mientras que la agitación de la mezcla de fluidos se experimenta en las perforaciones, en la tubería de producción y a través de la válvula de contrapresión en superficie.

Una emulsión se denomina fase dispersa al líquido que se encuentra formando gotas o glóbulos y la fase continua al líquido en el cual se encuentran suspendidas las gotas. Las emulsiones pertenecen al grupo de las dispersiones coloidales y se distinguen por tener las gotas de un líquido cuyo tamaño generalmente se encuentra entre 1 y 1000 micrones de diámetro, razón por la cual las partículas no se asientan fácilmente fuera de la fase continua y difícilmente pueden ser filtradas.

Las emulsiones son generalmente inestables desde el punto de vista termodinámico, si se agrupan las gotas en una sola fase se obtiene un sistema de menor energía libre. Sin embargo, en muchas ocasiones, para romper este sistema de menor energía libre se debe superar una barrera energética lo suficientemente elevada para que sea aprovechable desde el punto de vista práctico.

Las dispersiones de un líquido en otro no se llaman emulsiones a menos que sean suficientemente estables para persistir en un periodo razonable de tiempo. Las emulsiones se dividen en dos grandes grupos dependiendo de la

naturaleza de la fase continua. El primero esta formado por las emulsiones de aceite en agua (O/W), en esta se encuentra el aceite en fase dispersa y el agua como fase continua y al segundo grupo pertenecen las emulsiones de agua en aceite (W/O) que como su nombre lo indica la fase continua es el aceite y la fase dispersa es el agua.

1.4.1.1. Principales parámetros que afectan la estabilidad de las emulsiones.

Al Ingeniero de Petróleos del área de producción le interesa romper las emulsiones y para esto es necesario saber cómo afectan los diferentes parámetros la estabilidad de la emulsión. Existen varios factores que facilitan o dificultan el trabajo de separar las dos fases presentes en una emulsión, pero las más importantes son:

- **Temperatura.** Al tener mayor temperatura en una emulsión aumenta la energía cinética de las partículas lo cual ocasiona una colisión entre ellas permitiéndole a la fase dispersa formar gotas de mayor tamaño que puedan descender por gravedad.
- **Viscosidad del crudo.** es una propiedad que esta muy ligada a la temperatura, como ya se conoce, la viscosidad del aceite es inversamente proporcional a la temperatura. Por esta razón se puede decir que a mayor viscosidad del crudo más estable es la emulsión.
- **Diferencia de densidades de las fases presentes.** Este parámetro es determinante en el tratamiento de de las emulsiones ya que es difícil de controlar debido a su carácter físico. Cuando la diferencia entre las densidades de los fluidos presentes en una emulsión es muy pequeña esta se hace muy estable, mientras que cuando la diferencia de densidades es grande se hace más fácil el proceso de separación de las dos fases presentes.
- **Presencia y concentración de agentes emulsificantes.** Es un factor importante ya que sin la presencia de este componente seria imposible formar una emulsión entre dos fluidos inmiscibles a pesar de tener suficiente agitación. Los agentes emulsificantes tienen un comportamiento activo en su superficie. Algunos elementos en los

emulsificantes tienen afinidad por el aceite y otros elementos son más atraídos por el agua, por lo general los emulsificantes tienden a ser insolubles en una de las dos fases líquidas. Existen muchas formas de que un emulsificante convierta una dispersión en una emulsión. La acción de un emulsificante puede ser vista de varias formas: Primero, Este disminuye la tensión interfacial de las gotas de agua, favoreciendo de este modo la formación de gotas más pequeñas. Al existir gotas más pequeñas dentro del sistema, estas tardan más tiempo en coalescer y formar gotas más grandes que pueden asentarse más rápido que las pequeñas. Segundo, Este forma una capa viscosa que recubre cada gota de la fase dispersa evitando la formación de gotas grandes cuando estas chocan entre sí, lo cual hace lento el proceso. Tercero, Los emulsificantes pueden ser moléculas polares que al alinearse de un modo específico, originan cargas eléctricas semejantes en la superficie de las gotas, creando una fuerza de repulsión entre ellas por lo cual el trabajo de la coalescencia se hace más difícil.

En los crudos se encuentran normalmente materiales que sirven como emulsificantes, estos pueden ser parafinas, resinas, ácidos orgánicos, sales metálicas, sedimentos coloidales, arcillas y asfaltenos (en términos generales materiales que contengan sulfuro, nitrógeno y oxígeno). Los fluidos de perforación y de acondicionamiento de pozo son fuentes de energía de emulsificante.

La cantidad y el tipo de agente emulsificante tienen un efecto inmediato en la estabilidad de la emulsión. La velocidad de migración del emulsificante de la interfase agua/aceite y el comportamiento en términos de resistencia de los lazos de la interfase son factores importantes. Una emulsión tratada poco tiempo después de que la agitación se ha llevado a cabo, puede ser separada de forma más fácil que una emulsión que tiene mucho tiempo de haber sido agitada, ya que al tratar tempranamente las emulsiones se desestabiliza la acción de los agentes emulsificante.

- **Tamaño y distribución de las partículas.** Esta propiedad está regida por la eficiencia del emulsificante y el tipo de agitación experimentada. Cuando en una emulsión las partículas son de gran tamaño tienden a unirse y por lo tanto presenta una disminución en la viscosidad de la emulsión, esto es debido al aumento de la coalescencia de las partículas en la fase dispersa.

- **La tensión interfacial.** Cuando dos líquidos no miscibles se ponen en contacto aparece una interfase. Cuando las fuerzas de atracción que actúan en las moléculas de la interfase de dos líquidos no están balanceadas se origina una tensión interfacial, cuyo valor es de gran importancia en el proceso de separación de emulsiones. Esta tensión es numéricamente igual a la energía libre interfacial. La expansión del área interfacial requiere la adición de energía. De otra parte la interfase tiende a disminuir la superficie a un área mínima, esta es la razón por la cual una gota de un fluido disperso en otro tiene forma esférica porque esta es la forma volumétrica con menor superficie. El rompimiento de una emulsión es un ejemplo de disminución en el área de una interfase líquido - líquido, por lo tanto al disminuir la tensión interfacial se hace más fácil romper la emulsión.

1.4.1.2. Métodos convencionales de tratamiento de aguas de Producción. Son varios los métodos para tratar el agua que se produce en un campo petrolero antes de ser inyectada o desechada, como política de ECOPETROL S.A. para el año 2015 el vertimiento debe ser cero a campos de agua en superficie, estos van desde procesos muy simples hasta otros muy complejos dependiendo de la severidad del problema. En la tabla 2 se puede observar varios métodos usados en el tratamiento de aguas de producción en superficie y los tipos de equipos que emplea cada método.

La función principal de todos estos equipos de superficie es remover las gotas de aceite que se encuentran suspendidas en el agua. En las unidades de separación por gravedad, la diferencia entre densidades lleva al aceite a flotar sobre la superficie del agua. La dispersión de las partículas de aceite en el agua se origina durante el viaje de los fluidos desde la cara del pozo hasta los equipos de superficie, en este trayecto la mezcla de fluidos de producción encuentra distintas restricciones al flujo como perforaciones, válvulas y otros elementos instalados en un pozo que ocasionan este problema. Cuando la energía del sistema es alta, las gotas se dispersan alcanzando tamaños muy pequeños. Cuando la energía es menor, las gotas chocan y van formando otras de mayor tamaño, a este proceso se conoce como coalescencia.

Tabla 2. Equipos de tratamiento en superficie de aguas

Método	Tipo de Equipo	Tamaño mínimo de gota a remover
Separación por gravedad	Tanques y vasijas desnatadoras	100 a 150 Micras
	Separadores API	
	Pilas de desecho	
	Pilas desnatadoras	
Platos coalescedores	Interceptores de platos paralelos	30 a 50 Micras
	Interceptores de platos Corrugados	
	Separadores de flujo transversal	
	Separadores de flujo mixto	
Coalescencia Mejorada	Precipitaciones	10 - 15 Micras
	Filtro/Coalescedor	
	Coalescedores de Flujo libre turbulento	
Flotación de Gas	Gas disuelto	15 - 20 Micras
	Gas disperso	
Separación por gravedad mejorada	Hidrociclones	5 - 15 Micras
	Centrifugas	
Filtración	Multi-Media Membrana	> 1 Micras

Fuente. ARNOLD, Ken. *Surface Production Operations*.

1.4.2. Disposición de aguas residuales

Dependiendo del impacto sobre el medio ambiente se puede clasificar los métodos de disposición de aguas en recomendables, aceptables y no aceptables. Entre los recomendables se encuentran la reinyección del agua producida y la inyección en pozos profundos, los aceptables comprenden métodos tales como la evaporación y eliminación en pozos superficiales y los no aceptables las descargas a cuerpos de agua fresca y océanos, la eliminación por anular y otras. Actualmente en el País en la mayoría de sus campos petroleros se vierten las aguas a ríos y mares después de haber sido tratadas, pero esto no indica que el agua que se dispone es totalmente limpia y apta para el consumo humano. Actualmente, entidades encargadas del medio ambiente, están al tanto de estos métodos no aceptables, y están obligando a implementar programas correctivos y en otros casos altas multas.

1.4.2.1 Reinyección de agua producida. La reinyección de aguas asociados a la producción de petróleo se convirtió en un tópico importante en la industria del petróleo, especialmente en áreas maduras de producción. La producción de agua aumenta considerablemente hasta valores del 98% en corte de agua en algunos casos. Por esta razón se deben diseñar planes detallados y estar preparados para manejar grandes cantidades de agua sin poner en riesgo el medio ambiente.

Los beneficios que se logran al inyectar el agua residual:

- Reducción del volumen de agua a tratar para cumplir con las normas sobre vertimientos.
- Las zonas habilitadas para reinyectar pueden recibir aguas con una calidad menor que la requerida para su eliminación en superficie.

Este proceso se lleva a cabo una vez se ha tratado el agua y por lo general se inyecta en la parte inferior de la zona productora, con el fin de mantener la presión del yacimiento, también es usada en arreglos de pozos inyectoras y productores con el fin de obtener un mejor barrido del estrato del cual se esta extrayendo el aceite. En sitios donde no se dispone de agua fresca para llevar proyectos de recobro adicional es indispensable contar con grandes volúmenes de agua. Los procesos de reinyección son considerados como métodos de disposición de aguas residuales con menor impacto.

Es importante tener en cuenta que no todo yacimiento tolera este procedimiento, ya que se pueden presentar problemas de taponamiento e la

zona receptora lo cual puede ocasionar una perdida total del pozo causando graves daños económicos, por lo tanto es necesario realizar un estudio detallado del proyecto.

1.4.2.2 Inyección en pozos profundos. Consiste en inyectar el agua producida dentro de una zona no productora a una profundidad mayor a 2000 pies. Para su éxito, es necesario prevenir la contaminación de acuíferos potables y otras fuentes superficiales de agua dulce.

Para la realización de este procedimiento se deben cumplir los siguientes requerimientos básicos:

- Que exista un acuífero de agua no potable o estrato permeable capaz de aceptar el agua a inyectar.
- Que las características hidráulicas y estructurales del acuífero no sufran cambios notables como consecuencia de la inyección.
- Que la descarga del agua no impida o afecte el uso, presente o futuro, de las aguas nativas vecinas o superficiales.

1.4.2.3. Descarga al océano en plataformas marinas. Es una actividad que está permitida por la mayoría de entidades reguladoras siendo el principal parámetro de control la cantidad de aceite presente en el agua a depositar.

Normalmente la descarga del agua al océano se realiza en aguas profundas, mayores a 30 metros. Frecuentemente se usa un tanque desnatador abierto por el fondo del océano, donde el aceite es segregado por gravedad para posteriormente ser desnatado y tratado, mientras que el agua es liberada al océano por la parte inferior.

1.4.2.4. Evaporación. Es un método usado en zonas áridas donde la tasa evapora-transpiración exceden notablemente a las de precipitación, y donde los vientos persistentes ayudan al proceso de secamiento. También el volumen de agua debe ser muy bajo, de lo contrario el método sería anti funcional.

Consiste en ubicar las aguas a desechar en piscinas extensas y poco profundas que le permitan evaporarse. Una vez el agua es evaporada las sales disueltas y los sólidos permanecen en el fondo de la piscina, estos sólidos deben ser

depositados en forma segura, por lo general se hace en contenedores impermeables que garantizan la conservación del terreno donde se ha depositado.

Otras medidas para minimizar el impacto ambiental se debe considerar:

- El uso de este método en tierras pobres, no cultivables, con poca interferencia humana y animal. Es recomendable el cercamiento del área.
- El diseño de las piscinas debe prevenir el desbordamiento en épocas de lluvia.
- Un programa de monitoreo para prevenir la contaminación de suelos y aguas.

1.4.2.5. Eliminación en pozos superficiales. La disposición en pozos superficiales es aun practicada en buen número de campos e involucra la inyección dentro de pozos a profundidades menores a 2000 pies. Este método de disposición es considerado como aceptable, bajo la condición de hacer un estudio completo dentro del área inmediata y se garantice que no se contaminen acuíferos de agua dulce.

El principal problema que puede encontrarse es la posible contaminación de aguas frescas usadas para consumo humano, sobre todo cuando los pozos no han sido perforados con fin de inyectar, sino que puede tratarse de pozos secos o abandonados sin una tubería de Casing larga que aisle la zona receptora de las demás zonas. En estos casos no se sabe cuál zona esta tomando el agua inyectada y lo más probable es que se tengan problemas de contaminación, siendo mayor este riesgo mientras menor sea la profundidad.

1.4.2.6. Descarga controlada en aguas frescas. Las descargas a cualquier cuerpo de agua fresca no son recomendadas, sin embargo, el agua de producción tiene un bajo contenido de sólidos disueltos y pueden ser aceptadas en algunas aplicaciones de la agricultura, ganadería y mantenimiento de la vida salvaje en áreas donde el agua superficial es escasa. Este tipo de descargas puede presentar inconvenientes como elevación del contenido de aceite por fallas operacionales, presencia de metales radioactivos, y aun cuando el contenido de sal es bajo, existe gran riesgo de de aumentar la salinidad en los suelos aledaños a la zona receptora.

1.4.2.7. Eliminación por el anular. La eliminación por el anular es otra forma no controlada de descarga. No se sabe a ciencia cierta a donde van a parar los fluidos inyectados, y en muchos casos sobrepasa la presión de fractura de la formación en el zapato del Casing. La mayor parte de estos fluidos probablemente migran hacia arriba a través de las fracturas creadas y finalmente terminaran en una arena de agua potable.

1.4.2.8. Otras descargas no controladas. Entre ellas se encuentran:

- Descarga controlada en superficie, práctica común en Norteamérica, que consiste en regar la salmuera en las carreteras en épocas de invierno, con el fin que estas sean cubiertas por la nieve o por hielo. También se riega en zonas áridas para aplacar el polvo, caso del medio oriente.
- Las descargas incontroladas a la superficie, a ambientes de agua fresca, a ambientes marinos costeros, entre otros, son métodos totalmente inaceptables que actualmente son desechados.

2. AREA DE ESTUDIO

Se mostrará información solamente del Campo Toldado dado que en un pozo perteneciente a este campo, será donde se implementará el Piloto. El área de selección principal comprende a Campos de la SOH Ecopetrol S.A. como son: Palogrande, Cebú, Dina Cretáceos y Toldado.

2.1. CAMPO TOLDADO

El campo Toldado fue descubierto en diciembre de 1987, con la perforación del pozo Toldado 1, con una producción inicial de 900 BOPD. Dentro del programa de desarrollo del campo se han perforado 8 pozos adicionales, uno de los cuales salió acuífero. Los potenciales iniciales de los pozos fueron altos, pero disminuyeron rápidamente a medida que se produjo el yacimiento, teniendo un comportamiento característico de un yacimiento fracturado. A mediados de 1995 se estableció el bombeo mecánico para los pozos del campo, lo que incremento la producción de agua pero mantuvo la de petróleo.

“Las anomalías de producción observadas en los pozos, las expectativas de reservas adicionales de acuerdo a los estándares en cuanto factor de recobro para este tipo de yacimientos, motivaron la reevaluación de los modelos de yacimiento existentes, que permitieran reevaluar reservas y al mismo tiempo identificar las alternativas de desarrollo más convenientes”.⁵

2.2. GENERALIDADES DEL CAMPO

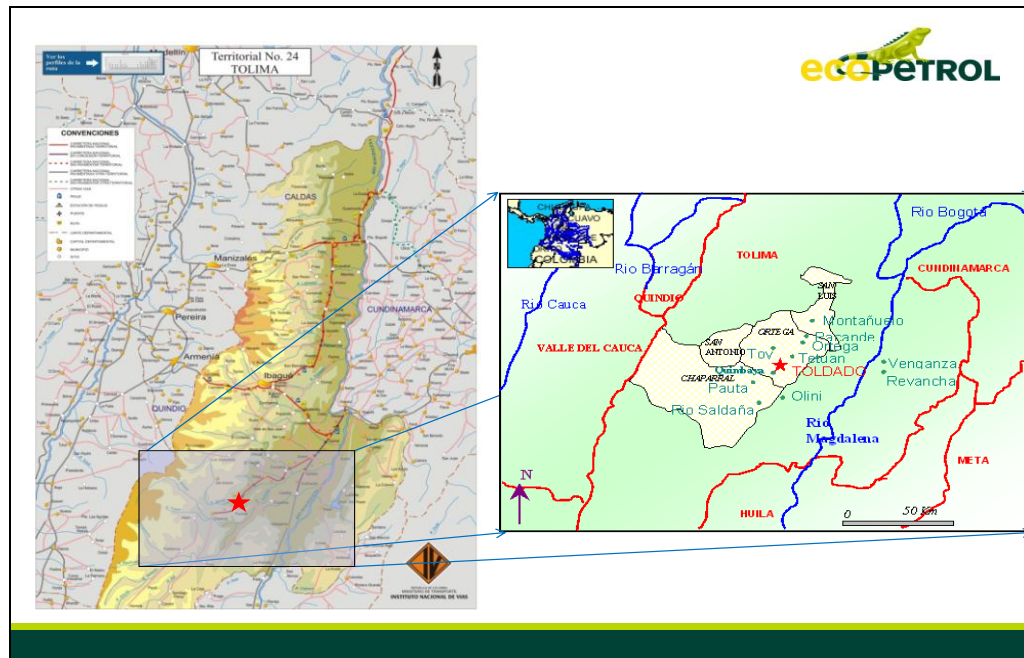
2.2.1. Localización

El campo Toldado se localiza en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, en el Departamento del Tolima, 2,5 kilómetros al Suroeste del municipio de Ortega; entre las coordenadas N918.000 a 922.000 y E865.000 a 868.000

⁵ SANTACRUZ, R. et al. “Geología del Desarrollo del Campo Toldado”. ECOPETROL S.A.

metros (origen Bogotá D.C.). Toldado es considerado un yacimiento pequeño con unas reservas in situ que no superan los 80 millones de barriles de aceite.

Figura 15. Mapa de ubicación del Campo Toldado.



Fuente. Los Autores

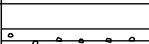

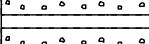
2.2.2. Marco Geológico y Regional del Campo

El campo Toldado está dentro de la provincia petrolífera de Ortega; en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, que tiene sus orígenes a finales del Paleozoico o principios del Mesozoico. La cuenca es de tipo continental, con fases de depositación tipo relleno con sedimentos de edad Paleozoica hasta el Reciente; el espesor de los sedimentos es del orden de 1500 pies. Los bordes Oriental y Occidental están dominados por fallas inversas. Las rocas del yacimiento se encuentran en las Formaciones Caballos, Monserrate y Gualanday, en acumulaciones de tipo estructural y/o estratigráfica.

La estructura del Campo Toldado consiste de un anticlinal asimétrico, asociado a fallas inversas de bajo ángulo. El flanco occidental del anticlinal está fallado, dividiendo la estructura en varios bloques. El bloque A donde se encuentran los

pozos 1, 2, 3 y 4; el bloque B el cual produce del pozo Toldado 8D; El bloque C al cual pertenece el pozo 7 y el bloque D que presenta una anomalía prospectiva y fueron alcanzados por los pozos 5 y 11.

Figura 16: Columna Estratigráfica en el Campo Toldado.

EDAD	FORMACION	ESPESOR PIES	LITOLOGIA	ACTIVIDAD TECTONICA	HIDROCAR BURS				
NEOGENO	HOLOCENO ^{m.a.} 0.01	MESA	0-900	 Gravas de guijos, guijarros de rocas igneas, y metamórficas	INTRA - MONTANA	ACEITE			
	PLEISTOCENO 1.6								
	PLIOCENO								
	MIOCENO	5.3	HONDA	0-5000			 Conglomerados sublíticos, areniscos sublíticos, lodolitos rojos o verdes		
		SUPERIOR 11.2							
		MEDIO 16.6							
		INFERIOR 23.7							
	PALEOGENO	BARZALOSA	300-900	Lodolitos abigarrados			FORELAND	ACEITE	
		DDIMA	300-1000	Areniscos sublíticos, conglomerados de guijos de chert					
		OLIGOCENO	SUPERIOR 30.0	POTRERILLO					400-2000
INFERIOR 36.3			CHICORAL	600-2000	 Conglomerados de guijos de chert y litarenitas				
SUPERIOR 40.0									
EOCENO		52.0							
		INFERIOR 57.8							
PALEOCENO		GUADUAS	2200-3000	Lodolitos abigarrados y areniscos sublíticos	MARGEN - PASIVA	ACEITE GAS			
CRETACEO		MAESTRICHTIANO 74.5	MONSERRATE	500-1300					Cuarzoarenitas y shale
		CAMPANIANO 84.0	VILLETA	1300-7200					Shale limoso y chert
	SANTONIANO 87.5	Caliza micrítica gris							
	CONIACIANO 88.5	shale gris							
	TURONIANO 91.0	Caliza							
CENOMANIANO 97.5									
ALBIANO 113	CABALLOS	300-600	Cuarzoarenitas, shale						
APTIANO 119	YAVI	0-1100	Litarenitas y conglomerados liticos						
JURASICO	NEOCOMIANO 144	SALDAÑA	0-6500	Limolita roja, arenisca litica			RIFTING	ACEITE	
	SUPERIOR 163			Conglomerado volcanicos					
	MEDIO 187			Felsicos y piroclasticos					
TRIASICO	INFERIOR 208	PAYANDE	0-2000	Calizas grises oscuras y limolitas oscuras					
	SUPERIOR 230								
	MEDIO 240								
INFERIOR 245	LUISA	0-2800	Calizas rojas, conglomerados, areniscos arcosicos y lodolitos rojos						

Fuente. Ficha Técnica SOH

2.2.3. Geología del Petróleo

2.2.3.1. Tipo de Crudo. Análisis geoquímicos realizados en el ICP plantean para el Campo Toldado un crudo tipo aromático biodegradado, con alto contenido de azufre; su gravedad API está entre los 17 y 20,5.

La cromatografía de los gases indica crudos originados a partir de materia orgánica marina.

2.2.3.2. Roca Generadora. Estudios Geoquímicos realizados en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, tanto en muestras en superficie como de muestras de zanja de algunos pozos, identifican que los sedimentos de de la Formación Villeta poseen la suficiente materia orgánica, tanto en cantidad como en calidad, para generar en condiciones favorables un gran volumen de hidrocarburos.

2.2.3.3. Roca Almacenadora. La perforación de los pozos Toldado 1, 2, 3, 4, 7 y 8D y 11; ha confirmado la acumulación de hidrocarburos, en la estructura de Toldado, por lo menos en cuatro niveles de la Formación Caballos cuyas características, extensión de yacimiento y relaciones entre sí, se muestran a continuación⁶:

Unidad Caballos Inferior A (LKBa): Conformada hacia el tope por una alternancia de calizas y lutitas gris verdes oscuras y en la base por areniscas pardas de grano fino y calizas de color marrón, representa la base de la Formación Caballos, con un espesor variable entre 162 y 217 pies. Tiene cueros alargados en dirección N – S con aumento de espesor al Occidente. Los canales arenosos identificados en esta unidad indican que los mejores espesores en el área corresponden a los pozos Toldado 1, 3 y 4 con un promedio de 16 pies. Los análisis-electro faciales y descripción de ripios permiten plantear un ambiente de depósito de canales.

Unidad Caballos Inferior (LKBb): Predominantemente arenosa de color pardo a pardo oscuro, hacia la parte inferior presenta intercalaciones de lutitas gris verdosas y areniscas masivas de grano muy fino con abundante cemento calcáreo. La mejor distribución de espesor de la unidad arenosa, en el área de los pozos Toldado 7, 1 y 2, correspondiente a la parte central del cuerpo. Presenta una geometría

⁶ Ficha Técnica de ECOPETROL SOH 2007

del cuerpo alargado de dirección NE – SW con aumento de espesor hacia el oeste. La unidad UKBb se depositó en un ambiente marino poco profundo, en forma de arenas de playa paralelas a la paleo línea de costa.

Unidad Caballos Medios (MKB): Compuesta principalmente por calizas parda oscuras con intercalaciones de lutitas y limolitas grises claras. Su espesor varía entre 119 a 152 pies. Esta unidad se encuentra separando los miembros arenosos denominados Caballos Superior y Caballos Inferior B. Presenta un aumento de espesor en dirección E – W y su mejor desarrollo se encuentra en los pozos Toldado 2 y 7, con espesores que varían entre 20 y 50 pies. Representa depósitos de plataforma.

Unidad Caballos Superior (UKB): Secuencia netamente arenosa de color pardo, calcárea, con niveles arenosos de color gris claro a blanco, de grano muy fino con abundante cemento calcáreo. Su espesor esta en el rango de 97 a 176 pies. Presenta una geometría de cuerpo alargado en dirección NE – SW con un aumento de espesor al este con sus mejores desarrollos arenosos en el área correspondiente a Toldado 7 y 8D, siendo esta la parte central del cuerpo. La unidad Caballos superior se deposito en un ambiente marino poco profundo, caracterizado por la ausencia de matriz y su buena selección.

2.2.3.4. Contacto Agua Petróleo (CAP)⁷. Los diferentes bloques del campo Toldado se encuentran controlados por fallas inversas que actúan como sello, el cual determina la ubicación del contacto agua petróleo a diferente posición estructural:

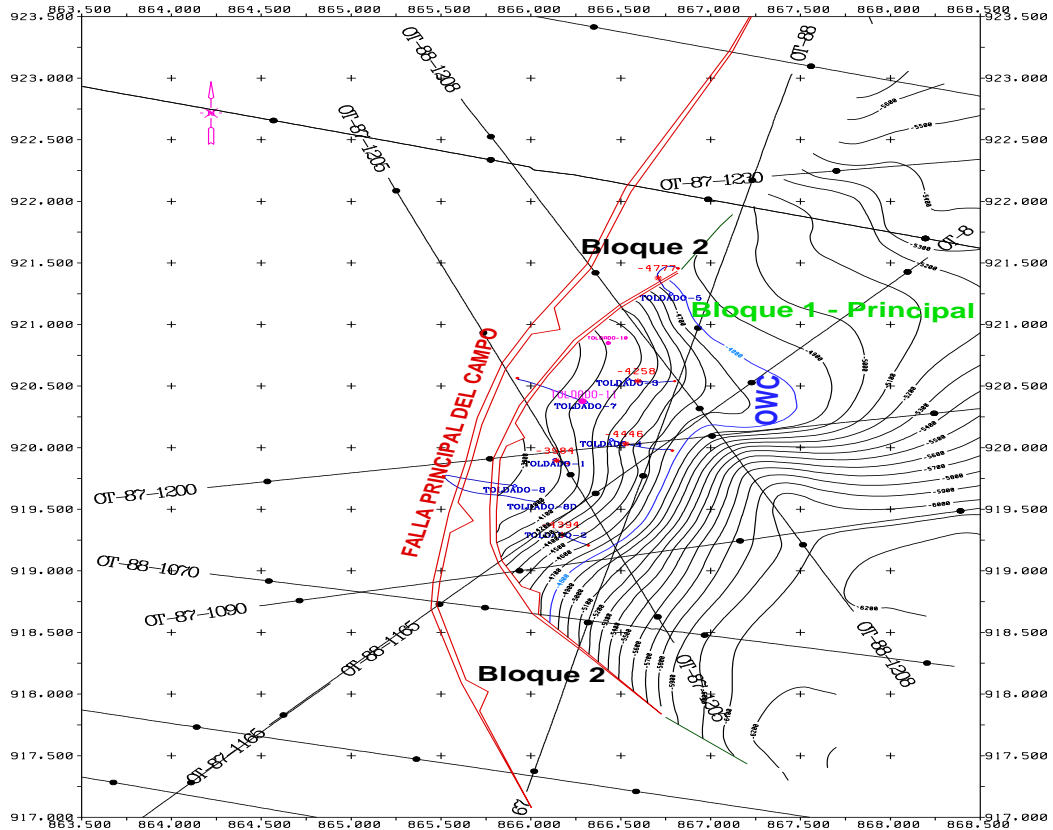
Bloque 1: Mediante prueba de producción se determinó el CAP a 4854 pies BNM; este valor fue confirmado por cálculos de presión capilar.

Bloque 2: Se determinó el CAP a 4189 pies BNM Según pruebas de producción.

Bloque 3: Se determinó el CAP a 4779 pies BNM basados en pruebas de producción.

⁷ Los datos reportados son tomados de Informes Ecopetrol S.A.

Figura 17. Mapa Estructural del Tope de la Formación Caballos Superior



Fuente. Ficha Técnica Campo Toldado

2.2.4. Historia de Presiones

Se cuenta con la presión promedio del yacimiento de 2770 psia a 4500 pies de acuerdo a registros de ascenso de presión, realizados en Abril de 1990, se estableció que la presión promedio del Yacimiento ha caído 300 psi. Esta información determina que el yacimiento cuenta con un acuífero de extensión limitada.

El análisis de las pruebas de formación, (prueba Caballos Medios, Toldado 4), el comportamiento de la presión igual en las unidades Superior e Inferior de Caballos y la prueba de interferencia vertical realizada en el pozo Toldado 3 indican que existe comunicación vertical entre las Unidades Superior e Inferior por lo tanto su comportamiento corresponde como un yacimiento único.

Esta comunicación se debe al fracturamiento de la formación Caballos.

2.2.5. Agua de Formación

Tanto en pruebas iniciales como en la de producción se han determinado diferentes salinidades de agua de formación. Para Caballos Superior se ha obtenido valores de 9000 ppm de cloruros y para Caballos Inferior 3000 ppm de cloruros.

Estas variaciones pueden responder en Caballos Superior a la influencia de las soluciones provenientes de los niveles de shale de la formación Villeta y en Caballos Inferior a la influencia de las soluciones que provienen de los depósitos continentales adyacentes a la formación Caballos.

La disposición final del agua tratada es el vertimiento al río Cucuana.

2.3. METODOLOGÍA DE DIAGNÓSTICO PARA PROCEDENCIA DEL AGUA

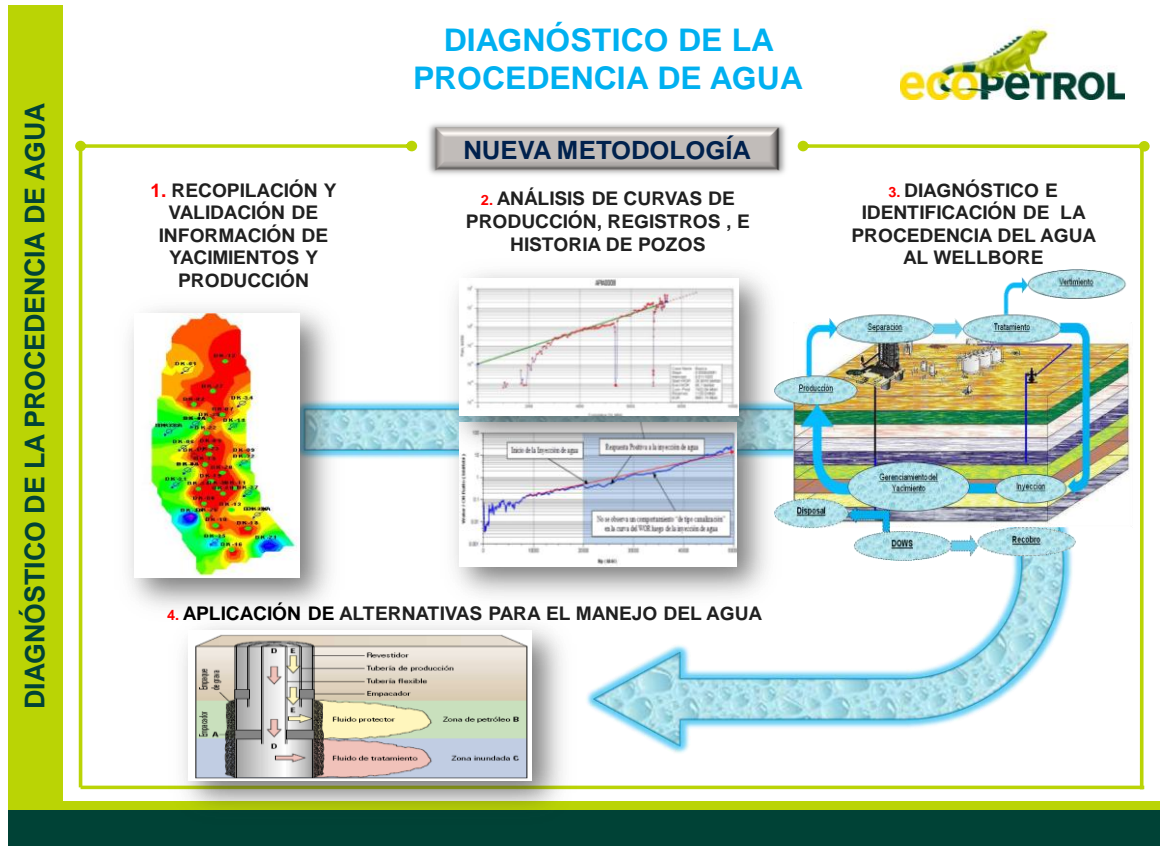
El Proyecto “*GERENCIAMIENTO DEL AGUA*” de ECOPETROL S.A. se inicio debido al gran corte de agua presentado sus campos petroleros, el cual busca alternativas que ayuden a que el agua no sea un problema sino un beneficio, o en su defecto, si es un problema fuerte minimizar su impacto, tanto ambiental como en otras áreas.

Su partida fue determinar ¿Por qué se produce el agua en exceso?, lo cual condujo a establecer una Metodología que requiere los siguientes resultados:

- Determinar la procedencia del agua excesiva de producción (Pasos 1, 2 y 3 de la Figura 18) y

- Establecer una o varias soluciones para minimizar este efecto. (paso 4 de la Figura 18).

Figura 18. Metodología del Diagnóstico de la Procedencia del Agua.



Fuente. Los autores

2.3.1. Determinar la Procedencia del Agua Excesiva de Producción

Lo primero consiste en recopilar la información y validarla, ¿sirve la información?, el segundo paso establecido por el grupo de Gerenciamiento del Agua del ICP es el análisis de curvas de producción, registros e historia de pozos el cual se explicara en esta sección. Como tercero el diagnóstico e identificación del problema de la procedencia del agua a la cara del pozo.

En la literatura se encuentran varios expertos a nivel internacional sobre el control de agua, algunos de ellos son: John Elphick, Zara Khatib, John Veil, K.S. Chan, El Grupo TIORCO. Han dedicado su estudio de la problemática del agua en campos petroleros.

Figura 19. Expertos Internacionales en el Control de Agua de Producción



Fuente. Los Autores

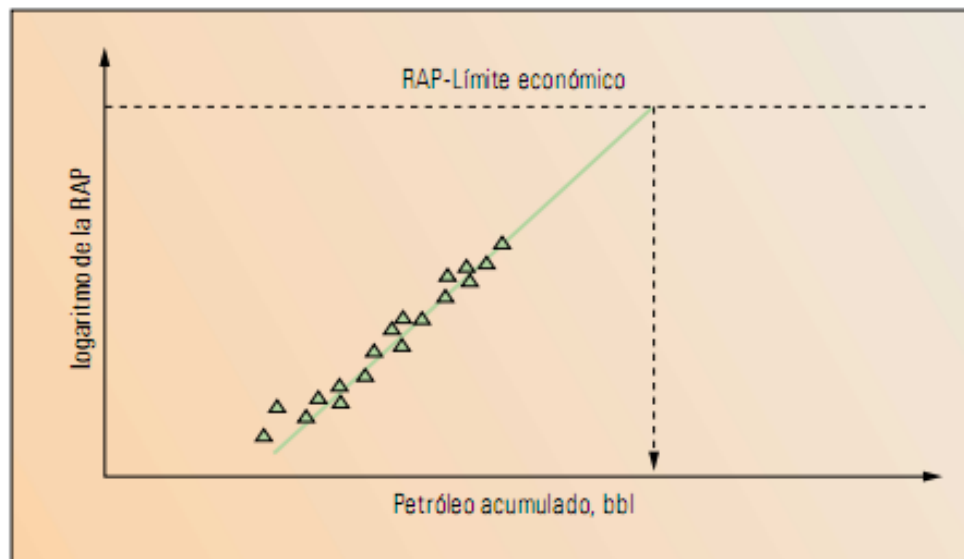
La mayoría recomienda analizar unas curvas de producción, que proporcionan información importante sobre detección del problema y una serie de posibles problemas que se pueden presentar; el grupo de Gerenciamiento del Agua ha establecido que se requiere tener la mayor información posible integrando algunas de ellas, a la técnica propia y son estas:

2.3.1.1. Gráfico de Recobro. Es un gráfico semilogarítmico de la RAP con respecto a la producción acumulada de petróleo (Ver Figura 20). La tendencia de producción se puede extrapolar al límite económico de la RAP para

determinar la producción de petróleo que se obtendrá si no se toma ninguna medida para controlar el agua. Si la producción extrapolada es aproximadamente igual a las reservas esperadas para el pozo, quiere decir que el pozo produce un nivel de agua aceptable y no se necesita ninguna medida de control del agua.

Si este valor es mucho menor que las reservas recuperables esperadas, significa que el pozo está produciendo agua no aceptable y, de existir suficientes reservas para compensar el costo de la intervención, se debería considerar alguna medida de reparación.

Figura 20. Grafico de Recobro.

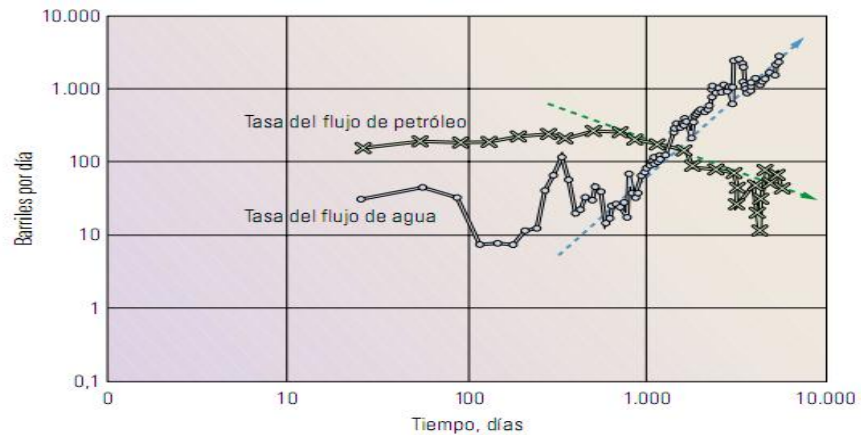


La tendencia de producción se puede extrapolar al límite económico de la RAP para determinar la producción de petróleo, El gráfico de recuperación muestra la tendencia ascendente de la relación agua/petróleo respecto de la producción. Si la RAP extrapolada alcanza el límite económico cuando el petróleo producido acumulado alcanza las reservas recuperables esperadas, entonces el agua producida se considera agua aceptable.

Fuente: Water Control. Oil Field Review.

2.3.1.2. Gráfico de la Historia de Producción. Este gráfico es una curva doble logarítmica de tasas de petróleo y agua con respecto al tiempo (ver Figura 21). Por lo general, los pozos en los que conviene aplicar un sistema de control del agua muestran un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea.

Figura 21. Gráfico de la Historia de Producción.

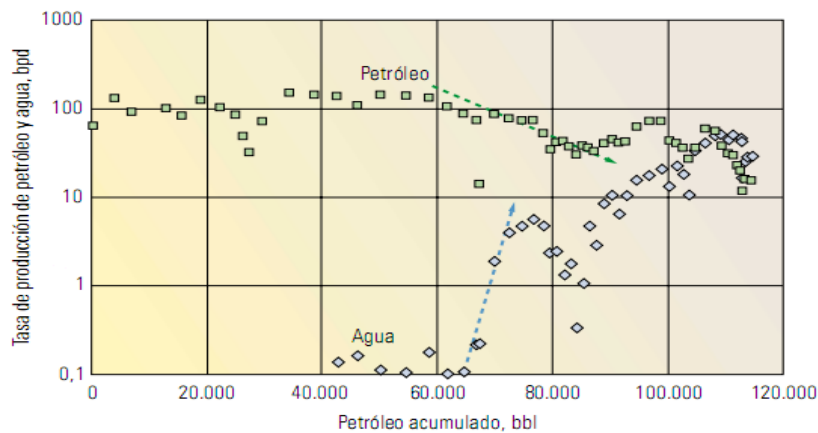


Cualquier cambio brusco y simultáneo que indique un aumento del agua con una reducción del petróleo es señal de que se podría necesitar un tratamiento de remediación.

Fuente: Water Control. Oil Field Review.

2.3.1.3. Curva de Declinación. Este es un gráfico semilogarítmico de la tasa de producción de petróleo con respecto al petróleo acumulado (Ver Figura 22). El agotamiento normal produce una curva cuya tendencia es rectilínea, mientras que una declinación pronunciada puede indicar la existencia de algún otro problema, como por ejemplo la disminución severa de la presión o el aumento del daño.

Figura 22. Curva de Declinación.

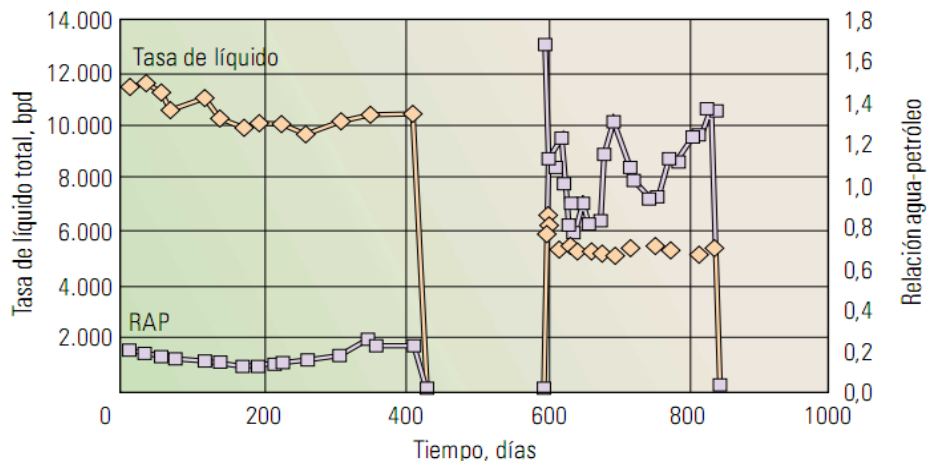


Fuente: Water Control. Oil Field Review.

2.3.1.4. Gráfico de Cierre o Estrangulación. La historia de producción de la mayoría de los pozos incluye períodos de estrangulación o cierre. Los problemas de invasión de agua, como la conificación o una fractura individual que intercepta una capa de agua más profunda provocan una RAP inferior durante el estrangulamiento o después del cierre. Por el contrario, cuando las fracturas o una falla interceptan una capa de agua superpuesta se produce el efecto opuesto. Estos sistemas no son estables en el transcurso del tiempo geológico pero, por cierto, pueden ser inducidos durante la producción. En algunos pozos si las tasas se invirtieren después de algunos días de producción, se sugiere que la causa aparente debe ser una falla conductiva que conecta el yacimiento de petróleo con un yacimiento menos profundo que ya había sido inundado. En los pozos en los que la fuente de agua se encuentra a una presión superior que el petróleo, el estrangulamiento del pozo provoca un aumento de la RAP.

La prueba de estrangulamiento constituye un método de diagnóstico útil para distinguir entre estos dos problemas.

Figura 23. Grafico de Cierre o Estrangulamiento.



El análisis de la RAP fluctuante puede proporcionar indicios muy valiosos para determinar el tipo de problema.

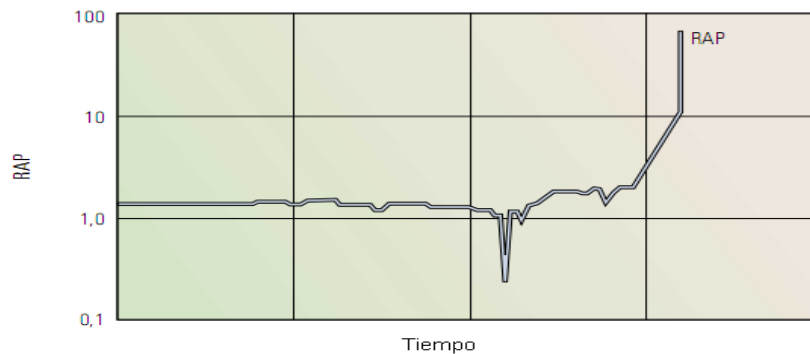
Fuente: Water Control. Oil Field Review.

2.3.1.5. Curvas de Diagnóstico de Chan. Para determinar el tipo de problema específico estableciendo comparaciones con los esquemas de comportamiento conocidos, se utiliza un gráfico de diagnóstico doble logarítmico de la Relación Agua-Petróleo (RAP) y la derivada de la Relación Agua-Petróleo (RAP') versus el tiempo. Se presentan a continuación "curvas de

perfiles tipo” en gráfico diagnóstico, que caracterizan los mecanismos de invasión del agua.

Una trayectoria de flujo abierta (Figura 24) muestra un incremento muy rápido. Este perfil indica la existencia de flujo a través de una falla, una fractura o un canal detrás del Casing, que puede ocurrir en cualquier momento de la historia del pozo.

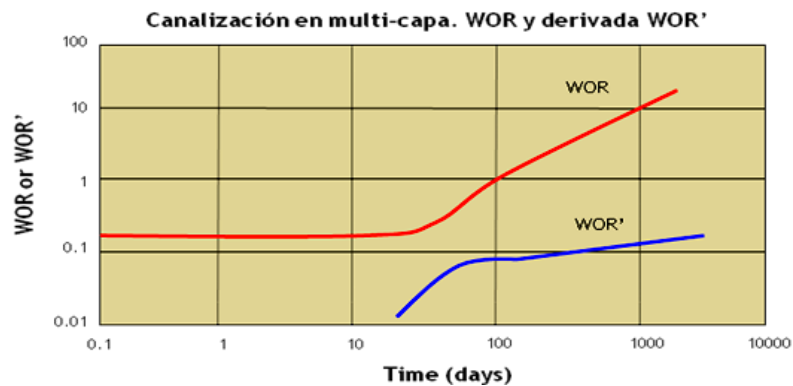
Figura 24. Gráfico de Chan con alto disparo de producción de agua



Fuente. Diagnosis Plots. K.S. Chan. SPE 30775

El flujo de agua marginal (Figura 25) por lo general muestra un rápido aumento en el momento de la invasión seguido de una línea recta. En el caso de múltiples capas, la línea puede presentar una forma escalonada dependiendo de los contrastes de permeabilidad de la capa.

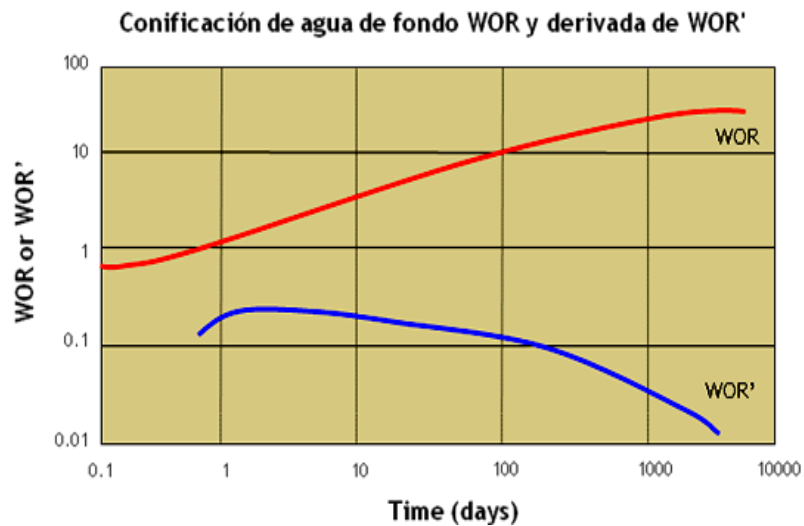
Figura 25. Gráfico de Chan con Canalización La RAP y su derivada tienden positivamente.



Fuente. Diagnosis Plots. K.S. Chan. SPE 30775

Un aumento gradual de la RAP⁸ (Figura 26) indica la conificación de agua temprana en la vida del pozo. Normalmente se nivela entre una RAP de 1 y 10, y la pendiente de la RAP disminuye, es decir: La RAP es ascendente y su derivada posee tendencia contraria. Una vez que se estabiliza el cono de agua, la curva de la RAP comienza a semejarse a la del flujo marginal. La magnitud de la pendiente, RAP', aparece en color Azul en el perfil siguiente.

Figura 26. Gráfico de Chan para diagnosticar conificación.



Fuente. Diagnosis Plots. K.S. Chan. SPE 30775

2.3.1.6. Gráfico de Eventos. Este Gráfico presenta en el eje principal la profundidad del pozo con los eventos a lo largo de la historia del pozo y en el eje secundario la producción de fluidos de yacimientos, el cual servirá como apoyo a las anteriores ya mencionadas y debe analizarse en conjunto dado que es la información disponible del pozo.

2.3.1.7. Información Adicional. Es todo lo que se encuentre disponible, registro de pozos (geológicos, de integridad del hueco, etc.), pruebas de presiones, registros de producción, estudios de yacimientos, eventos registrados, etc.

Cualquier dato disponible ayuda a diagnosticar el (o los) problema(s), como los mostrados en la Sección 1.3 de este trabajo.

⁸ RAP' en algunas secciones de este trabajo se presentara como WOR' (por sus iniciales en Ingles Water Oil Ratio)

2.3.2 Establecer Soluciones Para Minimizar Efecto de Exceso en la Producción de Agua

Es el cuarto paso de la metodología de Diagnóstico presentada en la Figura 17, Como se explico en la Sección 1.3 de este trabajo existen 10 problemas asociados a la excesiva producción de agua. Las soluciones rápidas se pueden clasificar en 4 categorías⁹.

Categoría A: Bloqueadores Convencionales

1. a Bloquear las picaduras (Fisuras) en el Casing sin restringir el flujo.
1. b. Flujo detrás de Casing sin restricciones al flujo.
2. Pozos con zonas fracturas inducidas.

Categoría B: Tratamientos con Gel

3. a Bloquear las picaduras con restricciones de flujo.
3. b Flujo detrás de Casing con restricción al flujo.
4. “la conificación bidimensional” a través de una fractura hidráulica a un acuífero.
5. sistema de fracturas naturales que comunica a un acuífero.

Categoría C: Tratamientos con Cambiadores de Permeabilidad Relativa

6. Flujo cruzado a través de fallas o fracturas del pozo horizontal o desviado.
7. Canalización entre pozos de un yacimiento naturalmente fracturado.

Categoría D: No usar tratamientos con gel en los problemas más difíciles

8. Conificación tridimensional.
9. Formación de Cúspide.
10. Flujo cruzado y canalización multicapa.

⁹ R.S. Seright, SPE 70067 A Strategy for Attacking Excess Water Production

Existen otras alternativas, pero como se menciona, son soluciones rápidas. Se está investigando alternativas para solucionar el problema de la excesiva producción de agua dado que las soluciones anteriores, por experiencia son solo soluciones temporales y poco eficientes, en algunos casos.

Otras soluciones que aparecen en escena, son la evaporación del agua de producción, bloqueadores selectivos de fluidos, inyección del agua producida, Alternativas Tecnológicas como Separación de Agua y Aceite en el fondo de Pozo DOWS que una vez realizada la separación este toma el agua libre de crudo y es reinyectada inmediatamente en otra zona más o menos profunda.

Con este estudio se consideran las opciones de abrir o cerrar perforaciones (cañoneos) de acuerdo con los resultados obtenidos, o recomendar hacer pruebas adicionales para optimizar resultados y producción.

Son múltiples las opciones pero la solución final, debe ser dada por un grupo de trabajo que analice el pro y contras de dicho estudio.

2.4. DIAGNÓSTICO DE PROCEDENCIA DEL AGUA EN POZOS ECOPETROL S.A.

Para la selección se considera el parámetro de pozos con corte de agua mayor al 70%.

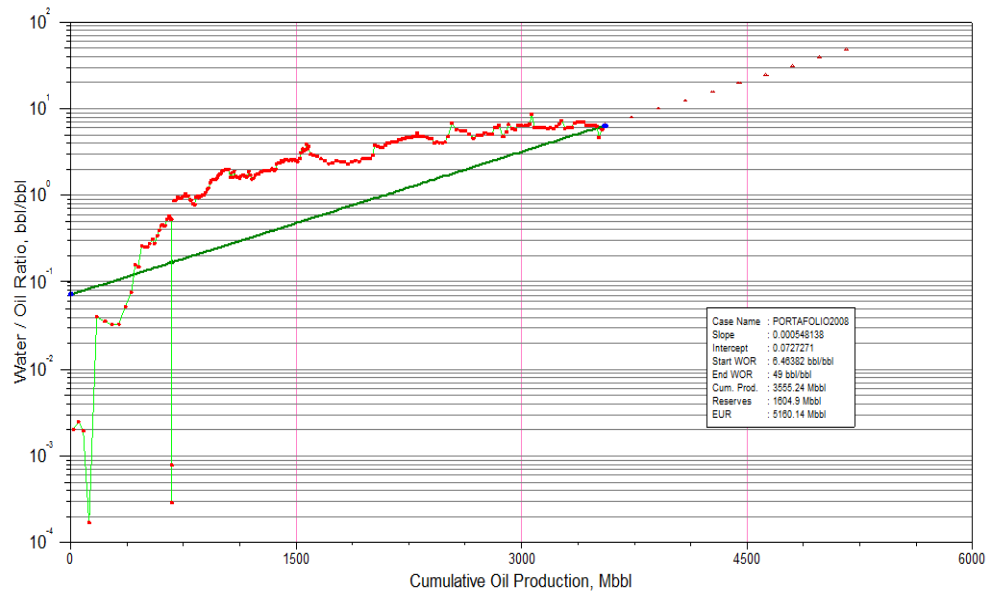
Establecida la condición como segundo filtro, se procedió a realizar el estudio arrojando los Siguietes Resultados.

Nota 1: Las Gráficas aquí presentadas hacen parte de la Base de Datos en OFM para cada campo de la SOH, la utilización de esta Herramienta Fue realizada bajo recursos de ECOPETROL S.A.

2.4.1. Pozo Toldado 3

Con la estrategia desarrollada, se presentan los gráficos correspondientes y la información que aporta.

Figura 27. Gráfico de Recobro Told-03.



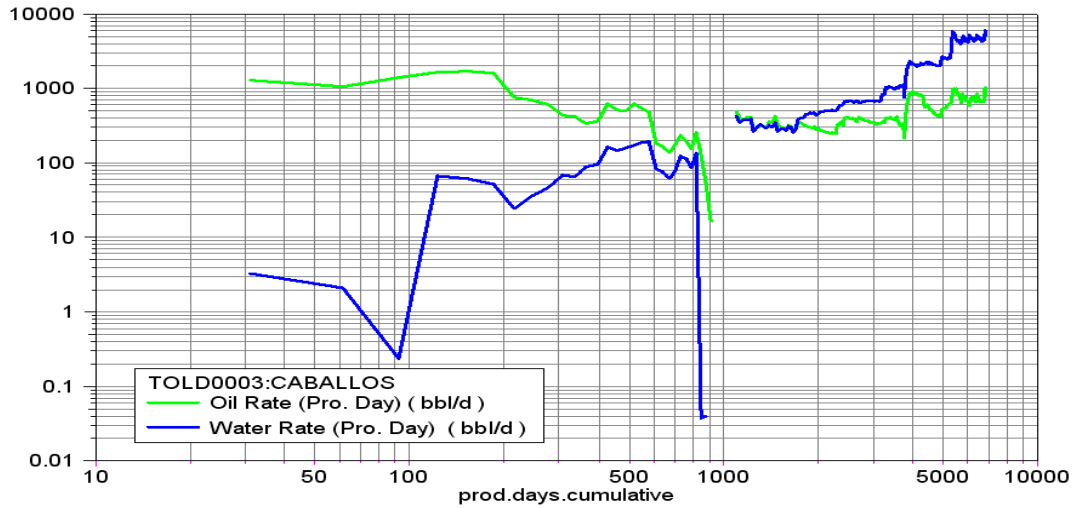
Fuente. Curva construida en OFM™. Los Autores

Esta curva muestra que las reservas son de interés, es de notar que la RAP se ha mantenido durante un periodo largo, pero esto no implica que el agua producida no sea un problema.

Muestra también, que el pozo Toldado 3 es fracturado, se observa este comportamiento, porque inicialmente se produce el aceite de las fracturas y luego se dispara la producción de agua debido a la invasión de esta a los espacios de las fracturas.

El gráfico de eventos (Figura 30) sirve de soporte para complementar el diagnóstico, dado que suministra información de las intervenciones que han causado el cambio de producción.

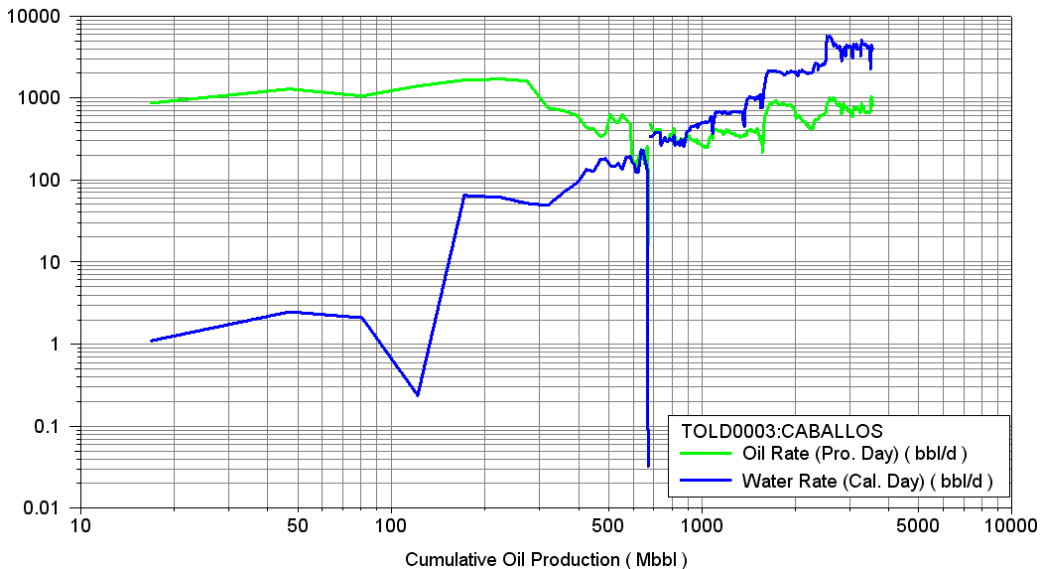
Figura 28. Gráfica Historia de Producción Told-03



Fuente. Curva construida en OFMTM. Los Autores

Con la gráfica historia de la producción (Figura 28) para en Told-03, se infiere que el agua puede provenir de otras formaciones adyacentes, por pruebas de interferencia realizadas en este pozo se observa que la presión es la misma en las unidades UKB, LKBb que corresponde al comportamiento de un yacimiento único y esto se debe a que estas zonas están comunicadas por las fracturas presentes.

Figura 29. Curva de Declinación Told-03



Fuente. Curva construida en OFMTM. Los Autores

Figura 30. Gráfico de Eventos.

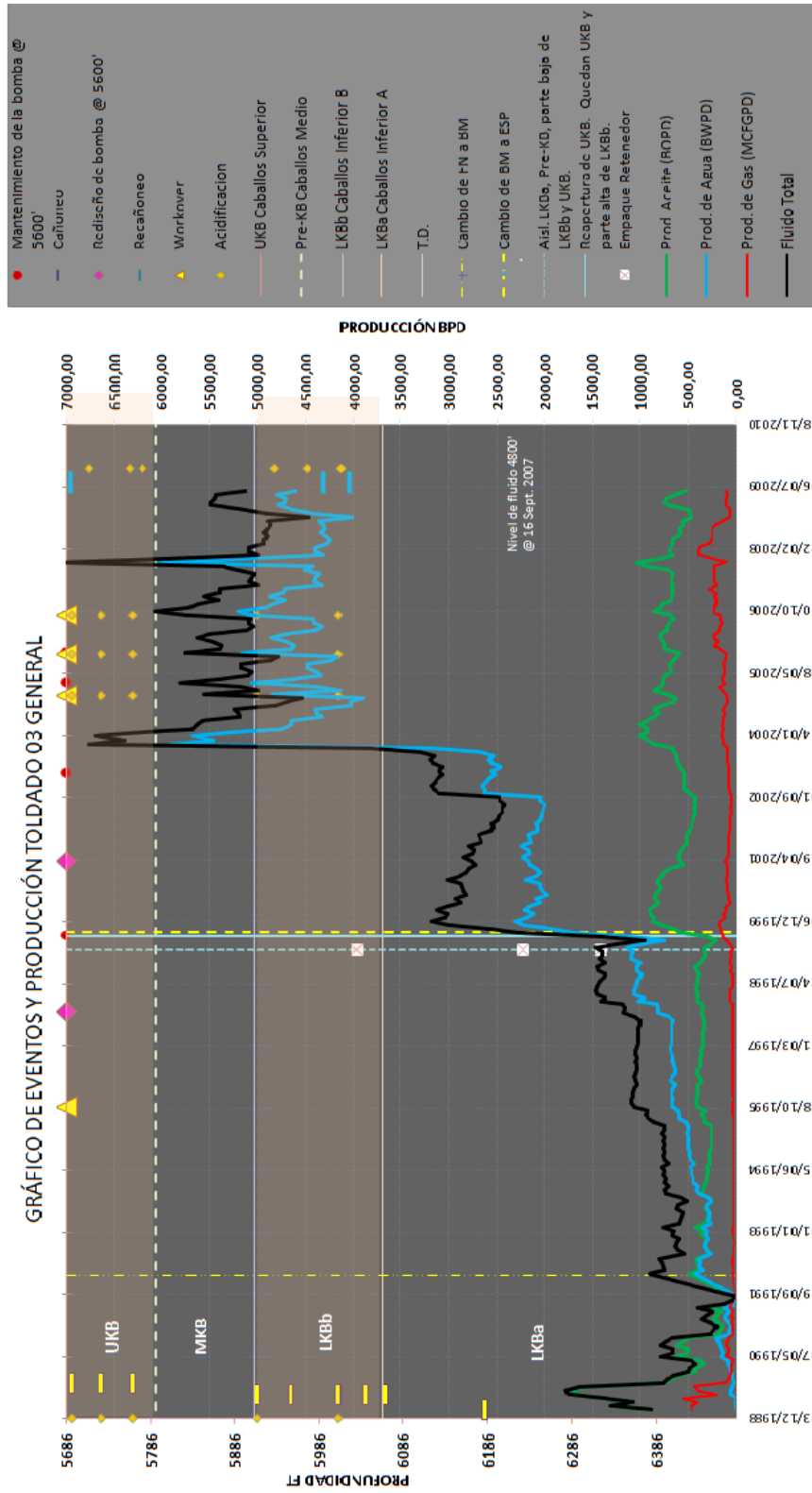
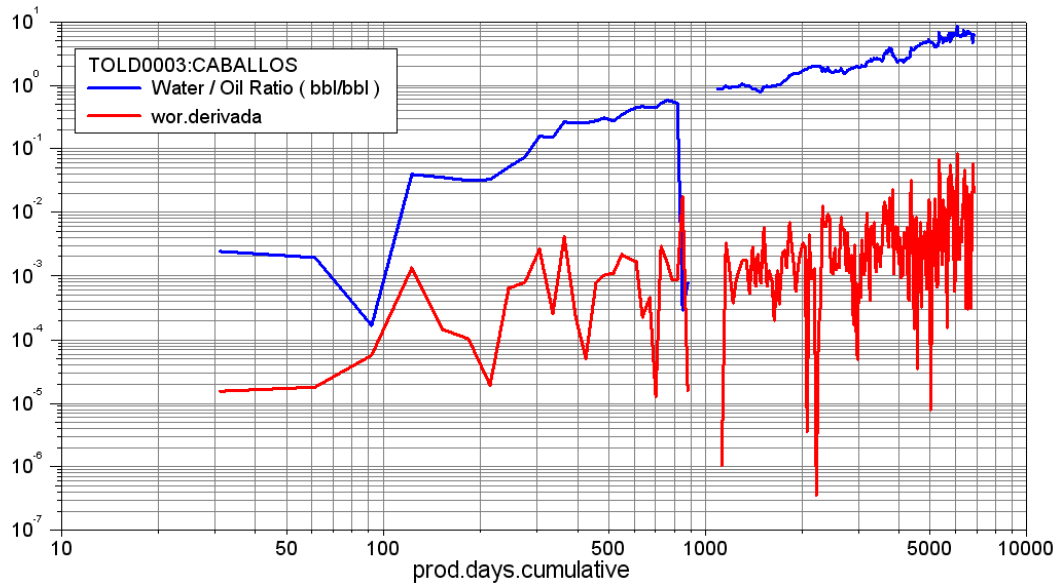


Figura 30. Gráfico de eventos Told-03

Fuente. Los Autores

Figura 31. Gráfico diagnóstico de Chan



Fuente. Curva construida en OFM™. Los Autores

- Observaciones

Chan enmascara mostrando una canalización multicapa; pero la realidad es debido a la comunicación de las fracturas, que contienen agua que en momento de las estimulaciones ellas las primeras contactadas.

Los eventos históricos presentan precipitación de escamas y parafinas, debido a ello se han realizado trabajos de estimulación ácido-orgánica a los intervalos productores y aunque han aumentado la tasa de producción de aceite, han podido estimular zonas de agua, la cual favorece una irrupción acelerada del agua.

Por las acidificaciones realizadas es probable que el Casing, pueda estar deteriorado y por ende flujo a través de él. Pero por registro CBL realizado al pozo se determino que el Casing se encuentra en buen estado.

- **Diagnóstico**

Flujo entre Zonas por fracturas, LKBb hacia UKB

- **Solución**

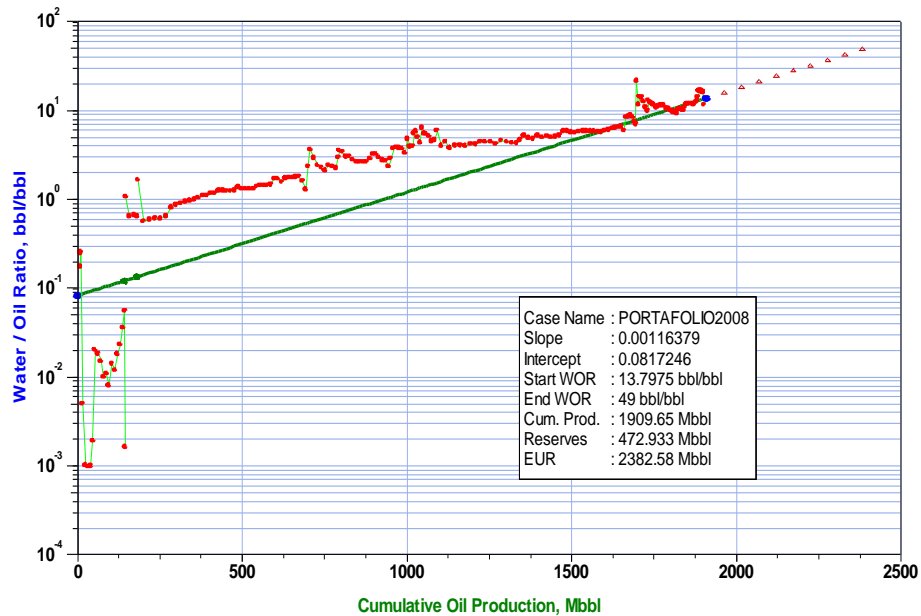
Con registro PLT o de imágenes identificar intervalos que más aportan agua y realizar un aislamiento mecánico para dichas zonas que aportan agua.

La alternativa tecnológica ESP-DOWS es una buena opción, por alta producción de agua y características del pozo.

2.4.2. Pozo Toldado 4

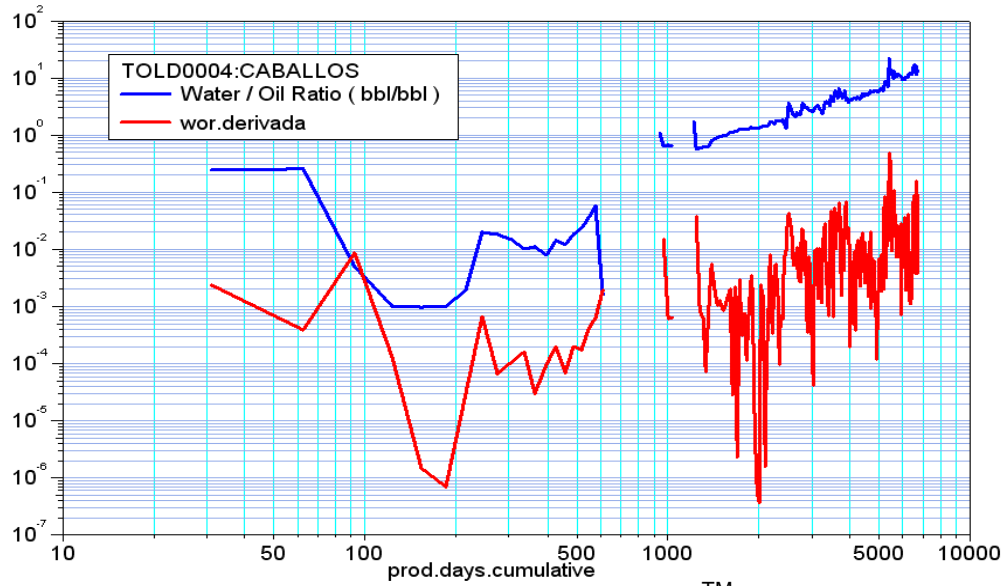
Inicialmente se presenta los gráficos realizados y luego las observaciones, diagnóstico y solución.

Figura 32. Gráfico de recobro Told-04



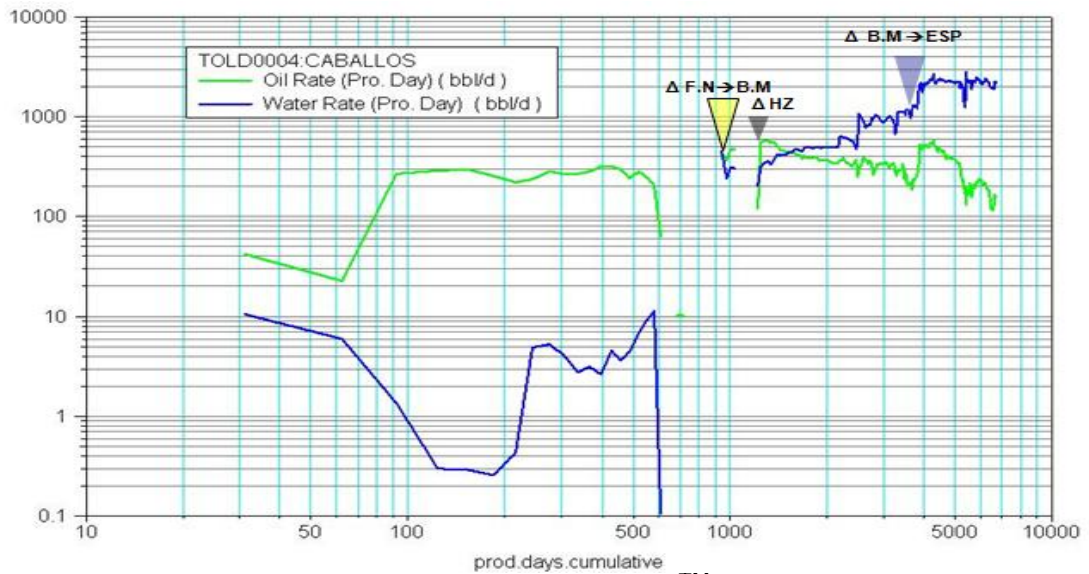
Fuente. Curva construida en OFMTM. Los Autores Los Autores

Figura 33. Diagnóstico de Chan Told-04



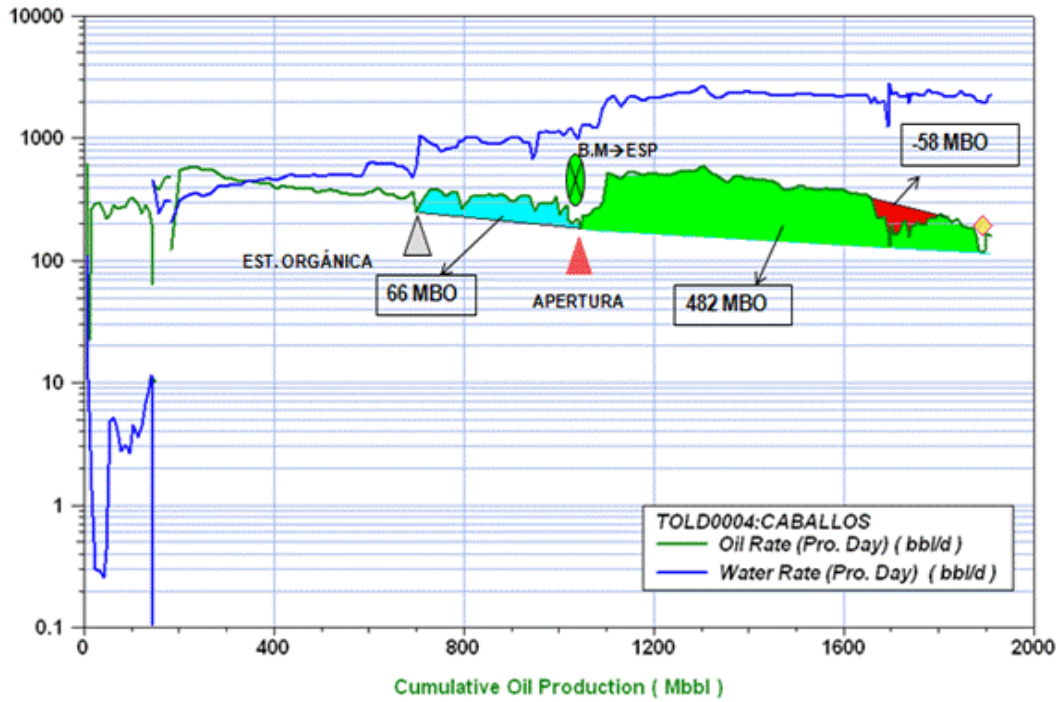
Fuente. Curva construida en OFM™. Los Autores

Figura 34. Historia de producción Told-04.



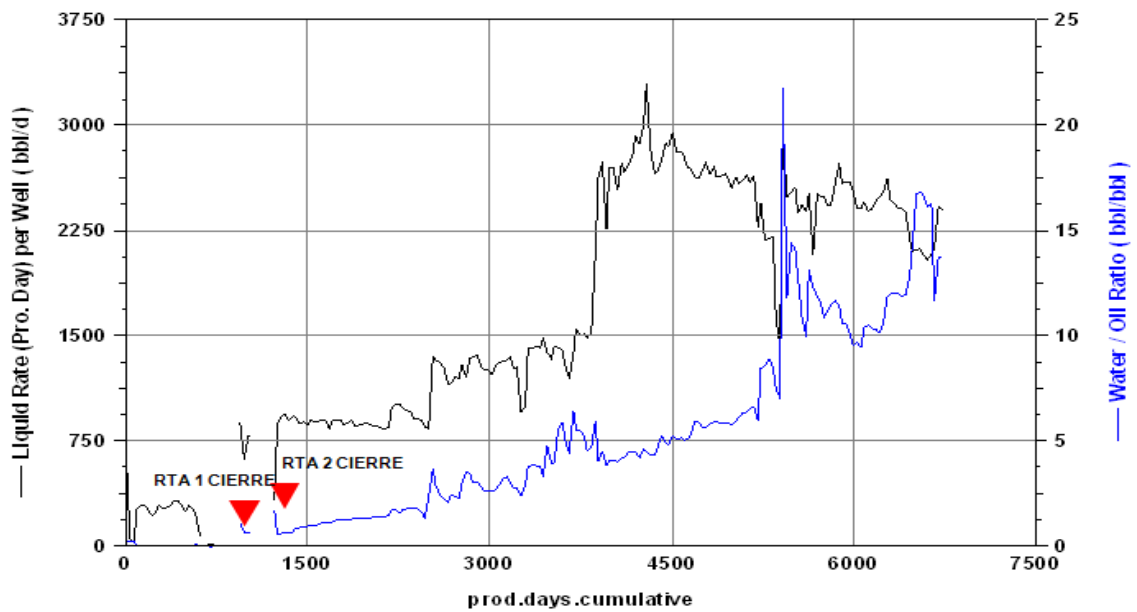
Fuente. Curva construida en OFM™. Los Autores

Figura 35. Curva de declinación Told-04



Fuente. Curva construida en OFM™. Los Autores

Figura 36. Gráfico de cierre Told-04



Fuente. Curva construida en OFM™. Los Autores

Figura 37. Grafico de Eventos Told-04

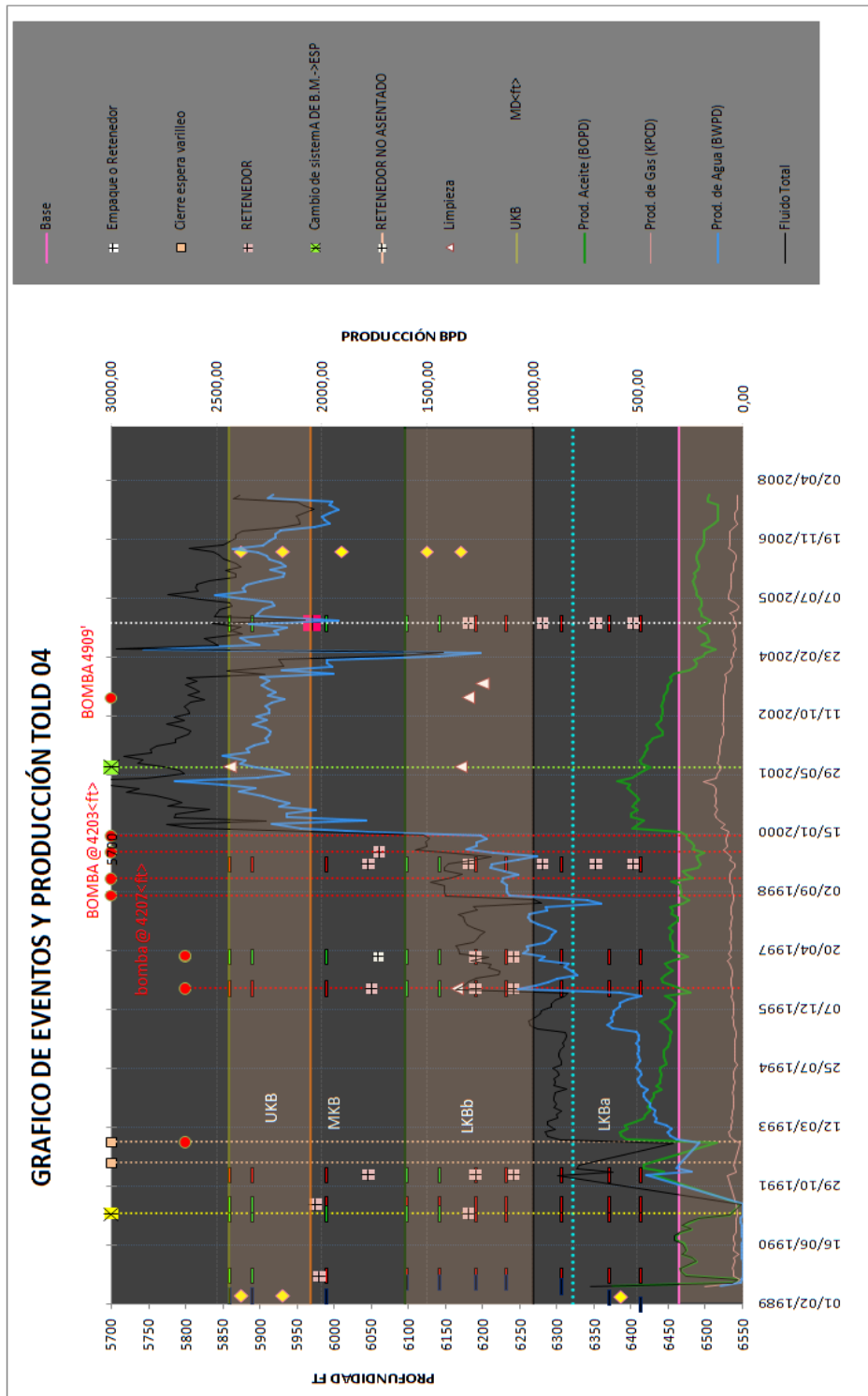


Figura 37. Gráfico de Eventos Told-04

Fuente. Los Autores

- **Observaciones**

La caída de producción en el pozo Told-04 se debe a que, inicialmente, el yacimiento produce a través del sistema de fracturas naturales, cuyas permeabilidades en la fractura permiten que haya altas cantidades de crudo. Una vez agotado el aceite producible en este sistema de fracturas el agua proveniente del acuífero comienza a producirse a través de ellas.

Se observa que en todos los intervalos productores se han realizado trabajos de estimulación ácida.

En la Gráfica de Chan (ver Figura 33) se observa un efecto de canalización en LKBb debido al sistema de fracturas y se presenta una severa conificación debido al cambio de sistema de levantamiento de Bombeo mecánico a bombeo electrosumergible.

- **Diagnóstico**

En la gráfica de cierre existe evidencia de la presencia de agua de zonas superiores para LKBb. Posible flujo detrás del Casing o filtraciones en el Casing.

Conificación, los eventos muestran la invasión ascendente de agua en el pozo que ha obligado a producir zonas por intervalos específicos.

- **Solución**

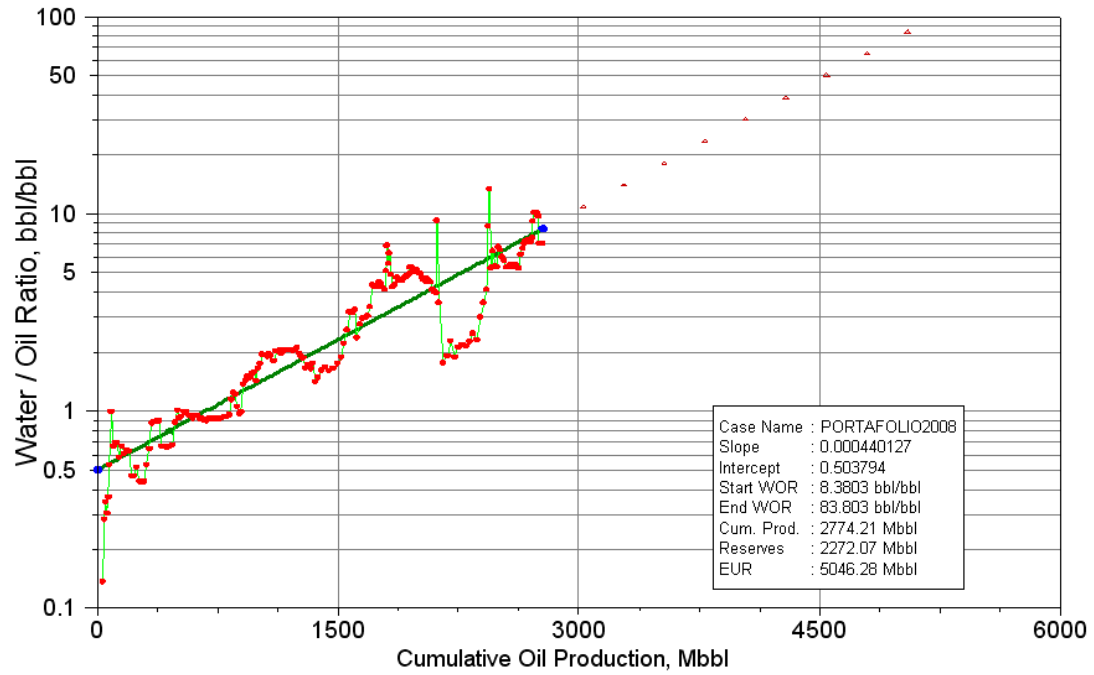
Tomar un registro de integridad de pozo para descartar flujo detrás del Casing o filtraciones en el Casing.

En caso de ESP- DOWS ver la posibilidad de inyectar en las formaciones superiores (Villeta incluso Monserrate).

2.4.3. Pozo Toldado 08D

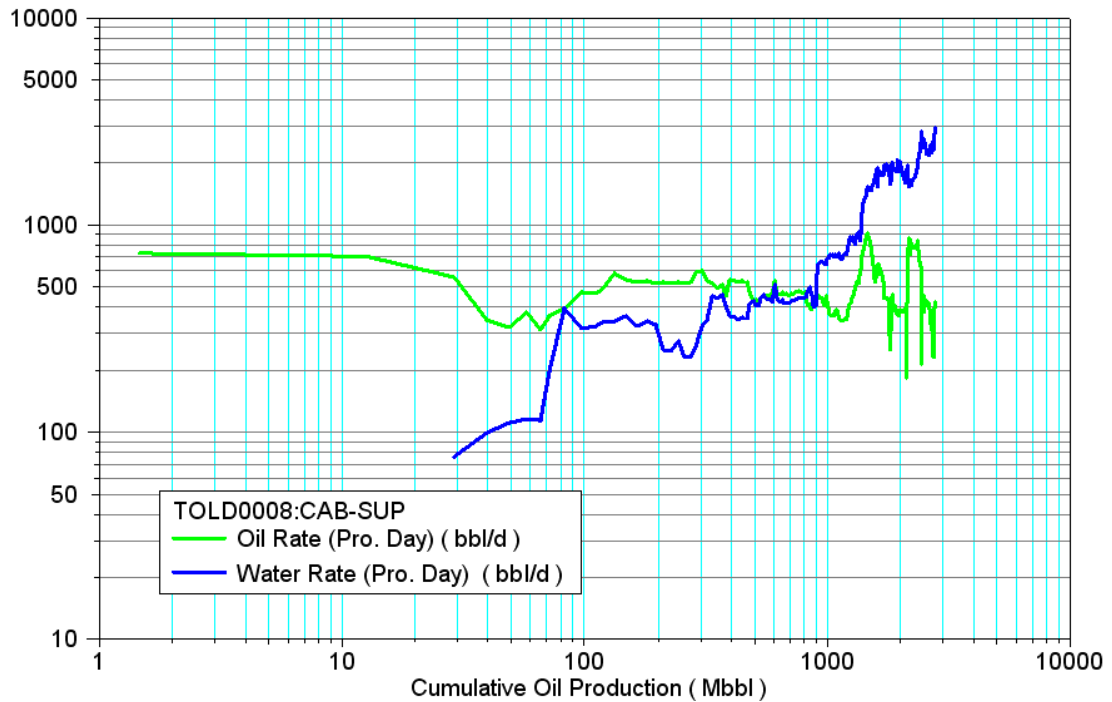
Como en el caso anterior, se presenta los gráficos realizados y luego las observaciones, diagnóstico y solución. La información adicional no es mostrada dada la confidencialidad de los datos.

Figura 38. Gráfico de Recobro Told-08D



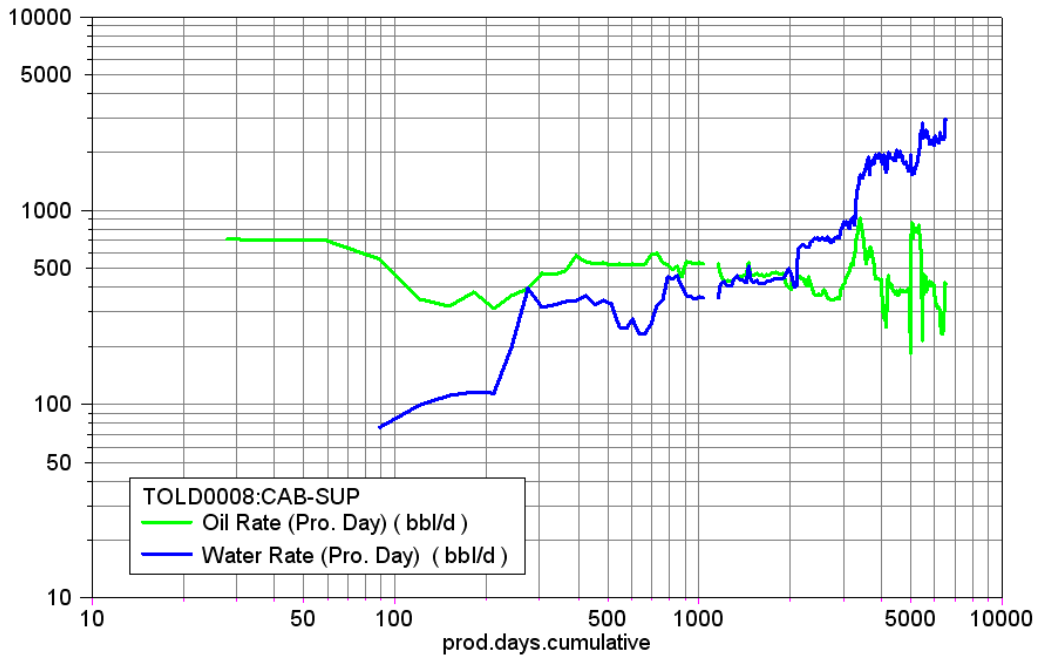
Fuente. Curva construida en OFM™. Los Autores.

Figura 39. Curva de Declinación Told-08D



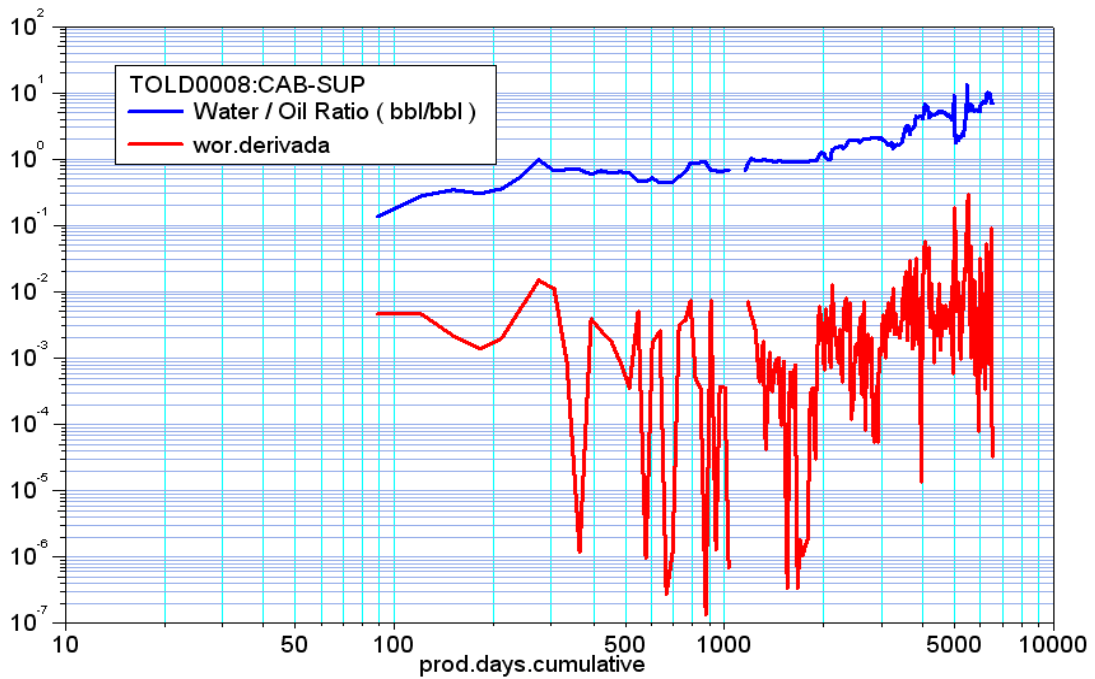
Fuente. Curva construida en OFM™. Los Autores.

Figura 40. Gráfico de la Historia de Producción Told-08D



Fuente. Curva construida en OFM™. Los Autores.

Figura 41. Gráfico de Chan Told-08D



Fuente. Curva construida en OFM™. Los Autores.

Figura 42. Gráfico de Eventos Told-08D

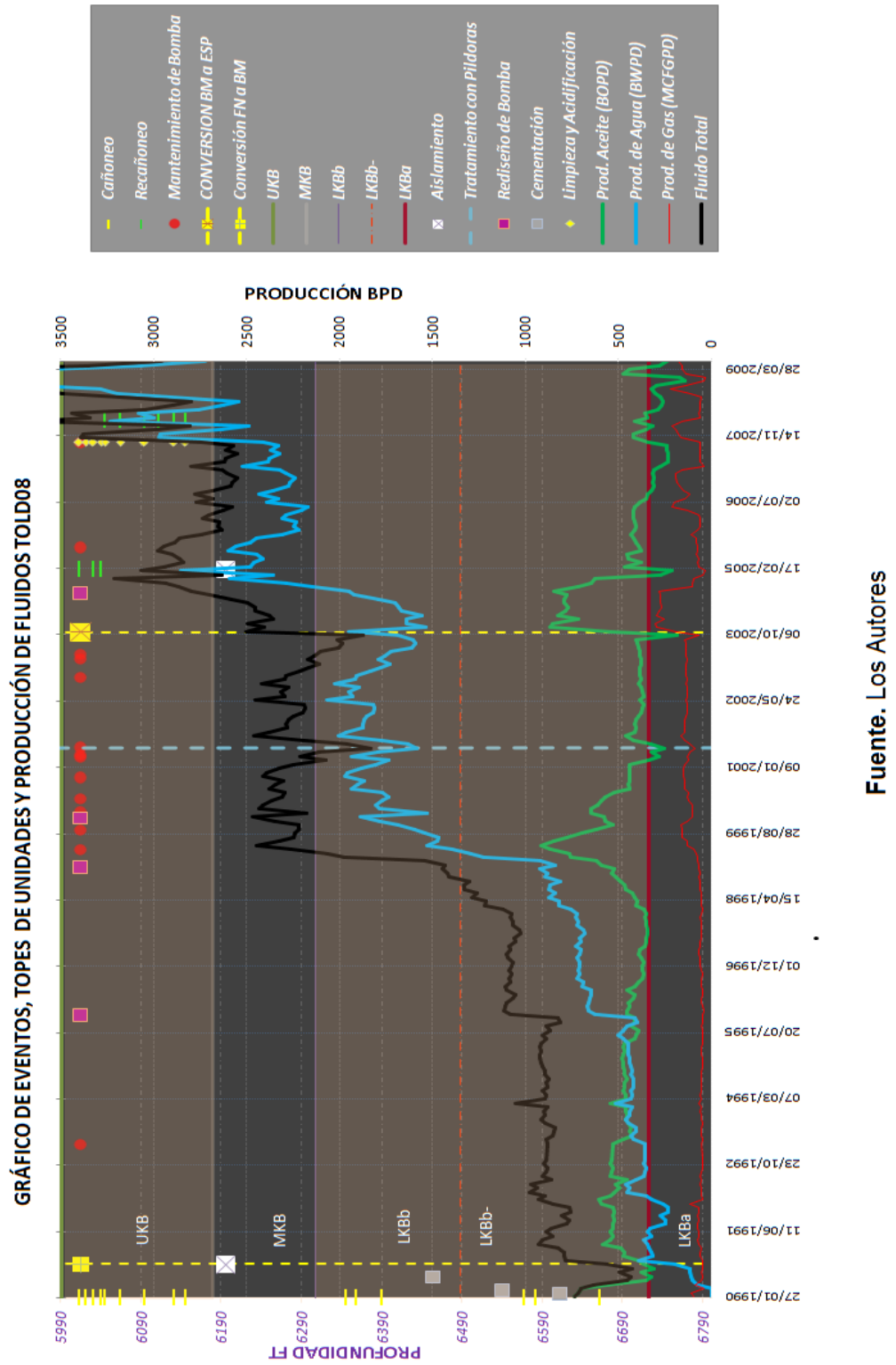


Figura 42. Gráfico de Eventos Told-08d

Fuente. Los Autores

- **Observaciones**

Pozo desviado, en la mayoría del tiempo produce solo de UKB, bajo este criterio la información que suministra el gráfico de chan es válido además los eventos corroboran el diagnóstico.

- **Diagnóstico**

-

Conificación

- **Posible Solución**

Disminuir el cono, procediendo a reducir el drawdown, en otras palabras la Presión de fondo fluyente debe aumentarse.

3. TECNOLOGÍA DE SEPARACION DE AGUA / ACEITE EN FONDO DE POZO

3.1 METODOLOGÍA DE LA SEPARACIÓN EN FONDO

Existen diferentes técnicas para manejar la producción de agua, algunas de ellas son cambiar el intervalo completado de acuerdo con el avance del agua, anticipando el ascenso del contacto agua petróleo en el yacimiento; aislamiento de zonas productoras de agua; uso de agentes de bloqueo como gel, espuma y sulfuro; entre otras.

Desde hace algo más de dos década se ha difundido una nueva tecnología encaminada a reducir el volumen de agua producida en superficie, mediante la separación e inyección de agua en el fondo del pozo; la tecnología se conoce por los siguientes nombres: DHWS (del inglés *Downhole Water Separators*) o DOWS (del inglés *Downhole Oil Water Separators*).

En adelante se hará referencia a la tecnología de separación de agua y aceite en fondo como DOWS, debido al amplio número de publicaciones y autores que manejan este nombre.

La tecnología DOWS separa agua libre y aceite en fondo de pozo, generando dos corrientes de flujo independientes, donde eventualmente el aceite viaja hacia superficie para su tratamiento, recolección y comercialización mientras que el agua es reinyectada en fondo.

Aunque la idea de separación en fondo fue concebida originalmente para líquidos, es decir, para pozos productores de petróleo, modificaciones posteriores permitieron el desarrollo de la tecnología de separación de gas y agua en fondo de pozo, conocida como DGWS (del inglés *Downhole Gas Water Separators*) para ser aplicada en pozos de gas.

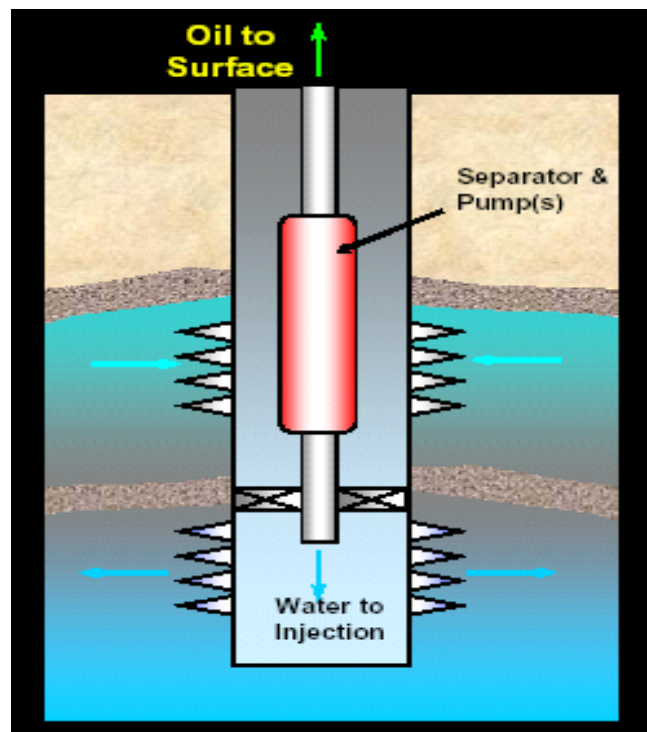
Este estudio no considera la tecnología DGWS debido a que el campo de interés (campo Toldado) es productor de petróleo. La tecnología de separación

de agua y aceite en fondo de pozo (DOWS) ofrece una ventana de oportunidad para el desarrollo económico de campos maduros con altos cortes de agua, o campos en los cuales la producción de petróleo está limitada por la capacidad de manejo del agua producida en superficie.

3.1.1 Fundamentos.

La tecnología DOWS parte de la idea de separar la mezcla aceite en agua directamente en el fondo de pozo para evitar llevar a superficie una gran parte del agua producida, permitiendo además reinyectar el agua separada en una formación independiente o en un intervalo diferente de la formación productora (ver figura 43). Este proceso reduce el riesgo ambiental a la vez que permite al operador, en muchos casos, incrementar el drawdown, pues el impacto de la producción de agua en el comportamiento del flujo multifásico vertical se minimiza.

Figura 43. Esquema básico de operación de la tecnología DOWS.



Fuente. New Paradigm Engineering.

La tecnología cuenta con varios componentes, sin embargo dos elementos son fundamentales: un sistema de separación y al menos una bomba de fondo para

llevar el aceite a superficie e inyectar el agua. El conjunto de estos y otros elementos se conoce como sistema DOWS.

Cuatro métodos de separación de agua y aceite en fondo de pozo se conocen hasta la fecha, sin embargo solo dos han sido aplicados en campo como parte del sistema DOWS.

Los métodos de separación empleados en campo son la separación por medio de hidrociclones de fondo (conocido como sistema DOWS tipo hidrociclón) y la separación por gravedad (conocido como sistema DOWS tipo gravedad, o también como DIALS, del inglés Dual Injection and Lifting System). Un tercer método es la separación centrífuga del cual sólo se conocen pruebas a nivel de laboratorio¹⁰. Además, la publicación de la SPE¹¹ sobre tecnología DOWS (Ogunsina¹², 2005) menciona un nuevo método de separación en fondo conocido como membranas de separación, aún en desarrollo y sin aplicación en campo hasta la fecha.

John Veil afirma: *“Los separadores de fondo tipo hidrociclón pueden manejar mayores volúmenes de fluido que los separadores por gravedad, sin embargo son significativamente más costosos”*¹³.

Existen diferentes configuraciones de la tecnología DOWS según la compañía desarrolladora. Sin embargo, técnica y experimentalmente se ha demostrado que los sistemas DOWS de separación por gravedad operan eficientemente sólo cuando son acoplados a bombas mecánicas¹⁴, mientras los sistemas DOWS tipo hidrociclón operan con bombas Electrosumergible (ESP del inglés Electrical Submersible Pump), bombas de cavidades progresivas (PCP del inglés Progressive o Progressing Cavity Pump), y bombas mecánicas (Rod Pumps). Las figuras 44 y 45 muestran el esquema básico de los sistemas DOWS tipo hidrociclón y tipo separación por gravedad respectivamente.

¹⁰ Oak Ridge National Laboratory.

¹¹ Abreviatura de: Society of Petroleum Engineers.

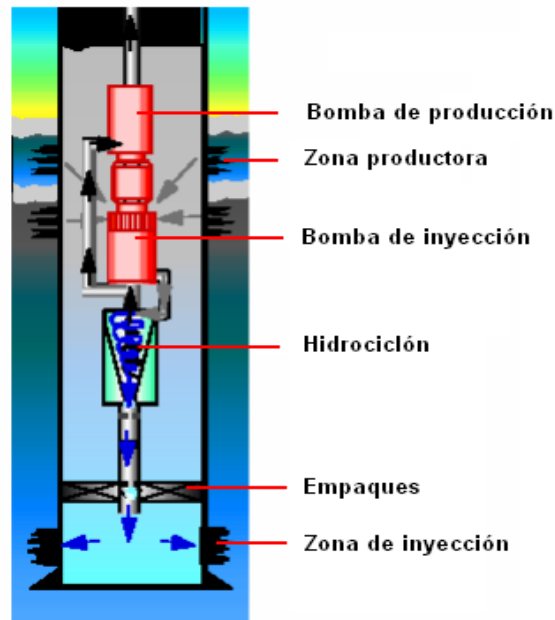
¹² OGUNSINA, O.; “A Review of Downhole Separation Technology”; SPE 94276; 2005.

¹³ VEIL, J; “Feasibility Evaluation of Downhole Oil/Water Separator (DOWS Technology)”, 1999, p.1.

¹⁴ Conocidas en la industria con el nombre de Rod Pump.

En los sistemas DOWS tipo hidrociclón (ver figura 44) la producción bifásica (mezcla agua y aceite) es recibida por la bomba de inyección (conocida en la literatura técnica como injection pump o emulsion pump) la cual descarga el fluido a una presión mayor hacia el separador¹⁵ (hidrociclón); el agua, siendo la fase más densa, tenderá a desplazarse hacia la pared del hidrociclón y viajará hacia la descarga inferior; mientras el aceite se mueve rápidamente por la parte central de hidrociclón y sale por la descarga superior (esto es debido al constante cambio de dirección del fluido) , dependiendo de la presión de salida del aceite, será o no necesaria una segunda bomba para llevar el crudo a superficie, esta bomba se conoce como bomba de producción (production pump o booster pump). El agua finalmente es reinyectada en una sección aislada por empaques de la zona productora.

Figura 44. Esquema básico del sistema DOWS tipo hidrociclón.



Fuente. New Paradigm Engineering, modificado por los autores.

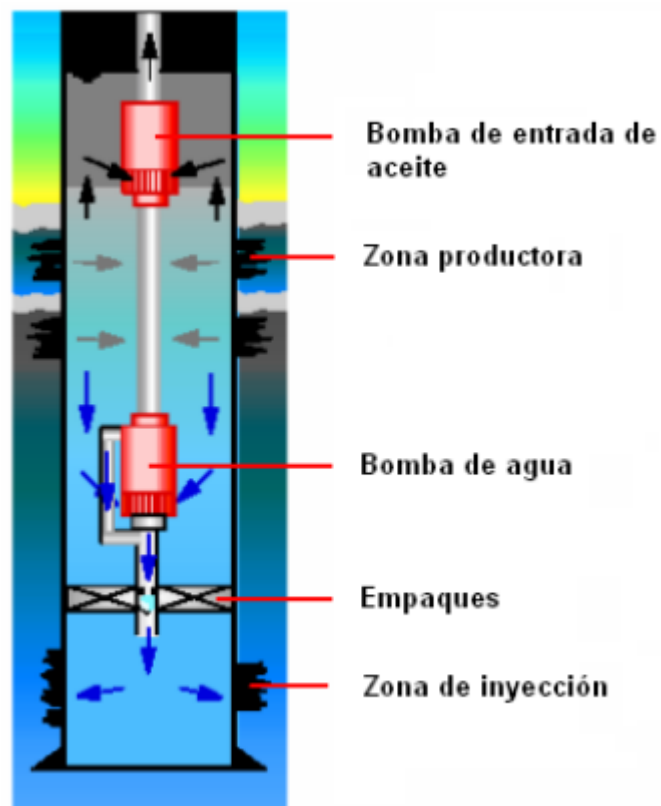
La separación por gravedad toma ventaja de la segregación de fases que ocurre en el anular *tubing – casing* (ver figura 45). A diferencia de los separadores tipo hidrociclón, este tipo de separadores tiene dos entradas. La

¹⁵ Esta configuración (bomba de inyección alimentando la entrada del separador) se conoce como **pushthrough** y es el arreglo más popular, más adelante sin embargo se discutirá otra configuración en el cual la descarga del hidrociclón alimenta la bomba de inyección (configuración **pullthrough**).

entrada superior (conocida también como bomba de entrada de aceite o en la literatura técnica Oil Concentrate Pump) que succiona el aceite segregado al tope de la columna de fluido durante la carrera descendente del pistón de la bomba, a la vez se ejerce presión para inyectar el agua en fondo; la entrada inferior (bomba de agua o Water Pump) recibe el agua asentada al fondo durante la carrera ascendente y al mismo tiempo el aceite es llevado a superficie. Un conjunto de válvulas regula el funcionamiento durante el proceso.

La separación de aceite y agua realizada en fondo, tanto para los sistemas tipo hidrociclón como para los sistemas de separación por gravedad, no es 100% eficiente, esto se debe a las limitaciones técnicas de la tecnología. El contenido de aceite en el agua de inyección varía comúnmente entre 100 ppm y 500 ppm, mientras la eficiencia de separación varía entre un 75% y 95%.

Figura 45. Esquema básico del sistema DOWS tipo separación por gravedad.



Fuente. New Paradigm Engineering, modificado por los autores.

Sin importar el método de separación empleado por el sistema DOWS, la separación de aceite y agua en fondo sucederá si existen dos fluidos

inmiscibles no emulsionados y de densidades (o gravedades específicas) diferentes.

Más adelante se discutirán ampliamente el sistema DOWS-ESP tipo hidrociclón (de interés e este estudio) y se dará una breve mirada a la separación en fondo tipo gravedad, centrífuga y al nuevo sistema de separación por membranas. La mayoría de los sistemas de separación en fondo DOWS se han instalado en Canadá y Estados Unidos. También han sido instalados en otros países desde 1997, cuando el primer sistema de separación aceite agua en fondo fue aplicado por primera vez fuera de Norte América, en el campo Eldingen¹⁶ al este de Hannover (Alemania); donde la herramienta tecnológica funcionó perfectamente. De acuerdo a Schrenkel¹⁷ (1997), la tecnología tiene el potencial de ser aplicada en pozos horizontales (Horizontal Well Flooding Application) y como alternativa para la reversión de la conificación (Reverse-Coning Application), estos usos sin embargo, se encuentran aún en discusión pues no se han reportado hasta la fecha pruebas de campo que lo verifiquen. Los sistemas DOWS pueden ser aplicados también para propósitos de Recobro Secundario (Waterflooding), Scaramuzza¹⁸ reportó en el año 2001 una aplicación de este estilo en el campo Vizcacheras de Argentina.

La selección de un pozo candidato para la instalación de DOWS se discutirá en detalle posteriormente. Autores como Matthews y Chachula, Peats y Schrenkel definieron diferentes parámetros que permiten identificar según su criterio, el pozo o pozos apropiados para la instalación de un sistema DOWS tipo hidrociclón. Por su parte, Stuebinger definió los criterios de selección de pozos candidatos para la instalación del sistema DOWS de tipo separación por gravedad.

3.1.2 Condiciones para la implementación de la tecnología.

De acuerdo al reporte de 37 instalaciones DOWS en Norte América, realizado por John A. Veil en 1999, se deben cumplir cuatro condiciones fundamentales para la implementación de este tipo de tecnología:

¹⁶ VERBEEK, P.H.J, et al; "Downhole Separator Produces Less Water and More Oil", SPE 50617.

¹⁷ SCHRENKEL, P.; "Joint Industry Development of the Downhole Oil Water Separation System – Field Case Study – An Update", SPE 38535. 1997

¹⁸ SCARAMUZZA, J.; "Downhole Oil/Water Separation System – Field Pilot – Secondary Recovery Application", SPE 69408. 2001.

1. **Alta producción de agua:** de acuerdo a Xiaoming: “cuanto mayor el corte de agua en la mezcla de entrada (fluidos de producción), mejor es el efecto de separación para un sistema de separación e inyección en fondo”¹⁹. Además, aquellos pozos con alta producción de agua percibirán un mayor ahorro de costos por manejo de agua tras la instalación de DOWS. Autores como Veil indican que la relación agua – petróleo para un pozo candidato a instalación DOWS debe ser mayor a 8, esto es equivalente a un corte de agua mayor al 89%.
2. **Zona de inyección aislada y adecuada:** para evitar recircular el agua separada y/o crear interferencia con la producción de crudo, la zona de inyección debe estar aislada del intervalo productor. Matthews y Chachula²⁰ establecieron además una distancia mínima de 80 pies (24,4 metros) entre la zona productora y la zona de inyección.
3. **Compatibilidad química del agua producida con 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.
4. **Apropiada integridad mecánica del pozo:** Casing sin fisuras y adecuada cementación son necesarios para evitar la filtración de los fluidos hacia otras formaciones.

3.1.3 Reseña Histórica.

La tecnología DOWS fue desarrollada inicialmente a través de una alianza entre las compañías C-FER Technologies Inc.²¹ y New Paradigm Engineering entre 1992 y 1997. Este proyecto fue ejecutado en tres fases según Peachey²² y es mostrada en la Tabla3:

¹⁹ XIAOMING, L.; “Research of Downhole Separation and Injection Technique for Rod Pumping Well”; SPE 68719, p.2.

²⁰ MATTHEWS, C. y CHACHULA, B; “Application of downhole oil/water separation systems in the Alliance Field”, SPE 35817, 1996.

²¹ Centre for Engineering Research Inc.

²² PEACHEY, B.; “New Water Management and Conservation Options”, New Paradigm Engineering. 2004.

Tabla 3. Desarrollo del proyecto y prueba piloto.

FASE	AÑO	Actividad Ejecutada	Costo (U\$)
1	1992	Evaluación de la factibilidad	20000
2	1992 a 1994	Desarrollo del prototipo	100000
3	1994 a 1996	Prueba piloto en campo (Canadá)	450000

Fuente. New Paradigm Engineering, modificado por los autores.

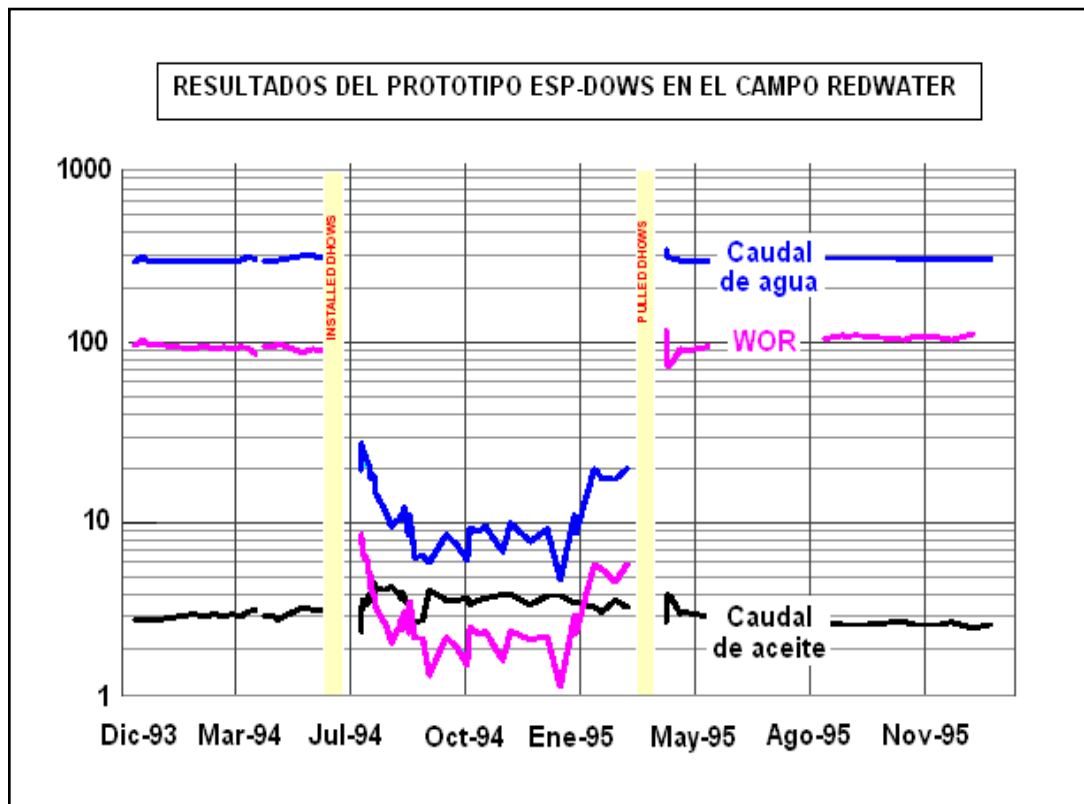
La prueba piloto llevada a cabo en 1994 empleó un sistema DOWS acoplado a una bomba ESP, la figura 46 muestra los resultados obtenidos a partir de la aplicación de la herramienta, se observa que luego de la instalación de DOWS en julio de 1994 la producción de agua pasó de 295 m³/día a 27 m³/día y estabilizó en aproximadamente 9 m³/día, indicando una disminución del 97% en el volumen de agua en superficie; así mismo, la relación agua petróleo WOR²³, inicialmente en 99 (equivalente a un corte de agua de 99%) disminuyó radicalmente desde la aplicación del sistema DOWS estabilizando en 2 (corte de agua de 66,6%). Por otro lado, la producción de petróleo pasó de 3 a 4 m³/día. La herramienta de separación en fondo fue retirada hacia marzo de 1995.

En varios de los casos en los cuales se ha aplicado la herramienta de separación en fondo DOWS se reporta un incremento en la producción de aceite asociado a la reducción del volumen de agua llevado a superficie. Este fenómeno puede ser explicado a partir del efecto de permeabilidad relativa en la cara de la formación, como lo menciona Schrenkel: “alta saturación de agua en la cara de la formación puede afectar el flujo de aceite en el pozo a través de efectos de permeabilidad relativa”²⁴, además, muchos pozos no son operados al drawdown recomendado debido a las limitaciones de manejo de agua en superficie, luego la producción de fluidos (y en consecuencia la de petróleo) son restringidos a valores más bajos.

²³ Abreviatura de: **Water Oil Ratio** (Relación agua/aceite).

²⁴ SCHRENKEL, op. cit., p.1.

Figura 46. Resultados de la prueba piloto del sistema DOWS.



Fuente. New Paradigm Engineering.

Luego de la prueba piloto realizada en 1994 se reporta también un estudio de aplicación en costa afuera (Offshore) en el mar del Norte entre 1995 y 1996 a un costo de US\$360.000 y 16 pruebas más entre 1995 y 1997 a un costo de US\$1.500.000.

El concepto de separación en fondo fue aplicado inicialmente a pozos con bombeo electrosumergible (sistema ESP – DOWS) y es la configuración más difundida hasta el momento; sin embargo el sistema DOWS ha tenido aplicación también en bombas de cavidades progresivas (sistema PCP – DOWS), que a diferencia de la configuración ESP – DOWS, permiten el manejo de sólidos y emulsiones.

La separación en fondo de pozo tipo gravedad se desarrolló a partir de 1994 por parte de Texaco/Axelson bajo el nombre de DAPS (Dual Action Pumping System). El primer prototipo fue patentado por Texaco (US Patent #

5,497,832)²⁵ en Agosto de 1994 e instalado en Febrero de 1995 en el campo East Texas, según Stuebinger: “se evaluó la viabilidad técnica y económica de esta nueva tecnología”²⁶.

La inyección del agua separada en fondo se realizó en un intervalo aislado por shale dentro de la misma formación productora (formación *Woodbine Sand*). El incremento en la producción de aceite fue de 233% y la disminución en el volumen de agua a superficie 31,5%. Luego de un par de semanas la producción comenzó a caer como lo informa Stuebinger²⁷. Un mes después de la instalación, la herramienta fue retirada para investigar el problema; se encontraron problemas de fuga tanto en la bomba superior como inferior. Un segundo prototipo fue instalado en octubre de 1995. Axelson fue adquirida finalmente por Dresser Oil Tools²⁸, compañía que siguió distribuyendo la herramienta hasta 1999.

En Junio de 1998, Texaco anunció la creación de una nueva versión de DAPS bajo el nombre de TAPS (Triple Action Pumping System) que incluye un pistón adicional para generar mayor presión de inyección, siendo más conveniente para aplicaciones en las cuales la zona de inyección tiene baja permeabilidad e inyectividad.

Además de Texaco, la compañía Quinn Oil Field Supply Ltd. desarrolló una versión DOWS para Rod Pump bajo los nombre de Q-Sep-H y Q-Sep-G. A diferencia de DAPS y TAPS la versión Q-Sep-H opera con separadores tipo hidrociclón. La versión Q-Sep-G aplica el principio de separación por gravedad.

Por otro lado, la versión PCP de separación en fondo DOWS fue desarrollada inicialmente por BMW Pump Inc. como lo menciona Veil²⁹. Weatherford más tarde tomó parte de BMW Pump Inc. De acuerdo al mismo autor, Peachey en 1997 reportó cuatro instalaciones PCP - DOWS hasta mediados de 1997. Se debe resaltar que la revisión de literatura conducida por los autores del presente proyecto de investigación no arrojó ningún informe al respecto de este tipo de instalación.

²⁵ STUEBINGER, L.; “Dual Injection and Lifting Systems: Rod Pumps”, SPE 38790, p.

²⁶ *Ibíd.*, p. 1.

²⁷ *Ibíd.*, p. 2.

²⁸ VEIL (1999), *op. cit.*, p.10.

²⁹ *Ibíd.*, p. 9.

Hacia 1999, se tenía aproximadamente 50 instalaciones DOWS en el mundo³⁰ y tres compañías, según Veil³¹, promocionaban la herramienta en los Estados Unidos: Centrilit (división de Baker Hughes), REDA Pumps y Dresser/Axelson. El reporte de Veil publicado en 1999 incluye información de 37 de estas instalaciones en Norteamérica.

La más reciente modificación del sistema de separación en fondo DOWS permite adaptarla en pozos con levantamiento artificial tipo Gas Lift; esta versión fue desarrollada por C-FER Technologies Inc. y emplea un separador de fondo tipo hidrociclón que se conoce como GL-DHOWS (Gas Lift Downhole Oil/Water Separation); la versión fue probada solo a nivel de laboratorio.

Según la revista especializada en temas petroleros E&P³², la aceptación de la tecnología de separación en fondo DOWS se ha visto limitada y cada vez menos compañías la distribuyen. A partir de la crisis en los precios del crudo observada en 1999 las ventas de DOWS cayeron dramáticamente; ha sido solo hasta los últimos años cuando se reactivó el interés por la tecnología debido al actual incremento en el precio del petróleo.

La tabla 2 resume el comportamiento del mercado de esta tecnología a partir del número de compañías distribuidoras de la herramienta de separación en fondo hasta el año 2004 en Estados Unidos basado en los reportes de Jhon Veil de 1999 y 2004.

³⁰ VEIL, J.; "Summary of Data from DOE-Subsidized Field Trial #1 of Downhole Oil/Water Separator Technology: Texaco Well Bilbrey 30-Federal No. 5 Lea Country, New Mexico", informe preparado para el Departamento de Energía de los Estados Unidos; p.3, Mayo de 2000.

³¹ VEIL, J.; "Downhole Separation Technology Performance: Relationship with Geologic Conditions", informe preparado para el Departamento de Energía de los Estados Unidos; p.8, Noviembre de 2004.

³² La edición del mes de noviembre de 2005 de la revista especializada en temas petroleros "E & P" señala en uno de sus artículos: "*Otra opción, los hidrociclones, fueron comercialmente disponibles, pero la versión ESP de estas bombas ha tenido tantos problemas técnicos y económicos que los distribuidores están ahora reacios a siquiera discutir su disponibilidad*". LYLE, D. Less water, more oil pays dividends. En: E&P. No.11

(Noviembre de 2005); p.101 y 102

3.1.4 Estado actual de la tecnología.

En esta sección se expone el estado actual de la tecnología de separación de agua y aceite en fondo de pozo. Como se mencionó anteriormente, la aceptación de la tecnología de separación en fondo DOWS se ha visto limitada y cada vez menos compañías la distribuyen.

La compañía Texaco, desarrolladora de las versiones DAPS y TAPS no promociona las herramientas en la actualidad. De acuerdo a Veil, “*desde 1999, el grupo de desarrolladores de DOWS en Texaco se ha desintegrado, algunos se han retirado y otros han sido reasignados a otros proyectos*”³³.

La compañía Quinn Oil Field Supply ofrece a través de su página de Internet³⁴ información de las instalaciones de la versión Q-Sep-G (DOWS tipo separación por gravedad) llevadas a cabo entre 1997 y 1998, así como pautas en la selección de pozos candidatos para la aplicación de la tecnología y el diseño del sistema.

Las herramientas DOWS tipo gravedad e hidrociclón desarrolladas por esta compañía (conocidas comercialmente como Q-Sep-G y Q-Sep-H respectivamente) se mencionan a través de la página oficial de la compañía en Internet³⁵, sin embargo, de acuerdo a Reg Prostebby de Quinn Oil Field Supply, la compañía no vende ni distribuye la tecnología en la actualidad.

Ninguna compañía continúa promocionando la tecnología DOWS tipo separación por gravedad. La última aplicación reportada de este tipo de separadores de fondo se llevó a cabo en 1999. De la misma forma, las versiones PCP y Gas Lift del sistema DOWS tipo hidrociclón no son desarrolladas ni distribuidas actualmente por ninguna compañía.

³³ VEIL (2004), op. cit., p.8.

³⁴ <http://www.quinnpumps.com>. (Citada en Mayo 17 de 2009).

³⁵ La herramienta DOWS tipo separación por gravedad desarrollada por Quinn Oil Field Supply, conocida comercialmente como Q-Sep-G se promociona a través de la página: <http://www.quinnpumps.com/qsepg.htm>. (Citada en Mayo 20 de 2009), donde además se incluye información técnica (capacidad y requerimientos) de la herramienta. Por otro lado, la herramienta DOWS tipo hidrociclón desarrollada por la misma compañía (conocida comercialmente como Q-Sep-H) es promocionada a través de la página: <http://www.quinnpumps.com/qseph.htm>. (Citada en Mayo 20 de 2009).

Tabla 4. Compañías desarrolladoras de la tecnología DOWS a través del tiempo.

AÑO	TIPO DOWS	TIPO DE BOMBA	COMPAÑÍA	NOMBRE COMERCIAL
1994 a 1998	Hidrociclón de fondo	ESP	REDA Pumps	AQWANOT
			Baker Hughes (Centrilift)	Hydrosep
			Camco Internacional Co.	No Indicado
	Separación por Gravedad	Rod Pump	Quinn Oil Field Supply Ltd.	Q-Sep-H
		PCP	BMW Pump Inc.	No Indicado
		Rod Pump	Texaco y Dresser/Anelson	DAPS y TAPS
Quinn Oil Field Supply Ltd.	Q-Sep-G			
1999	Hidrociclón de fondo	ESP	Baker Hughes (Centrilift)	Hydrosep
			REDA Pumps	AQWANOT
	Separación por Gravedad	Rod Pump	Texaco y Dresser/Anelson	DAPS y TAPS
2002	Hidrociclón de fondo	ESP	Baker Hughes (Centrilift)	Hydrosep
2004	Hidrociclón de fondo	ESP	Baker Hughes (Centrilift)	Subsep ³⁷
			Wood Group ESP y Read Well Services	No Indicado
			Quinn Oil Field Supply Ltd.	Q-Sep-H
	Separación por Gravedad	Rod Pump	Quinn Oil Field Supply Ltd.	Q-Sep-G
2006	Hidrociclón de fondo	ESP	Read Well Services	No Indicado
			Schlumberger	Durasep

Fuente. Los autores.

El sistema DOWS tipo hidrociclón acoplado a bombas ESP (conocido como ESP - DOWS) es la única versión que continúa siendo desarrollada y promocionada comercialmente en la actualidad. De acuerdo a Raúl Serrano López³⁸ de Schlumberger, actualmente la compañía solo presta el servicio de

³⁶REDA Pumps hace parte actualmente de Schlumberger.

³⁷ La herramienta ESP – DOWS de la división Centrilift de Baker Hughes se conoce como “Subsep”. En la actualidad la compañía no promociona activamente la herramienta de separación en fondo.

³⁸ Profesional de Schlumberger en su conferencia: “DFPS- Downhole Fluid Processing Service Water Handling Alternative” -Workshop Manejo del Agua y Control de Arena, realizado en El ICP, Piedecuesta. 29 de Abril 2009.

alquiler³⁹ de la herramienta ESP-DOWS tipo hidrociclón conocida comercialmente como Durasep y además, realiza un proyecto en alianza con Total para desarrollar un Separador de agua en fondo tipo centrífuga cuyo nombre comercial es Optisep.

Bangash⁴⁰ menciona dos razones que contribuyen a la inaplicación de la tecnología DOWS, en primer lugar, los usuarios finales no han sido educados para entender la incertidumbre asociada a la tecnología, y en segundo lugar, los fabricantes consideran cualquier pozo disponible en un intento desesperado por probarla, con el alto riesgo de falla que esto implica.

3.1.5 Beneficios de la separación en fondo de pozo.

De forma general, los beneficios de separar e inyectar el agua en fondo incluyen la disminución de los costos de levantamiento y disposición del agua producida (vertimiento o reinyección desde superficie).

Sin embargo, la tecnología de separación en fondo DOWS genera también beneficios adicionales. Pruebas en campo indican que el uso de la herramienta puede incrementar la producción de aceite. Según el reporte de Jhon Veil⁴¹ publicado en 1999, de las 37 instalaciones analizadas (Veintisiete instalaciones DOWS en Canadá y 10 instalaciones DOWS en Estados Unidos), 19 instalaciones presentaron un incremento en la producción de aceite, mientras que en 12 de ellas disminuyó; en 2 permaneció igual y en las restantes 4 no fue especificado.

3.1.5.1 Beneficios a nivel de yacimiento. De acuerdo a Kjos⁴², la separación de agua y aceite en fondo con reinyección del agua producida puede ofrecer diversos beneficios para el yacimiento:

³⁹ El valor de alquiler de la herramienta ESP-DOWS oscila entre 1200 a 2500 U\$/Día, dependiendo de las necesidades del cliente.

⁴⁰ BANGASH, Y.; "Downhole Oil Water Separation (DOWS) Systems in High-Volume/High HP Application"; SPE 81123, p.2.

⁴¹ VEIL (1999), op. cit., p.2.

⁴² KJOS, T.; "Downhole Water Oil Separation and Water Reinjection Through Well Branches ", SPE 30518, p.3.1995.

1. Reducción de la columna hidrostática en el pozo (de gran utilidad especialmente en yacimientos de baja presión), esto genera a su vez:

- Potencial incremento en la producción.
- Potencial extensión de la vida productiva del yacimiento; de acuerdo a Scaramuzza⁴³, el límite económico es reducido lo que permite un mayor recobro de aceite (ver figura 6).
- El uso de sistemas de levantamiento artificial (*Pumping/Gas Lifting*) puede ser pospuesto.

2. Los sistemas DOWS pueden ser usados para propósitos de Recobro Secundario. De acuerdo a Scaramuzza⁴⁴, los patrones de barrido de agua (Waterflood Patterns) son modificados generando un incremento del recobro de aceite.

3. Control dinámico del contacto agua petróleo a través de la reinyección del agua en el acuífero de la formación productora.

4. Según los autores Schrenkel y Loginov los sistemas de separación aceite agua en fondo DOWS pueden revertir la conificación. Ningún reporte ha sido publicado hasta el momento indicando resultados favorables al respecto.

5. Incremento en el recobro último de las reservas o recobro último esperado (EUR del inglés Estimated Ultimate Recovery) debido a la inyección de agua en una formación productora (mantenimiento de presión y mayor eficiencia de barrido)⁴⁵.

3.1.5.2 Beneficios ambientales. Shaw⁴⁶ señala que el uso de DOWS trae consigo diferentes beneficios ambientales asociados a la disminución del riesgo de contaminación, tanto de formaciones de agua potable (USDW del inglés

⁴³ SCARAMUZZA, op. cit. p. 2.

⁴⁴ *Ibíd.*, p. 2.

⁴⁵ TUBEL, P.; "Intelligent System for Monitoring and Control of Downhole Oil Water Separation Applications", SPE 49186, 1998; p.2.

⁴⁶ SHAW, C.; "Downhole Separation as a Strategic Water and Environmental Tool", SPE 61186, p.2. 2000.

Underground Source of Drinking Water) como ríos, lagunas y otros cuerpos de agua en superficie.

Los beneficios ambientales ligados al uso de la tecnología de separación en fondo son los siguientes:

1. Menor riesgo de contaminación de acuíferos durante la producción a través de fugas en el casing.
2. Bajo riesgo de contaminación en superficie por fugas o derrames considerando que el volumen de agua es reducido, según Shaw⁴⁷, entre un 85% y 95% frente a un pozo convencional.
3. El riesgo de fuga y derrame de salmuera (agua salada) de alta presión en las facilidades de superficie durante las operaciones de inyección es reducido así como el riesgo de contaminar USDW.
4. Los riesgos ambientales a largo plazo son reducidos debido a que la descarga del agua producida es mitigada.
5. Reducción en las emisiones de CO₂ debido a que los requerimientos de potencia son menores y la eficiencia de DOWS es mayor que los sistemas de levantamiento artificial convencionales.
6. Reducción en el consumo de químicos: inhibidores de hidratos, inhibidores de corrosión, desemulsificantes, etc.
7. De acuerdo a Scaramuzza⁴⁸, el impacto frente a las regulaciones gubernamentales es menor.

3.1.5.3 Beneficios económicos. La tecnología DOWS es una ventaja económica en términos de reducción de los costos de manejo del agua, dado que gran parte del agua producida no es llevada a superficie, los costos de levantamiento, separación, tratamiento y disposición son considerablemente menores. Suárez⁴⁹ ofrece una completa descripción de las razones que justifican, desde el punto de vista económico, la separación en fondo:

⁴⁷ *Ibíd.*, p. 2.

⁴⁸ SCARAMUZZA, *op. cit.* p. 3.

⁴⁹ SUÁREZ, S.; "Feasibility of Downhole Oil/Water Separation and Reinjection in the GOM", SPE 57285, p.1 y 2.

1. Incremento en la producción de aceite: El uso de sistemas de separación en fondo DOWS permite incrementar la producción de aceite en aquellos pozos donde la producción de fluido está limitada por la capacidad de manejo de agua en las facilidades de superficie, estos pozos, como lo menciona Suárez, generalmente no operan al drawdown máximo recomendado. Además, como lo menciona el mismo autor, la tecnología DOWS permite poner en producción pozos que fueron alguna vez cerrados por su insostenible producción de agua. Existen también pozos o campos petroleros limitados por la energía eléctrica disponible para el levantamiento artificial de los fluidos, luego la producción está restringida a la potencia (Horsepower) disponible. En esos casos, como lo indica Suárez, *“un incremento en la producción de petróleo puede ser obtenido si la potencia requerida para inyectar el agua es menor que la potencia para levantar el agua a superficie”*⁵⁰.

2. Reducción en el consumo de energía: En pozos con levantamiento artificial, una porción significativa de energía es empleada en llevar el agua a superficie. El sistema de separación en fondo DOWS permite a las compañías operadoras ahorrar costos asociados al consumo de energía, según Suárez: *“con una adecuada zona de inyección, el ahorro de energía es de hasta 50% frente a un sistema de levantamiento ESP convencional”*⁵¹.

Aplicaciones de campo han indicado que los completamientos tipo DOWS son más eficientes, desde el punto de vista del aprovechamiento de la energía, que los completamientos convencionales. Shaw⁵² agrega en su informe datos y gráficos que permiten observar la eficiencia de una instalación ESP – DOWS (Subsep⁵³) con reinyección en fondo frente a una instalación ESP normal (con reinyección convencional de agua) obtenidos a partir de simulaciones por computador bajo las mismas condiciones de operación (ver tabla 5 y figura 47). Shaw concluye: *“si la comparación se hace entre una inyección convencional de agua producida y el sistema DOWS con reinyección en la misma formación, el consumo de energía es menor en el caso del sistema DOWS”*⁵⁴.

⁵⁰ *Ibíd.*, p.1.

⁵¹ *Ibíd.*, p.1.

⁵² SHAW, op. cit., p. 3.

⁵³ Instalación ESP – DOWS distribuida por la división Centrilift de Baker Hughes.

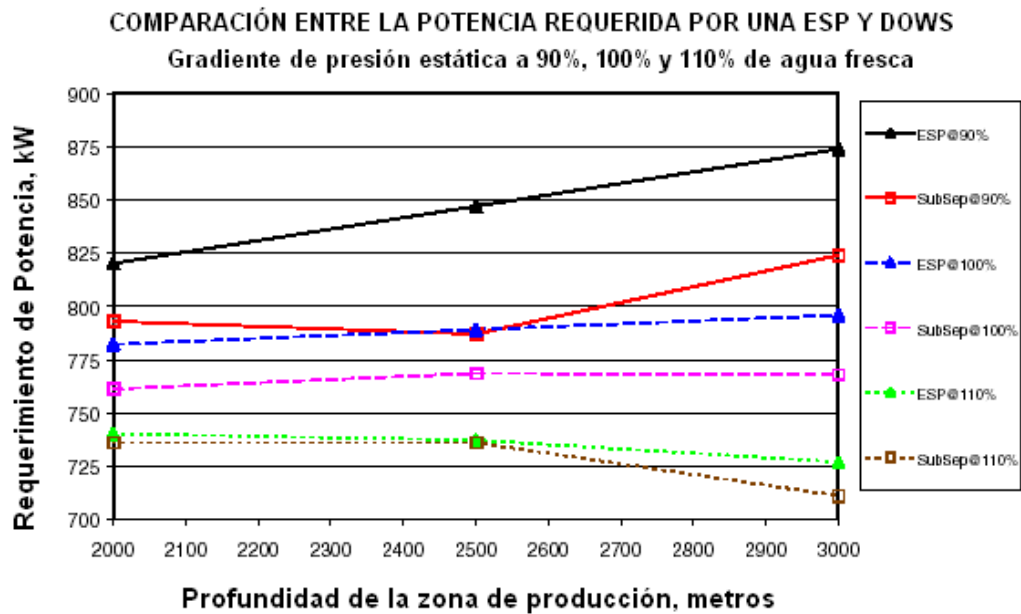
⁵⁴ SHAW, op. cit., p. 3.

Tabla 5. Comparación de consumo de energía o potencia entre Subsep y ESP.

Comparación de Potencia entre Subsep y una Bomba ESP Convencional						
Profundidad Vertical de la Zona Productora (m)	Presión estática usando un gradiente de 90% de agua fresca		Presión estática usando un gradiente de agua fresca		Presión estática usando un gradiente de 110% de agua fresca	
	ESP (kW)	Subsep (kW)	ESP (kW)	Subsep (kW)	ESP (kW)	Subsep (kW)
2000	820	793	782	761	740	736
2500	847	787	789	769	737	736
3000	874	824	796	768	727	711
Datos Base de la Simulación						
Zona de Inyección	Ubicación				100 m bajo la zona Productora	
	Índice de Inyectividad (II)				46 m ³ /D/bar	
Zona Productora	Índice de Productividad (IP)				37 m ³ /D/bar	
	Corte de Agua				75%	
	Relación Gas Petróleo <GOR>				37 m ³ /m ³	
	Gravedad Especifica del Agua				1,02	

Fuente. Shaw, C. (SPE 61186).

Figura 47. Comparación de consumo de energía o potencia entre Subsep y ESP



Fuente. Shaw, C. (SPE 61186).

3. Reducción en el uso de químicos:

Mediante el empleo de sistemas DOWS el consumo de químicos para el tratamiento del agua producida en superficie se reduce, así, la cantidad requerida de desemulsificantes, inhibidores de corrosión e inhibidores de scale⁵⁵ es menor.

4. Menores costos en la facilidad de superficie:

El incremento de la producción de agua implica la ampliación del sistema de manejo de agua en superficie, desde líneas más grandes hasta piscinas con mayor capacidad para la recolección y tratamiento de los

⁵⁵ El **scale** es la depositación de sales de bario y calcio (principalmente CaCO₃ y Ba SO₄) en la tubería.

fluidos. Generalmente, como lo menciona Suárez⁵⁶, los sistemas de separación DOWS reducen la producción de agua hasta un WOR (del inglés Water Oil Ratio) de entre 1 y 3. Verbeek⁵⁷, P. y Centrilift, división de Baker Hughes recomiendan operar el sistema de separación en fondo DOWS a un corte de agua no menor de 50% de la producción en superficie (corte de agua objetivo), de lo contrario se corre el riesgo de inyectar aceite en la zona de inyección. Nótese que en relación con el flujo original, el porcentaje de agua separada es generalmente mayor que el corte de agua objetivo. Por ejemplo, un pozo que originalmente produce 1.000 BFPD con 95% de corte de agua produce 950 BWPD. Un corte de agua objetivo de 50% significa que sólo 50 BWPD son producidos con 50 BOPD. Esto significa que 90% del flujo total es separado.

5. Menor costo frente a pozos de inyección:

El costo de un sistema DOWS es considerablemente menor que un proyecto de inyección en fondo (disposición en subsuelo). Los pozos destinados para la disposición convencional de agua en fondo requieren de líneas de alta presión y bombas con lo cual se incrementan los costos operativos. Según Shaw⁵⁸, el costo de capital (CAPEX del inglés **Capital Expenditure**⁵⁹) es reducido para los pozos con sistemas DOWS.

6. Reducción de los impuestos por emisiones de gas CO₂:

De acuerdo a Shaw⁶⁰, los costos de operación debidos a los impuestos por emisión de CO₂ son reducidos. Como se indicó anteriormente, los sistemas DOWS son más eficientes desde el punto de vista del consumo de energía, luego las emisiones de CO₂ y otros gases ácidos como H₂S⁶¹ son menores.

⁵⁶ Suárez, op. cit. p. 2.

⁵⁷ VERBEEK, op. cit., p. 2.

⁵⁸ SHAW, op. cit., p. 3.

⁵⁹ Inversiones en bienes de capital.

⁶⁰ SHAW, op. cit., p. 3.

⁶¹ De acuerdo a Suárez, la concentración de gases ácidos CO₂ y H₂S es menor en pozos con sistemas DOWS. SPE 57285, p. 2.

3.1.5.4 Beneficios a nivel de pozo y líneas de flujo en superficie. La aplicación de la tecnología DOWS genera beneficios a nivel de pozo, autores como Schrenkel describen diferentes condiciones favorables obtenidas a partir de la instalación de la herramienta, mientras Shaw⁶² señala que la tecnología no tiene efectos adversos en la productividad del pozo. Los beneficios a nivel de pozo y líneas de flujo en superficie generados a partir de aplicaciones anteriores de DOWS se indican a continuación:

1. Reducción en la depositación de scale e hidratos y disminución de la corrosión en el tubing y en las líneas de flujo⁶³:

La reducción en el volumen de agua llevado a superficie implica menor exposición del tubing y las líneas de flujo a los gases ácidos (CO_2 y H_2S) disueltos en el agua de producción así como menor riesgo de depositación de hidratos y cristales de sal (BaSO_4 y/o CaCO_3) o **scale**. La tubería tendrá en consecuencia una mayor vida útil.

2. Menor número de pozos para el desarrollo del campo:

De acuerdo a la publicación de Schrenkel para la SPE, la instalación de DOWS permite reducir el número de pozos requeridos para el desarrollo del campo. Suárez agrega:

“Un problema con el uso de más pozos de disposición de agua es que usualmente, el origen de estos son pozos productores con muy altos WOR. La conversión a pozos de disposición reduce la producción de aceite, lo cual es algunas veces un costo imprevisto asociado con la expansión del sistema de disposición. Con DOWS, pocos pozos de disposición son requeridos en campo, y más pozos pueden permanecer como productores”⁶⁴.

⁶² SHAW, op. cit., p. 3.

⁶³ SPE Conference: “Drivers and Stoppers in Subsea Processing: Why does some water make such a big difference?”. 2003.

⁶⁴ SUÁREZ, op. cit., p. 2.

3. Incremento en la producción de aceite:

En varios casos en los cuales se ha aplicado la herramienta de separación en fondo DOWS se reporta un incremento en la producción de aceite asociado a la reducción del volumen de agua llevado a superficie. El incremento en la producción de aceite puede ser explicado a partir del efecto de permeabilidad relativa en la cara de la formación, como lo menciona Schrenkel: “*alta saturación de agua en la cara de la formación puede afectar el flujo de aceite en el pozo a través de efectos de permeabilidad relativa*”⁶⁵, además, muchos pozos no son operados al **drawdown** recomendado debido a las limitaciones de manejo de agua en superficie, luego la producción de fluidos (y en consecuencia la de petróleo) son restringidos a valores más bajos.

De acuerdo a la SPE⁶⁶, remover el agua en fondo reduce el peso de la columna hidrostática (disminución del volumen de agua o fase más densa) generando un incremento en la tasa de flujo.

Además, según Shaw⁶⁷ tras la instalación de un sistema DOWS se llega al límite económico más pronto y con un mayor recobro de aceite. La figura 48 muestra el comportamiento teórico de un pozo tras la instalación de la herramienta de separación en fondo DOWS.

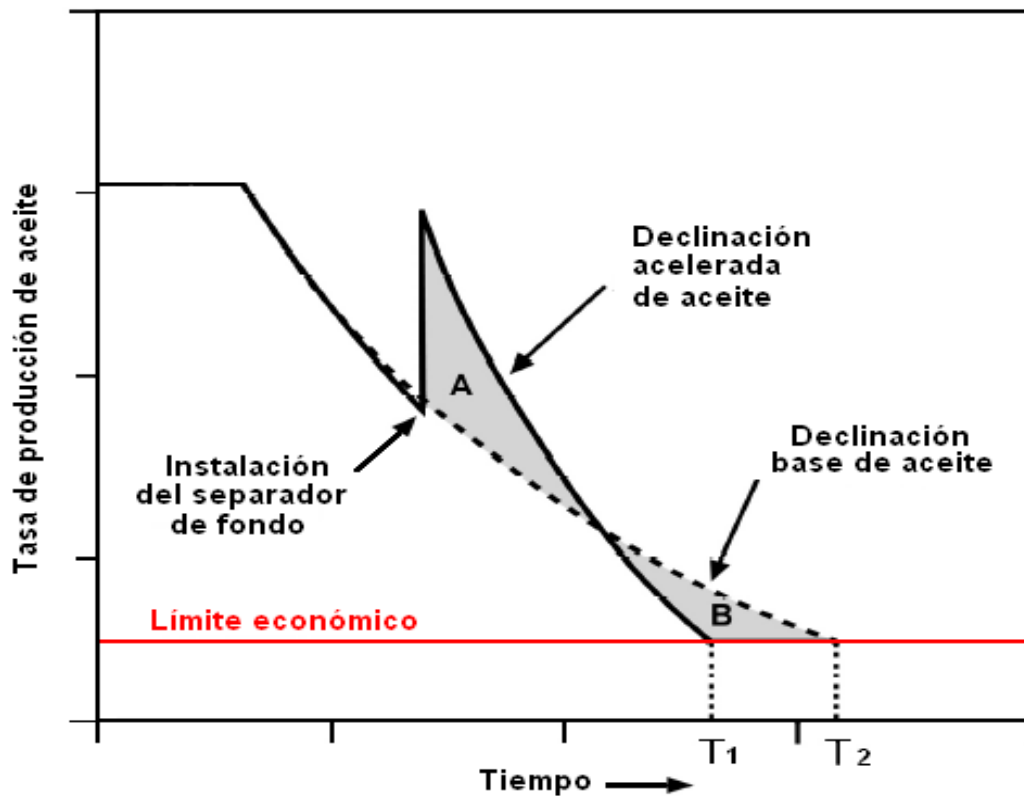
La línea punteada en la figura 48 representa la tendencia de declinación normal de un pozo sin instalación DOWS. En etapas tempranas de operación del sistema DOWS la producción de aceite se incrementa mientras en períodos tardíos la tasa cae por debajo del valor de tendencia normal o declinación base de aceite. Sin embargo, como se observa en la figura 6, el área A es mayor al área B, lo cual implica un mayor recobro de petróleo en menor tiempo.

⁶⁵ SCHRENKEL, op. cit., p. 1.

⁶⁶ SPE Conference 11/.02/.03.

⁶⁷ SHAW, op. cit., p. 2.

Figura 48. Tendencia de la producción de aceite tras la instalación de DOWS.



Fuente. Shaw, C. (SPE 61186).

De acuerdo al estudio técnico y económico llevado a cabo por Blanco y Davies⁶⁸ para la aplicación de la tecnología DOWS a un campo maduro del lago Maracaibo, los separadores de fondo DOWS generan un mayor Valor Presente Neto (VPN) comparado con un sistema ESP convencional o un sistema **Gas Lift**. El análisis fue realizado tomando como base el año cero de producción (ver figura 49).

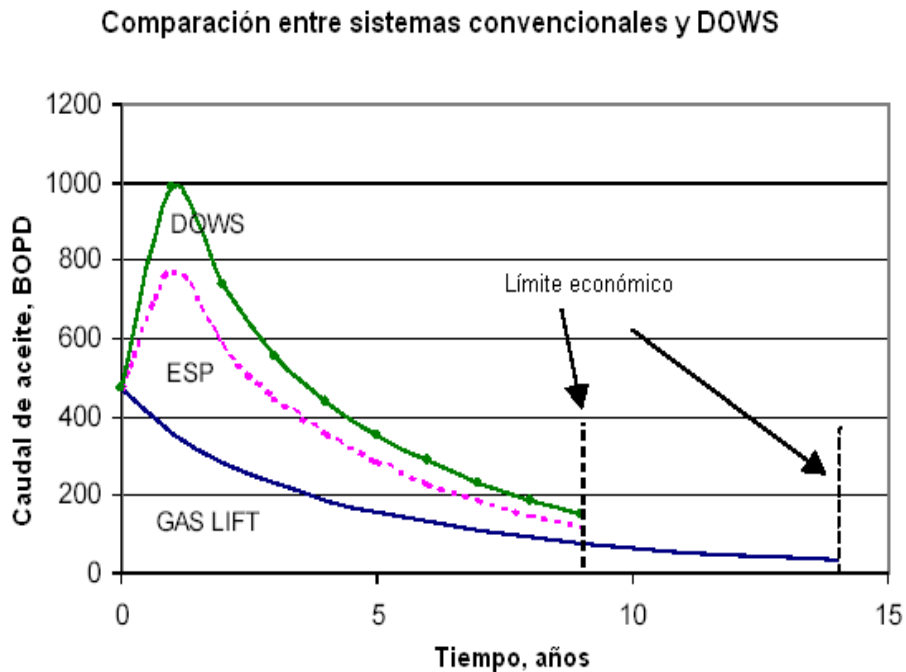
La instalación de un sistema DOWS al inicio de la vida productiva de un pozo implica algunos riesgos si se considera la incertidumbre en la confiabilidad de la tecnología. Blanco agrega: "este riesgo es aceptable si el beneficio de DOWS

⁶⁸ BLANCO, A. y DAVIES, D.; "Technical & Economic Application Guidelines for Downhole Oil-Water

Separation Technology", SPE 67182, p.4.

es mayor que los costos asociados al incremento en la frecuencia de **workover**⁶⁹.

Figura 49. Comparación entre métodos convencionales de producción y el sistema DOWS instalado al inicio de la vida productiva de un campo.



Fuente. Blanco y Davies (SPE 67182).

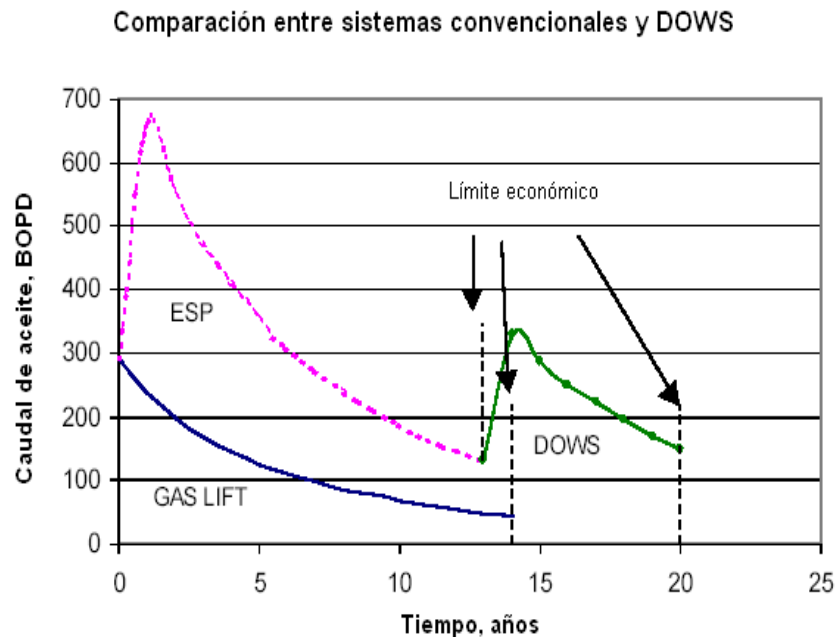
Blanco y Davies analizaron también el comportamiento del pozo para una instalación DOWS al límite económico del pozo (ver figura 50). Una vez más se observa un incremento en la producción de aceite seguido a la instalación de la tecnología de separación en fondo.

3.1.5.5 Beneficios a nivel de seguridad industrial. Los beneficios obtenidos por la herramienta de separación en fondo DOWS en seguridad industrial son resultado de la disminución del consumo de químicos para el tratamiento del

⁶⁹ Blanco y Davies asumieron para el estudio técnico mencionado, que la frecuencia de trabajos de mantenimiento del sistema DOWS sería 50% mayor frente a la frecuencia de mantenimiento de una ESP convencional.

agua, en consecuencia, la manipulación de agentes tóxicos por parte del personal será menor.

Figura 50. Comparación entre métodos convencionales de producción y el sistema DOWS instalado al límite económico de un campo.



Fuente. Blanco y Davies, SPE 67182.

Suárez señala también que: “la remoción del 95% de la fase acuosa a alta presión en el pozo puede reducir la concentración de gases ácidos, incluyendo CO_2 y H_2S en el gas liberado de los procesos de estabilización del crudo. Los DOWS pueden también aliviar las preocupaciones de seguridad del personal”⁷⁰.

3.1.6 Limitaciones de la Tecnología.

Según la revista especializada en temas petroleros E&P⁷¹, la aceptación de la tecnología de separación en fondo DOWS se ha visto limitada y cada vez menos compañías la distribuyen.

⁷⁰ SUÁREZ, op. cit., p. 2.

⁷¹ E&P. Revista especializada en temas petroleros; edición publicada en noviembre de 2005. Artículo: “Less water, more oil pays dividends”.

Los principales factores que han limitado la aplicación de la tecnología son:

1. Factores técnicos:

- Producción de arena (genera taponamiento de la zona de inyección y desgaste de la herramienta DOWS).
- Formación de **scale**.
- Recirculación del agua separada en fondo por aislamiento insuficiente entre las zonas de producción y de inyección (genera reducción de la tasa de producción de aceite).
- Reducción de la permeabilidad de la zona de inyección por contacto de formaciones sensibles con fluidos químicamente incompatibles.
- Problemas de corrosión.
- Falla del casing⁷².

2. Factores relacionados con el diseño de la tecnología:

- Mala selección del pozo candidato para la instalación de la tecnología.
- Inadecuada selección de la zona de inyección.
- Desconsideración de las características y condiciones del yacimiento.
- Inapropiado proceso de diseño de la tecnología.

3. Factores externos:

- Bajo precio del crudo.
- Problemas políticos⁷³.
- Fallas humanas⁷⁴.

Bangash⁷⁵ menciona dos razones que contribuyen a la inaplicación de la tecnología DOWS, en primer lugar, los usuarios finales no han sido educados

⁷² Varios de los pozos en los cuales se han llevado a cabo instalaciones de la tecnología DOWS, son pozos con un largo período de operación, en general, próximos al límite económico, en los cuales la tubería (*casing* y *tubing*) se hallaba corroída y/o desgastada. De acuerdo a John A. Veil (1999): "Algunos operadores no quisieron arriesgar pozos de buen comportamiento con un nuevo dispositivo (tecnología DOWS) y seleccionaron pozos peores que los candidatos óptimos". VEIL, J.; 1999.

⁷³ Jhon Veil (2004), op.cit. p.12

⁷⁴ En la mayoría de los informes técnicos de aplicación de la tecnología DOWS se reportaron anomalías en el sistema funcionamiento del sistema asociadas a fallas humanas.

⁷⁵ BANGASH, Y.; "Downhole Oil Water Separation (DOWS) Systems in High-Volume/High HP Application"; SPE 81123, p.2.

para entender la incertidumbre asociada a la tecnología, y en segundo lugar, los fabricantes consideran cualquier pozo disponible en un intento desesperado por probarla, con el alto riesgo de falla que esto implica. Orgunsina agrega:

“Aún cuando ha sido probada en campo, la tecnología DOWS todavía tiene un número de obstáculos por vencer antes de ganar amplia aceptación en la industria del petróleo y el gas. El primer paso en esta aceptación es para el personal profesional y técnico, obtener un mejor entendimiento de los principios y aplicaciones de la tecnología DOWS. El segundo es para el personal de campo y operaciones, obtener experiencia con las aplicaciones de campo exitosas. Una vez estas dos cosas ocurran y el personal se familiarice y acomode con la tecnología, DOWS evolucionará y podrá convertirse en una tecnología ampliamente aceptada para el manejo del agua producida”⁷⁶.

3.1.7. Normatividad legal de la tecnología DOWS.

Las consideraciones regulativas legales de la tecnología de separación de aceite y agua en fondo de pozo (DOWS) se enmarcan a nivel nacional e internacional.

3.1.7.1. Normatividad legal en Colombia. De acuerdo a Edilberto Peñaranda Correa⁷⁷ Asesor de Licencias, Permisos y Trámites Ambientales del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, afirma:

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

En relación a la normatividad ambiental existente sobre reinyección de aguas, el artículo 61 del Decreto 1594 de 1984, prohíbe la inyección de residuos líquidos a un acuífero, con excepción de la reinyección de aguas provenientes de la exploración y explotación petrolífera y de gas

⁷⁶ OGUNSINA, op. cit., p. 5.

⁷⁷ Comunicación vía correo electrónico de: Edilberto Peñaranda Correa Asesor Dirección de Licencias, Permisos y Trámites Ambientales; para: Alirio Leal Hernández y Ricardo Dorado Domínguez. **Ref:** Su radicado No. 4120-E1-125880 de: Octubre /28 /2009 COR-2358-09.

natural, siempre y cuando no se impida el uso actual o potencial del acuífero, en este sentido, la evaluación que se hace por parte de este Ministerio a la viabilidad de autorizar la reinyección de aguas, tiene en cuenta, que dicha actividad no genere impactos a los acuíferos presentes en el área y en especial a aquellos que son objeto de uso y consumo por parte de la comunidad.

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

- *Proyección de agua residual industrial a producir.*
- *Volumen de agua estimado a reinyectar.*
- *Presión estimada de inyección comparada con las características de la Formación receptora.*
- *Resultados de las pruebas piloto de inyección.*
- *Descripción técnica y diseño del pozo inyector y su georreferenciación.*
- *Descripción y especificaciones de la infraestructura y equipos a instalar para llevar a cabo la reinyección.*
- *Condiciones fisicoquímicas de las aguas de Formación y características fisicoquímicas de las mismas con las que se plantea inyectarlas.*
- *Descripción estratigráfica e hidráulica de la(s) unidad(es) receptora(s). Columna estratigráfica del pozo o los pozos inyectores con sus respectivos espesores e interpretación geológica.*
- *Mapa estructural del área (en superficie y subsuelo), con el fin de definir la conectividad de la unidad en la que se piensa inyectar con acuíferos suprayacentes y consideraciones técnicas realizadas a partir de dicha información, que permita evaluar si la reinyección de las aguas de Formación presentará afectación o no sobre los acuíferos superiores.*
- *Interpretación y correlación de la Formación (es) receptora con pozos aledaños.*
- *Caracterizar las unidades receptoras en cuanto a sus propiedades de: porosidad, permeabilidad, indicador de zonas de flujo, índice de calidad de yacimiento, capacidad de almacenamiento, entre otros.*
- *Proponer un sistema de seguimiento a de los acuíferos presentes en el área donde se proyecte realizar la reinyección.*

Cabe advertir, que antes de iniciar las actividades de reinyección, la empresa deberá informar y obtener la autorización respectiva del Ministerio de Minas y Energía para intervenir la formación seleccionada.

Así mismo, las empresas a las que se les autorice este sistema, deberán cumplir con las obligaciones que este Ministerio imponga en el acto administrativo que autoriza tal actividad”.

3.1.7.2. Normatividad legal Internacional. El programa federal para el Control de la Inyección en Subsuelo (UIC, del inglés **Underground Injection Control**), perteneciente a la Agencia para la protección del Medio Ambiente de los Estados Unidos (conocida como EPA, del inglés **Environmental Protection Agency**) define cinco clases de pozos de inyección en base al tipo de vertimiento⁷⁸:

1. Pozos de inyección Clase I: pozos para la disposición de desechos industriales y municipales en formaciones capaces de confinar los fluidos.

2. Pozos de inyección Clase II: pozos de inyección asociados con campos de producción de crudo y gas. Se subdividen a su vez en:

- Pozos Clase II para la disposición de aguas de producción.
- Pozos Clase II para el recobro mejorado de petróleo o gas.
- Pozos Clase II para el almacenamiento de hidrocarburos.

3. Pozos de inyección Clase III: pozos de inyección asociados a la extracción de minerales.

4. Pozos de inyección Clase IV: pozos de inyección asociados a la disposición de material radiactivo y biológico.

⁷⁸ ESCANDÓN, C.; “Geología del Petróleo y Caracterización de Yacimientos para Proyectos de Inyección de Aguas”, presentación corporativa, mayo de 2000. Flospec Ltda., NATCO Group.

5. Pozos de inyección Clase V: cualquier otro sistema de inyección para emplazar fluidos directamente bajo la superficie en forma distribuida y que no esté dentro de las clasificaciones anteriores.

El 5 de junio del año 2000, el programa federal para el Control de la Inyección en Subsuelo (UIC) de la Agencia para la protección del Medio Ambiente de los Estados Unidos (EPA), publicó un comunicado⁷⁹ pronunciándose al respecto de la tecnología DOWS.

Después de analizar los datos de 38 pozos en los cuales fue aplicada la tecnología DOWS, el programa federal para el Control de la Inyección en Subsuelo (UIC) finalmente concluyó que los pozos con instalaciones DOWS cumplen los criterios para ser clasificados como pozos Clase II para el recobro mejorado de hidrocarburo. Las razones son las siguientes:

- Mayor volumen de hidrocarburo se produce tras la instalación de los separadores de fondo (DOWS): los datos de los 38 pozos con instalaciones DOWS evaluados por el programa UIC de la EPA indicaron un incremento promedio de 48% en la tasa de producción de petróleo. La tasa de producción de agua se redujo en promedio 85% en los casos considerados⁸⁰.
- Mayor eficiencia en la producción de hidrocarburo: de acuerdo a la EPA: “Con la marcada reducción de la producción de agua, la eficiencia en la producción de hidrocarburo se incrementa, contribuyendo a un recobro de petróleo o gas más rentable”⁸¹.

Aunque el propósito de la tecnología DOWS es reducir la producción de agua obtenida en superficie mediante la separación y reinyección en fondo de pozo de un gran volumen del agua asociada al hidrocarburo, la EPA no considera que los pozos con instalaciones DOWS cumplan con los criterios para ser considerados como pozos de inyección Clase II para la disposición de aguas de producción. La razón expuesta por la EPA es la siguiente:

⁷⁹ UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY: “Well Classification Guidance for Downhole Hydrocarbon/Water Separators”. Washington D.C., Enero 5 de 2000

⁸⁰ *Ibíd.*, p. 3.

⁸¹ *Ibíd.*, p. 4.

“Después de revisar las regulaciones pertinentes a la clasificación de los pozos (de inyección), la EPA determinó que los fluidos generados por esta tecnología no cumplen la estricta definición de fluidos que son inyectados en un pozo de inyección Clase II de disposición (de aguas de producción). La regulación define como pozos de disposición aquellos en los que se reinyectan fluidos llevados a superficie en la producción de petróleo y/o gas. Dado que los fluidos residuales (aguas de producción) separados e inyectados en fondo de pozo no son llevados a superficie, los pozos que usan la separación de aceite y agua en fondo no pueden ser reglamentados como pozos Clase II de disposición”⁸².

3.2 MÉTODOS DE SEPARACION EN FONDO

Los métodos o tipos de separación en fondo usados de forma comercial hasta el momento son dos: la separación por medio de hidrociclones de fondo y la separación por gravedad.

El proyecto original de C-FER Technologies hacia principios de la década de los 90s desarrolló el primer sistema DOWS tipo hidrociclón, más tarde, hacia 1994, la alianza Texaco/Axelson permitió la construcción del primer sistema de separación por gravedad bajo el nombre de DAPS.

A nivel de laboratorio, se desarrolló un tercer tipo de sistema de separación, conocido como separación centrífuga. Finalmente, la más reciente publicación de la SPE sobre tecnología DOWS (Ogunsina, 2005) menciona un nuevo método o tipo de separación en fondo conocido como membranas de separación.

A continuación se describen los cuatro métodos de separación en fondo conocidos actualmente. Se hará particular énfasis en la separación por medio de hidrociclones de fondo ya que en la actualidad es la herramienta más confiable para este tipo de tecnología y el estudio de esta investigación está fundamentado en su aplicabilidad.

⁸² Ibíd., p. 6.

3.2.1 Membranas de separación.

Las membranas de separación son el más reciente concepto de separación en fondo para sistemas DOWS. De acuerdo a Ogunsina⁸³, la nueva tecnología de separación por membranas genera una producción libre de agua y no requiere de partes mecánicas móviles.

Otros autores, como Fernández⁸⁴ y Tweheyo⁸⁵, han presentado publicaciones al respecto de esta tecnología.

Ogunsina define la separación por membranas como *“la separación de los componentes de un fluido presurizado llevada a cabo por membranas de polímero”*. La membrana de polímero es permeable a uno o más componentes de la mezcla y es impermeable a los componentes restantes. Ogunsina agrega:

*“las aberturas en la matriz de la membrana (poros) son tan pequeños que una presión significativa es requerida para conducir el fluido a través de ellas”*⁸⁶.

Dos tipos de membranas de separación se indican en la publicación de Ogunsina:

1. Membranas de Osmosis Inversa (RO del inglés Reverse Osmosis Membranas): este tipo de membrana tiene los poros más pequeños.
2. Membranas de Microfiltración (MF del inglés Microfiltration Membranas): este tipo de membrana tiene los poros más grandes y por lo tanto, la presión requerida para conducir los fluidos a su través es menor.

⁸³ OGUNSINA, Op. cit., p. 3.

⁸⁴ FERNÁNDEZ, L.; “The Study of Oil/Water Separation in Emulsion by membrane Technology”, SPE 69554, 2001.

⁸⁵ TWEHEYO, M.; “Simulations of Oil-Wet Membrane Wells for Water-Free Oil Production and Downhole Separation”, SPE 81189, 2003.

⁸⁶ *Ibíd.*, p. 3.

La tecnología de separación por membranas tiene el potencial de ser adaptada para reinyectar el agua separada en fondo como ocurre en un sistema DOWS. La membrana puede ser colocada tanto en el tubing como frente a la cara de la formación.

Se han identificado algunos problemas concernientes a la separación por membranas, por ejemplo, la efectividad de la membrana, medida en términos de separación de fluidos, se reduce con el tiempo, además, la depositación de partículas en la superficie y poros de la membrana reduce su desempeño.

3.2.2 Separación Centrífuga.

Los separadores centrífugos de fondo se conocen como CDHS (del inglés Centrifugal Downhole Separator). Toman ventaja de la fuerza centrífuga o aceleración centrífuga para separar dos fluidos de densidades o gravedades específicas diferentes.

A diferencia de los separadores tipo de hidrociclón, los separadores centrífugos poseen partes móviles. La separación centrífuga se describe a partir de la Ley de Stokes, que es función de la viscosidad, densidad y aceleración de los fluidos, así como del diámetro de gota de la fase dispersa.

Se desconoce cualquier aplicación de la tecnología CDHS en campo. A nivel de laboratorio se han llevado a cabo investigaciones encaminadas a determinar el comportamiento de este tipo de separadores de fondo. Actualmente Schlumberger en alianza con Total trabajan conjuntamente en el desarrollo de una herramienta de separación en fondo tipo centrífuga conocida comercialmente como Optisep.

3.2.3 Separación por gravedad.

La separación por gravedad se conoce también como DIALS (del inglés Dual Injection and Lifting System) o DPGS (del inglés Dual Rod Pump Gravity Separation). Es uno de los dos sistemas de separación de fondo DOWS más difundidos⁸⁷. Debido a que tienen menor capacidad de manejo de fluido⁸⁸ que

⁸⁷ Cabe anotar que la última aplicación de la tecnología DOWS tipo separación por gravedad fue en 1999, todas ellas en Norteamérica (Canadá y Estados Unidos).

los sistemas DOWS tipo hidrociclón⁸⁹, sólo han sido acoplados exitosamente a pozos con bombeo mecánico (Rod Pumps). Este tipo de separación de fluidos toma ventaja de la segregación de fases que ocurre en el anular tubing – casing (ver figura 45 y figura 51).

Los separadores que operan por gravedad (conocidos como Gravity Separators) tienen dos entradas (Intakes). La entrada superior (conocida también como bomba de entrada de aceite, en la literatura técnica Oil Concentrate Pump) succiona el aceite segregado al tope de la columna de fluido durante la carrera descendente o ciclo de inyección de la bomba, a la vez que se ejerce presión para inyectar el agua en fondo. La entrada inferior (bomba de agua o Water Pump) recibe el agua asentada al fondo durante la carrera ascendente o ciclo de levantamiento; al mismo tiempo el aceite es llevado a superficie mientras el gas libre fluye a través del anular⁹⁰. Un conjunto de válvulas regula el funcionamiento durante el proceso y evita la recirculación del agua separada. A diferencia de una unidad de bombeo mecánico convencional, las unidades DOWS de tipo separación por gravedad aplican carga durante la carrera descendente o ciclo de inyección. Para evitar la deformación de las varillas y fallas prematuras, se añaden barras de peso (**sinker bars**)⁹¹. Estas barras, son instaladas por encima de la entrada superior y proveen también a fuerza necesaria para inyectar el agua en fondo.

Un aspecto muy importante durante el diseño y operación de este tipo de sistemas DOWS, es asegurar que el nivel de fluido de trabajo (del inglés Working Fluid Level) no caiga por debajo de la profundidad de la entrada superior, de ser así, el aceite producido sería inyectado con el agua.

⁸⁸ De acuerdo a Veil, los sistemas DOWS tipo separación por gravedad pueden manejar hasta 1000 BFPD.

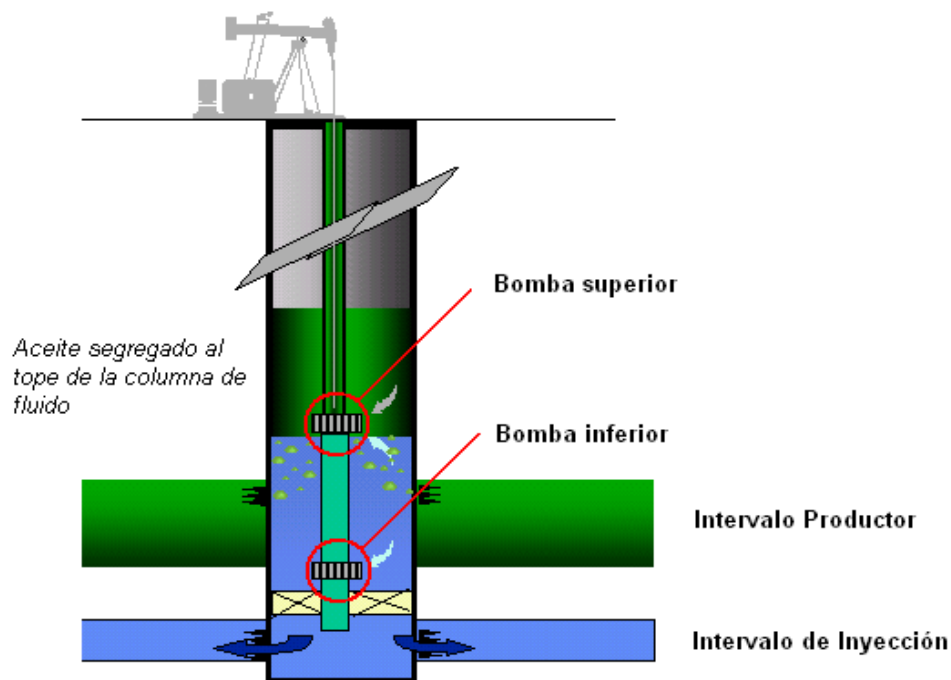
SPE 52703, op. cit., p. 1.

⁸⁹ De acuerdo a Tubel, los sistemas DOWS tipo hidrociclón pueden manejar hasta 25000 BFPD. SPE 49186, op. cit., p. 2.

⁹⁰ STUEBINGER, L.; “Multipurpose Wells: Downhole Oil/Water Separation in the Future”, SPE 65071, p.192.

⁹¹ VEIL (2000), op. cit., p. 11.

Figura 51. Esquema básico de la separación en fondo por gravedad.



Fuente: Petroleum Technology Transfer Council.

3.2.3.1 Origen de la separación por gravedad en fondo. De acuerdo a Stuebinger⁹², la separación en fondo surgió luego de que en 1993 muchos de los pozos y campos de Texaco se volvieron antieconómicos debido al exceso en la producción de agua. La división de Tecnología en Exploración y Producción de Texaco (Texaco's Exploration and Production Technology Division - EPTD) fue consultada para evaluar formas de manejar la producción excesiva de agua. Los investigadores de Texaco analizaron los videos tomados en fondo de pozo (downhole videos) proporcionados por Halliburton Energy Services y observaron que las gotas de aceite fluían separadamente del agua producida antes de ingresar a la bomba (Rod Pump). Stuebinger agrega: “se reconoció que el aceite y el agua se encuentran típicamente separados por segregación gravitacional en el pozo hasta que son mezclados por la bomba”⁹³. Los sistemas DOWS tipo separación por gravedad han sido diseñados para permitir que las gotas de aceite que entran al pozo a través de las perforaciones, asciendan y formen una capa discreta de aceite.

⁹² *Ibíd.*, p. 1.

⁹³ *Ibíd.*, p. 1.

La idea de los sistemas DOWS de separación por gravedad parte de tres premisas⁹⁴:

1. Existe la necesidad de reducir la producción excesiva de agua.
2. Las unidades de bombeo mecánico (Rod Pumps) tienen la habilidad de inyectar agua.
3. El agua y el aceite permanecen en un estado segregado hasta el momento en que ingresan a la bomba.

Hacia 1994 se desarrolló el primer sistema DOWS de separación por gravedad bajo el nombre de DAPS⁹⁵ (Dual Action Pumping System, *US Patent #5,497,832*).

En Junio de 1998, Texaco anunció la creación de una nueva versión del sistema de separación por gravedad bajo el nombre de TAPS⁹⁶ (Triple Action Pumping System). TAPS al igual que DAPS, opera sólo para pozos en bombeo mecánico (Rod Pumps), incluyendo un tercer pistón adicional para generar mayor presión de inyección; el sistema TAPS es más conveniente para aplicaciones en las cuales la zona de inyección tiene baja permeabilidad e inyectividad o para formaciones apretadas.

Además de Texaco, la compañía Quinn Oil Field Supply Ltd. En asocio con PETROCANADÁ desarrolló una versión DOWS de separación por gravedad para Rod Pump bajo el nombre de QSep-G.

3.2.3.2 Problemas encontrados a través de la aplicación del sistema de Separación en Fondo DOWS por gravedad. Diferentes problemas fueron encontrados a través de la aplicación del sistema de separación en fondo DOWS por gravedad, los cuales se mencionan a continuación:

⁹⁴ *Ibíd.*, p. 2.

⁹⁵ El sistema DOWS tipo gravedad DAPS posee 2 pistones y opera solo para bombeo Mecánico.

⁹⁶ El sistema Dows tipo gravedad TAPS posee 3 pistones el pistón adicional genera mayor presión de inyección.

- Corrosión de la bomba y del *tubing*.
- Taponamiento de las bombas por producción de arena.
- Daño de la formación de inyección (reducción de la inyectividad) debido a la presencia de arena en el agua separada en fondo.
- Recirculación de agua por insuficiente separación entre las zonas de producción y de inyección o disposición.
- Inyección de aceite hacia la zona de disposición del agua separada: bajo tiempo de residencia para la separación gravitacional en el anular *tubing – casing*.
- Disminución de la eficiencia del sistema por presencia de gas.

3.3 SEPARACIÓN POR MEDIO DE HIDROCICLONES DE FONDO.

Los sistemas de separación en fondo (DOWS) tipo hidrociclón son los más difundidos hasta el momento⁹⁷. No poseen partes móviles y pueden operar con bombas electrosumergibles (ESP del inglés Electrical Submersible Pump), bombas de cavidades progresivas (PCP del inglés Progressive o Progressing Cavity Pump), y sistemas de bombeo mecánico (Rod Pumps).

La más reciente modificación del sistema de separación en fondo (DOWS) tipo hidrociclón permite además ser instalado en pozos con levantamiento artificial Gas Lift. El sistema se conoce como GL-DHOWS (Gas Lift Downhole Oil/Water Separation) y fue desarrollado por C-FER Technologies.

Los Hidrociclones usan la fuerza centrífuga para separar líquidos de densidad diferente, que operan sin partes móviles. En un sistema de separación en fondo DOWS tipo hidrociclón acoplado a bombas ESP (conocido como sistema ESP – DOWS), la producción bifásica (mezcla agua aceite) es recibida por la bomba de inyección (conocida en la literatura técnica como injection pump o emulsion pump) la cual descarga el fluido a una presión mayor hacia el separador⁹⁸ o hidrociclón (ver figura 51).

⁹⁷ De las 59 instalaciones DOWS reportadas en el informe de Veil (publicado en noviembre de 2004), 40 corresponden a sistemas tipo hidrociclón.

⁹⁸ Esta configuración (bomba de inyección alimentando la entrada del separador) es la más popular según Suárez (SPE 57285); se conoce como **pushthrough**. Más adelante sin embargo

El agua siendo la fase más densa tenderá a desplazarse hacia la pared del hidrociclón y viajará hacia la descarga inferior, mientras el aceite sale por la descarga superior a través de tubos delgados (bypass tubes), dependiendo de la presión de salida del aceite, 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). Un motor de fondo común puede operar ambas bombas. El agua finalmente es reinyectada en una sección aislada por empaques de la zona productora⁹⁹.

En los sistemas ESP - DOWS 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 ESP - DOWS 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 inyección¹⁰⁰. El uso de la camisa o envoltura del motor depende entonces de la posición relativa del motor y las perforaciones de la zona productora.

La figura 52 muestra la configuración de un sistema ESP – DOWS 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.

De acuerdo a Veil: *“los separadores tipo hidrociclón pueden manejar mayores volúmenes de fluido que los separadores por gravedad, sin embargo son significativamente más costosos”*¹⁰¹; según el mismo autor, una instalación ESP - DOWS es aproximadamente dos a tres veces más costosa que el reemplazo

se discutirá otro tipo de arreglo en el cual la descarga del hidrociclón alimenta la bomba de inyección (**pullthrough**).

⁹⁹ Comúnmente la zona de inyección está por debajo de la zona productora, este arreglo se conoce como **downhole injection**. Configuraciones especiales permiten la inyección en zonas por encima de la zona productora o arreglo **uphole injection**.

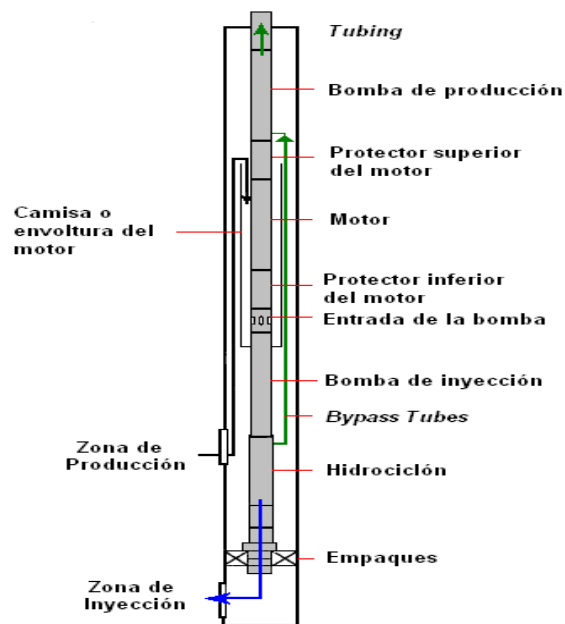
¹⁰⁰ BOWERS, B.; “Development of a Downhole Oil/Water Separation and Reinjection System for Offshore Application”, SPE 63014, p.115.

¹⁰¹ VEIL (1999), op cit., p. 1.

de una bomba Electrosumergible convencional. Como regla del dedo gordo, una instalación ESP – DOWS cuesta el doble de una instalación ESP y toma entre 2 y 3 días de **workover**.

La separación de aceite y agua realizada en fondo no es 100%. Se concluye que el contenido de aceite en el agua de inyección varía comúnmente entre 100 ppm y 500 ppm¹⁰². Otros autores mencionan contenidos diferentes de aceite en el agua de inyección, por ejemplo, Verbeek¹⁰³ indica que el contenido varía entre 100 y 300 ppm mientras Scaramuzza señala entre 10 y 200 ppm de aceite en agua.

Figura 52. Configuración de un sistema Dual¹⁰⁴ ESP – DOWS tipo hidrociclón



Fuente. Verbeek, P. (SPE 50617).

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 separación¹⁰⁵. Según Gay¹⁰⁶, la capacidad de un

¹⁰² SHAW, op. cit., p. 2.

¹⁰³ VERBEEK, op. cit., p. 2.

¹⁰⁴ Se refiere a sistemas de separación en fondo que emplean dos bombas (inyección y producción).

¹⁰⁵ BLANCO, op. cit., p. 1.

hidrociclón individual es 1.500 BPD, mientras para Suárez¹⁰⁷ es de 500 a 2.000 BPD. Instalados en paralelo, los separadores de fondo ESP-DOWS tipo hidrociclón pueden manejar hasta 25.000 BPD según Tubel¹⁰⁸.

La capacidad máxima de manejo de fluido de los sistemas DOWS depende no solo del número de hidrociclones instalados en paralelo, sino también del diámetro del casing y del tipo de bomba de fondo (ESP, PCP o **Rod Pump**) con la cual se acopla DOWS (ver tabla 5). Veil¹⁰⁹ y Suárez¹¹⁰ proponen diferentes rangos de operación para los sistemas DOWS tipo hidrociclón; estos son mostrados en las tablas 6 y 7.

Tabla 6. Capacidad de manejo de fluido para el sistema ESP – DOWS.

Tipo de Bomba	Tamaño de Casing (pulgadas)	Diámetro del separador (pulgadas)	Número de hidrociclones	capacidad (BPD)
ESP	5,5	4,5	Hasta 2	500- 4.000
	7	5,5	Hasta 5	3.000 - 1.000
	9,625	7,625	Hasta 10	7.500 - 20.000

Fuente. Suárez, S. (SPE 57285).

Tabla 7. Capacidad de manejo de fluido de los separadores de fondo para diferentes sistemas de levantamiento.

Tipo de bomba	Tamaño de casing (pulgadas)	Capacidad (BPD)	Máximo volumen a superficie (BPD)
ESP	5,5	3.8	440
	7	10.000	940
PCP	5,5	2.200	450
	7	3.800	1.360
ROD PUMP	5,5(85% BSW)	1.700	530
	5,5(97% BSW)	1.200	70
	7 (85% BSW)	2.500	790
	7 (97% BSW)	1.900	190

Fuente. John A. Veil, 1999.

¹⁰⁶ GAY, J.; "TOTALFINAELF Experience and Strategy in Downhole Processing", SPE 7854

¹⁰⁷ SUÁREZ, op. cit., p. 2.

¹⁰⁸ TUBEL, op. cit., p. 2.

¹⁰⁹ VEIL (1999), op. cit., p. 7.

¹¹⁰ SUÁREZ, op. cit., p. 2.

La más reciente modificación del sistema de separación en fondo DOWS tipo hidrociclón permite ser instalado en pozos con levantamiento artificial Gas Lift; esta configuración, desarrollada por C-FER Technologies Inc. en los últimos años emplea un separador tipo hidrociclón; se conoce como GL-DHOWS (Gas Lift Downhole Oil/Water Separation). La tabla 8 muestra la capacidad del sistema GL-DHOWS proporcionada por C-FER Technologies.

Tabla 8. Capacidad de manejo de fluido para el sistema GL-DHOWS

Tipo de levantamiento	Tamaño de casing (pulgadas)	Capacidad (m ³ /día)	Capacidad (BPD)
Gas Lift	7	400	2.520
	9,625	2.400	15.120

Fuente. C-FER Technologies.

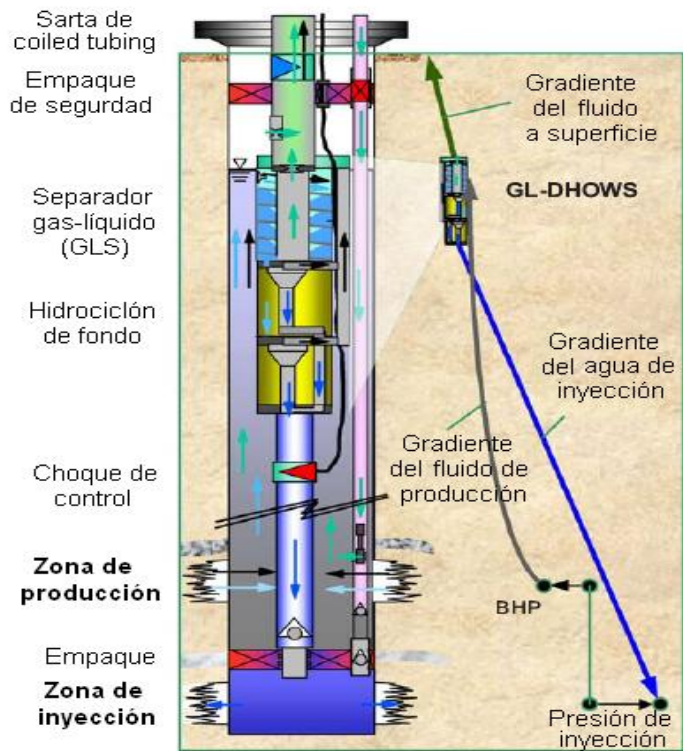
3.3.1 Gas Lift DOWS.

La más reciente modificación del sistema de separación en fondo DOWS permite ser instalado en pozos con levantamiento artificial tipo Gas Lift (ver figura 53). La tecnología fue desarrollada por C-FER Technologies y se conoce como GL-DHOWS (Gas Lift Downhole Oil/Water Separation). De acuerdo a C_FER Technologies: *“el sistema de levantamiento artificial Gas Lift es el método más usado en pozos offshore, muchos de los cuales producen cantidades significativas de agua. El sistema DOWS basado en Gas Lift puede ser favorable en pozos de campos maduros con alto corte de agua produciendo por Gas Lift”*¹¹¹.

C-FER Technologies construyó y probó a nivel de laboratorio un prototipo GLDHOWS como parte de un programa encargado por PanCanadian Petroleum; se desconocen los resultados y conclusiones de la prueba. La herramienta opera empleando un separador aceite/agua tipo hidrociclón y un separador gas/líquido (GLS del inglés Gas Liquid Separator) de fondo.

¹¹¹ Folleto promocional de la tecnología GL-DOWS proporcionado por C-FER Technologies. Disponible en Internet: www.cfertech.com. Citado en Mayo 23 de 2009.

Figura 53. Esquema de la herramienta GL – DOWS.



Fuente. C-FER Technologies.

En este sistema de separación, la inyección de agua en fondo no se debe a la operación de una bomba instalada dentro del pozo, sino al peso de la columna de líquido en la sarta de tubería. Según C-FER Technologies:

*“El sistema GL-DHOWS se basa en separar los fluidos producidos a una posición suficientemente alta en el pozo para permitir la inyección del agua en una zona de disposición destinada. El proceso consiste en separar primero el gas libre (gas producido y gas empleado para el levantamiento artificial) de los fluidos producidos y luego separar el aceite del agua para generar una corriente de agua suficientemente limpia para ser inyectada. La ubicación del sistema en el pozo depende de la presión de inyección requerida, las características del pozo (presión de fondo), y las características del sistema de levantamiento **Gas Lift** (presión y tasa de inyección de gas)”¹¹².l*

¹¹² C-FER TECHNOLOGIES; Folleto promocional.

El sistema puede manejar 2.520 BFPD en pozos de *casing* 7 pulgadas y 15.120 BFPD en pozos de *casing* 9,625 pulgadas (ver tabla 8). La tabla 9 muestra las condiciones de pozo requeridas para la instalación de la tecnología.

Tabla 9. Condiciones necesarias para la instalación del sistema GL-DOWS.

Parámetro	Rango requerido
Corte de agua	Mayor a 85%
Gas libre a la entrada del sistema	Hasta 85%

Fuente. C-FER Technologies.

3.3.2 PCP – DOWS.

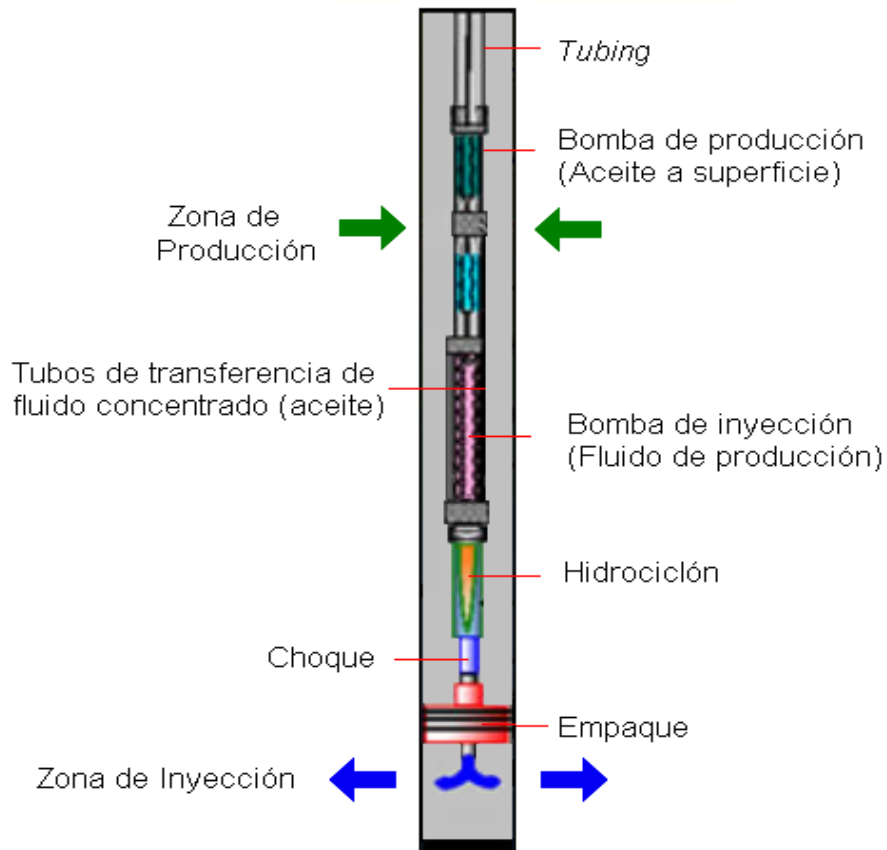
De acuerdo a Vei¹¹³, la versión PCP (del inglés **Progressive** o **Progressing Cavity Pump**) del sistema de separación en fondo DOWS fue desarrollada por BMW Pump Inc. y C-FER Technologies. La figura 53 es un esquema del sistema PCP – DOWS.

Las bombas PCP son bombas de desplazamiento positivo (PD del inglés **Positive Displacement**) y son usadas en mezclas que forman fácilmente emulsión.

En el sistema PCP – DOWS la mezcla de aceite en agua es recibida por la bomba de inyección, la cual descarga el fluido a una presión mayor hacia el hidrociclón (ver figura 54). El hidrociclón crea dos corrientes de fluido independientes; el agua siendo la fase más densa viajará hacia la descarga inferior del separador, mientras el aceite sale por la descarga superior a través de los tubos de transferencia de fluido concentrado (**bypass tubes**), dependiendo de la presión de salida del aceite, 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**).

¹¹³ VEIL (1999), op. cit., p. 9.

Figura 54. Esquema de la herramienta PCP – DOWS.



Fuente. C-FER Technologies.

La bomba PCP es operada normalmente por un motor eléctrico ubicado en superficie. También es posible mediante un motor eléctrico instalado en el fondo de pozo¹¹⁴. Al igual que en el sistema ESP – DOWS, una o dos bombas pueden ser empleadas. El sistema PCP tiene ventajas frente al ESP donde la emulsión y/o la producción de sólidos son problemáticos¹¹⁵.

¹¹⁴ Bowers señala: “de acuerdo al conocimiento de los autores, sistemas como este (bombas PCP controlada por motores de fondo) no han sido usados en combinación con separadores de fondo”. BOWERS, B.; SPE 63014.

¹¹⁵ *Ibíd.* p. 115.

La producción de arena es uno de los principales problemas que han experimentado las instalaciones DOWS; las partículas sólidas generan taponamiento de la zona de inyección así como erosión y deterioro del sistema.

De las 59 instalaciones DOWS (entre hidrociclones de fondo y separadores por gravedad) reportadas por Jhon Veil (2004), 10 fallaron a causa de la producción de arena. De acuerdo a C-FER Technologies:

Reconociendo los numerosos incentivos económicos y operacionales para ampliar la capacidad de la tecnología DOWS al manejo de la producción de arena, PanCanadian encargó a C-FER desarrollar un sistema desarenador de separación en fondo. El prototipo fue diseñado, fabricado e instalado combinando una bomba de cavidades progresivas (PCP) con un sistema de separación aceite/agua en fondo (PCP - DOWS). El sistema operó satisfactoriamente por aproximadamente 6 meses. La falla del prototipo no se relacionó con la nueva tecnología de separación. Basados en el éxito del primer prototipo, un segundo prototipo modificado fue construido y subsecuentemente probado en campo en combinación con una bomba electrosumergible (ESP).

Según Bowers¹¹⁶ y Suárez¹¹⁷, la principal limitación de las bombas PCP para uso en sistemas de separación en fondo DOWS es su capacidad. Las bombas PCP típicamente instaladas tienen capacidad de 500 BFPD a 2.000 BFPD. De acuerdo a Veil¹¹⁸, la capacidad del sistema PCP – DOWS (ver tabla 7) en pozos de *casing* 5,5 pulgadas es 2.200 BFPD (volumen total o mezcla de entrada); en este caso, un máximo de 450 BFPD (aceite separado con alguna fracción de agua) son bombeados a superficie. En pozos de *casing* 7 pulgadas, la capacidad de manejo de fluido aumenta hasta 3.800 BFPD de mezcla de entrada con un máximo volumen a superficie de 1360 BFPD.

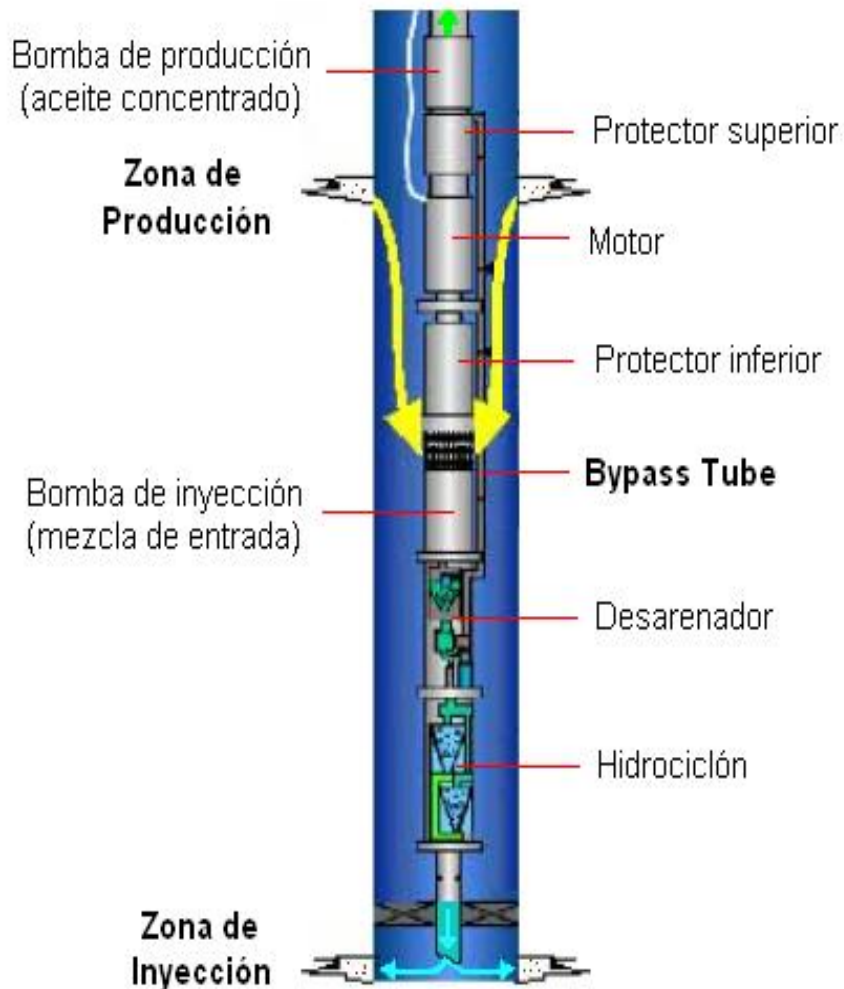
La figura 55 muestra el prototipo del sistema desarenador para la separación de aceite y agua en fondo de pozo desarrollado por C-FER Technologies.

¹¹⁶ *Ibíd.*, p. 115.

¹¹⁷ SUÁREZ, *op. cit.*, p. 3.

¹¹⁸ VEIL (1999), *op. cit.*, p. 7.

Figura 55. Esquema del sistema desarenador PCP – DOWS.



Fuente. C-FER Technologies.

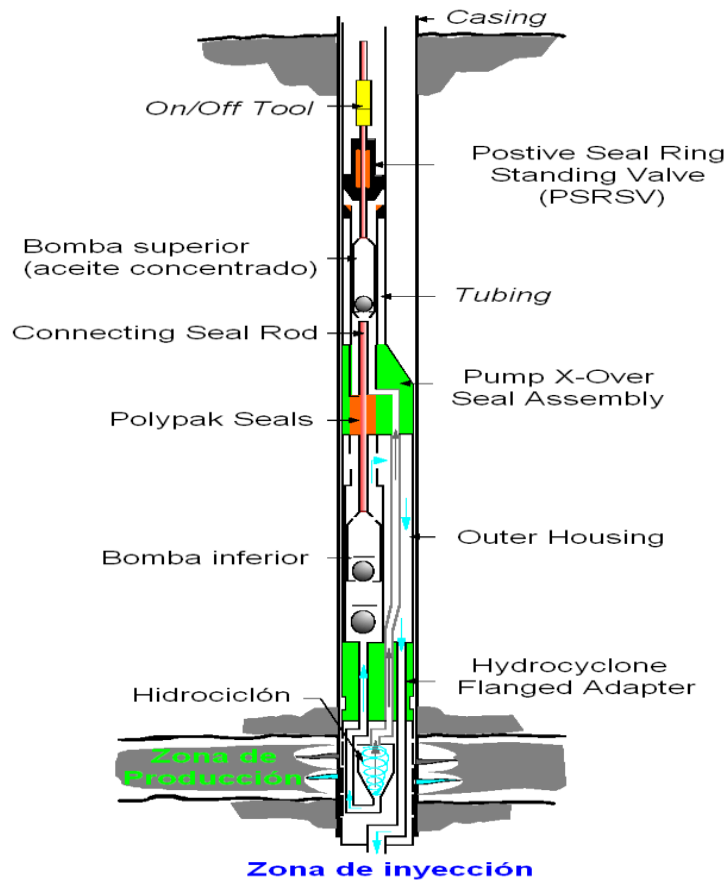
La herramienta no continúa siendo desarrollada en la actualidad, de acuerdo a Veil¹¹⁹, para 1999 la compañía diseñadora del primer sistema PCP – DOWS (BMW Pump Inc.), hacía parte de Weatherford.

¹¹⁹ VEIL (1999), op. cit., p. 7.

3.3.3 Rod Pump – DOWS.

En pozos con bombeo mecánico, los sistemas de separación en fondo DOWS por gravedad fueron más populares que los sistemas tipo hidrociclón. De acuerdo a Veil¹²⁰, Quinn Oil Field Supply y C-FER Technologies desarrollaron la herramienta de separación en fondo Q-Sep-H, que combina un hidrociclón de fondo con el sistema de bombeo mecánico (Rod Pump).

Figura 56. Esquema de la herramienta Q-Sep-H



Fuente. John A. Veil. (SPE 52703)

¹²⁰ *Ibíd.*, p. 9.

De acuerdo a Veil¹²¹, la herramienta Q-Sep-H opera con dos cámaras (barriles) de bombeo en la misma sarta de varillas. Los fluidos son bombeados a través del hidrociclón; el aceite se mueve hacia la cámara de la bomba superior mientras el agua se desplaza hacia la cámara de la bomba inferior. En la carrera ascendente (upstroke), el aceite con una fracción de agua es bombeado hacia superficie y el agua es inyectada en fondo. La figura 56 muestra el esquema de la herramienta Q-Sep-H de Quinn Oil Field Supply.

Según el informe de John Veil publicado en 1999: “*Q-Sep-H fue instalado en dos pozos. Una de estas instalaciones fue más tarde retirada por problemas mecánicos, de corrosión y de arena*”¹²². Sin embargo, las instalaciones Q-Sep-H mencionadas por este autor en 1999 no se incluyen en su reporte publicado en 2004¹²³. Otros textos y publicaciones consultadas no mencionan tales aplicaciones.

La herramienta Q-Sep-H se menciona a través de la página oficial de Quinn Oil Field Supply en Internet¹²⁴ donde además se incluye información técnica de esta versión, sin embargo no se vende ni distribuye en la actualidad.

3.3.4 ESP – DOWS.

El concepto de separación en fondo fue aplicado inicialmente a pozos con Bombeo Electrosumergible (sistema conocido como ESP – DOWS) y según Chapuis¹²⁵ es la configuración más difundida hasta el momento.

Desde la instalación del prototipo ESP – DOWS (bajo el nombre de AQWANOT¹²⁶) en el campo Redwater (Canadá, 1994), más de 39 aplicaciones se han llevado a cabo.

¹²¹ *Ibíd.*, p. 9.

¹²² *Ibíd.*, p. 9.

¹²³ VEIL (2004), *op. cit.*, Anexos.

¹²⁴ <http://www.quinnpumps.com/qseph.htm>. Citada en Marzo 21 de 2009.

¹²⁵ CHAPUIS, C.; “Testing of Down Hole Oil/Water Separation System in Lacq Superieur Field, Francia”;

SPE 54748, p.1.

¹²⁶ Nombre del separador de fondo tipo hidrociclón distribuido originalmente por REDA Pumps.

La figura 57 muestra la configuración de un sistema ESP – DOWS instalado en pozo; el diseño es el resultado de un estudio de factibilidad para la aplicación de la herramienta DOWS llevado a cabo por Mohamed Alhoni¹²⁷.

Los separadores de fondo DOWS tipo hidrociclón pueden ser instalados en paralelo para aumentar la capacidad de manejo de fluido del sistema, de esta forma, según Tubel, los sistemas ESP – DOWS pueden manejar hasta 25.000 BFPD; Suárez indica que la máxima capacidad del sistema es 20000 BFPD (ver tabla 6).

De acuerdo a Veil: “*los separadores tipo hidrociclón pueden manejar mayores volúmenes de fluido que los separadores por gravedad, sin embargo son significativamente más costosos*”¹²⁸; según el mismo autor, una instalación ESP – DOWS es aproximadamente dos a tres veces más costosa que el reemplazo de una bomba Electrosumergible convencional.

En la actualidad, el sistema ESP – DOWS es el único sistema de separación de aceite y agua en fondo de pozo que continúa siendo promovido comercialmente.

De acuerdo a Raúl Serrano¹²⁹, 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 Optizep; mientras las compañías Wood Group ESP y Read Well Services han tenido algunas ventas de su versión ESP – DOWS en los últimos años; aunque en la actualidad no están distribuyendo la herramienta y se han apartado de los avances en la tecnológicos, están reevaluaando debido a la alta demanda presenta como consecuencia del incremento evidente en el precio del petróleo.

Centrilift, división de Baker Hughes cuenta con un sistema ESP – DOWS conocido como Subsep. La herramienta sin embargo no es promovida activamente por parte de la compañía, John A. Veil agrega: “*Debido a las bajas*

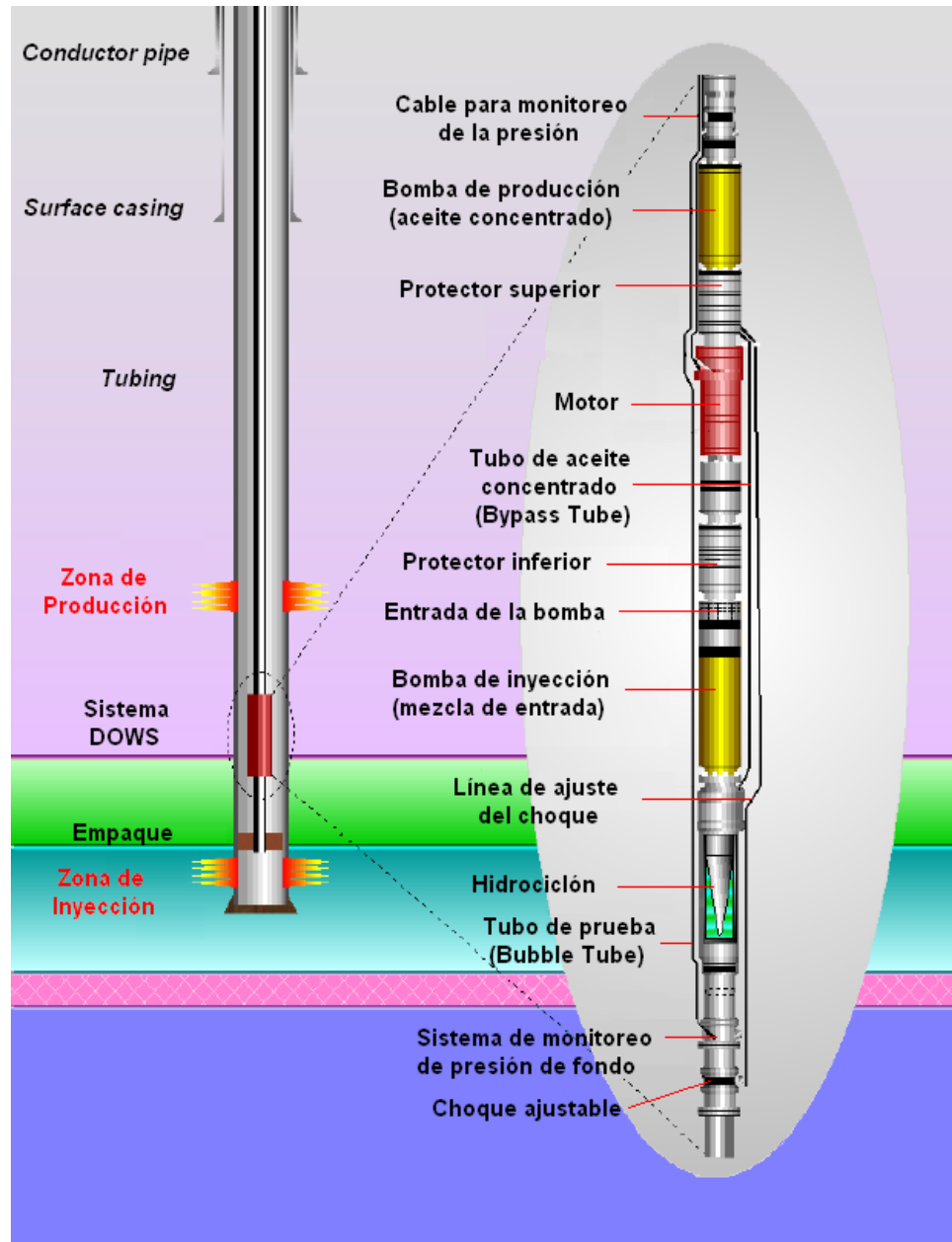
¹²⁷ ALHONI, M.; “Application of Downhole Oil-Water Separation: A Feasibility Study”; SPE 80485, p.2.

¹²⁸ VEIL (1999), op cit., p. 1.

¹²⁹ SERRANO, R.; Profesional de Schlumberger. Conferencia: **DFPS – Downhole Fluid Processing Service Water Handling Alternative, Workshop Manejo del Agua**; Abril,2009; ICP, Piedecuesta.

ventas de DOWS, Centrilift en la actualidad (año 2004) no comercializa activamente su herramienta DOWS¹³⁰.

Figura 57. Configuración del sistema ESP – DOWS.



Fuente. Alhoni, M. (SPE 80485).

¹³⁰VEIL (2004), Op. cit., p. 8.

3.3.4.1 Requerimientos generales para la instalación del sistema ESP – DOWS. De acuerdo al informe de John A. Veil¹³¹ publicado en 1999, se deben cumplir cuatro condiciones fundamentales para la implementación de los sistemas de separación en fondo DOWS:

1. Alta producción de agua: la calidad del agua de inyección, medida en términos del contenido de aceite 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). Este concepto se ampliará en capítulos posteriores.

2. Zona de inyección aislada y adecuada para la disposición de agua en fondo: para evitar recircular el agua separada y/o crear interferencia con la producción de crudo, la zona de inyección debe estar aislada del intervalo productor.

Bangash agrega: *“es importante que la zona de inyección tenga buena inyectividad y los fluidos de las dos zonas sean compatibles. Se ha visto que el índice de inyectividad de la zona de disposición es el factor más importante en la selección del equipo. Cuanto menor es el índice de inyectividad, mayor el requerimiento de potencia del sistema ESP”*¹³².

Pruebas de inyectividad deben ser llevadas a cabo en la zona de disposición para determinar la capacidad de recepción de fluido (índice de inyectividad), presión máxima de operación, tasa de inyección, gradiente de fractura, etc.

3. Compatibilidad química del agua producida con 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.

4. Adecuada integridad mecánica del pozo: 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 ESP - DOWS requiere además condiciones específicas de pozo y de fluido como es mostrado en la tabla 10 donde se resume los requerimientos de operación de la herramienta ESP – DOWS expuestos por diferentes autores; las fuentes de información son especificadas en la columna derecha de la tabla.

¹³¹ VEIL (1999), Op cit., p. 11.

¹³² BANGASH, Op. cit., p. 3.

Tabla 10. Requerimientos de operación del sistema ESP – DOWS.

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 ¹³³ .
	75 a 100	%	READ Well Services ¹³⁴
	Mínimo 75	%	Alhoni, M. ¹³⁵
	Mayor a 80	%	Mattews y Chachula ¹³⁶
	Mayor a 80	%	New Parading Eng. ¹³⁷
	Mayor a 80	%	Schlumberger
	Mayor a 80	%	Tubel, P ¹³⁸ .
	Mayor a 60	%	Suarez, S ¹³⁹ .
	Mayor a 65	%	Shaw, C ¹⁴⁰ .
	Mayor a 95	%	Bower ¹⁴¹
Mayor a 80	%	Scaramuzza ¹⁴²	

¹³³ GAY, op. cit., p. 3.

¹³⁴ READ WELL SERVICES; "DOWS Downhole Oil Water Separation System Specifications"; 2005; p.5.

¹³⁵ ALHONI,, op. cit., p. 2.

¹³⁶ MATTHEWS, C., y CHACHULA, R., Op. cit., p. 3.

¹³⁷ PEACHEY (2004), op. cit., p. 1.

¹³⁸ TUBEL, P.; SPE 49186, p.2. op. cit.

¹³⁹ SUÁREZ, op. cit., p. 3.

¹⁴⁰ SHAW, op. cit., p. 1.

¹⁴¹ BOWERS, op. cit., p. 118.

¹⁴² SCARAMUZZA, op. cit., p. 3.

Tabla 11. Requerimientos adicionales del sistema ESP – DOWS.

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 a 5000 ¹⁴³	pies	Schlumberger
Mínimo caudal de entrada al Hidrociclón (mínima tasa de producción del pozo)	500	BFPD	Suárez, S ¹⁴⁴ .
	500	BFPD	Blanco y Davies ¹⁴⁵
	700	BFPD	READ Well Services
	1500-8000	BFPD	Schlumberger
Máximo caudal de entrada al hidrociclón (máxima tasa de producción del pozo)	25000	BFPD	Bower ¹⁴⁶
	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. Los autores.

¹⁴³ En revestimiento de 7", profundidades mayores a 5000' limitan la posibilidad de tener el capilar para muestra de agua inyectada. En 9 5/8" no hay problema; Información de Schlumberger, Reunión de Gerenciamiento del Agua, 14 de Julio 2009: ICP, Piedecuesta.

¹⁴⁴ SUÁREZ, op. cit., p. 3.

¹⁴⁵ BLANCO, op. cit., p. 2.

¹⁴⁶ BOWERS, op. cit., p. 115.

¹⁴⁷ BLANCO, Op. cit., p. 2.

Tabla 12. Requerimientos del sistema ESP – DOWS.

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 y Chachula
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 Well Services

Fuente. Los autores.

¹⁴⁸ OGUNSINA, op. cit., p. 3.

¹⁴⁹ SCARAMUZZA, op. cit., p. 3.

¹⁵⁰ JARAMILLO, L. Profesional de Schlumberger. Comunicación Personal con Alirio Leal Hernández y Ricardo Dorado Domínguez.

¹⁵¹ PETROLEUM TECHNOLOGY TRANSFER COUNCIL; “Downhole Water Separation Technologies”.

La instalación de la herramienta de separación en fondo requiere adicionalmente una serie de características de yacimiento y fluido de producción, para una excelente selección de pozo candidatos:

1. Contar con una zona de inyección que posea las siguientes características¹⁵²:
 - Por encima o por debajo de la zona productora (preferiblemente menos de 1000' de diferencia entre las dos zonas).
 - Disponible, viable y probada.
 - Competente (bajo riesgo de arenamiento).
 - Contenido mínimo de arcillas hinchables y /o móviles.
 - Geológicamente asilada de las zonas productoras para evitar comunicación directa.
2. Los fluidos producidos no deben presentar problemas de emulsiones.
3. Los fluidos de producción no deben poseer problemas de asfaltenos ni precipitación de scale¹⁵³.
4. Los fluidos de producción no deben estar asociados a H₂S.
5. La zona de producción no debe tener problemas de arenamiento.
6. El yacimiento cuente con reservas incrementales suficientes para garantizar el retorno de la inversión¹⁵⁴.

¹⁵² SERRANO, R. Profesional de Schlumberger en su conferencia: "DFPS- Downhole Fluid Processing Service Water Handling Alternative" -Workshop Manejo del Agua y Control de Arena, realizado en El ICP, Piedecuesta. 29 de Abril 2009.

¹⁵³ VEIL (1999), Op. cit., p. 11.

¹⁵⁴ *Ibíd*, p. 11.

3.3.4.2 CONFIGURACIONES PUSHTHROUGH Y PULLTHROUGH

Los sistemas ESP – DOWS y PCP – DOWS pueden operar de dos formas: incrementando la presión de entrada al separador (P_i) o reduciendo la presión de descarga de agua¹⁵⁵ (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 agua¹⁵⁶ (ver ecuación 1).

Ecuación 1.

$$\Delta P = P_i - P_u$$

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 Matthews¹⁵⁷, 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 ESP – DOWS 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; y modo Pullthrough, donde la succión de la bomba de inyección está conectada a la descarga de agua del separador.

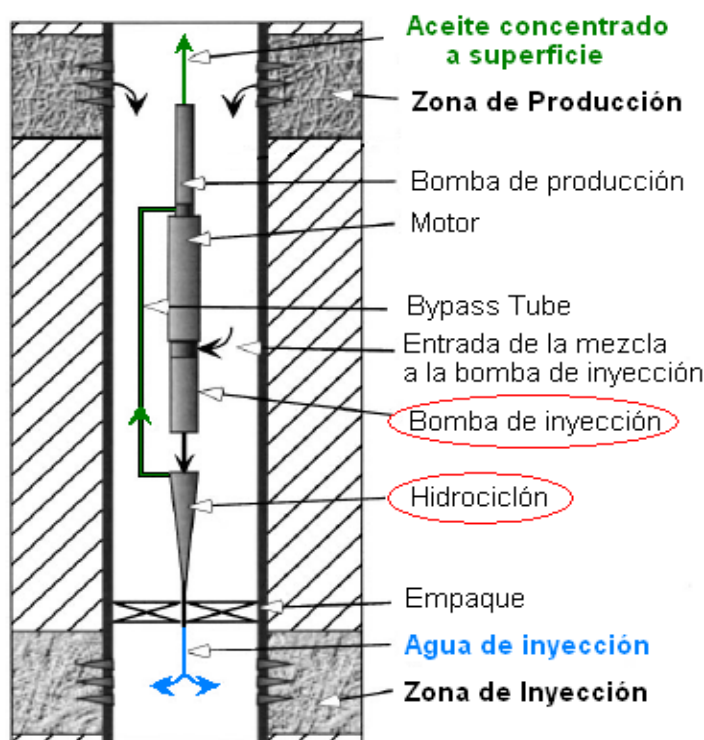
¹⁵⁵ BOWERS, op. cit., p. 116.

¹⁵⁶ GÓMEZ, C.; "Oil/Water Separation in Liquid/Liquid Hydrocyclones (LLHC): Part 1 – Experimental Investigation", SPE 81592, p.357.

¹⁵⁷ MATTHEWS, C. y CHACHULA, R, op. cit., p. 2.

1 Configuración Pushthrough. Se conoce también 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 (ver figura 29). La bomba de inyección proporciona la presión requerida para operar el separador y reinyectar el agua en fondo. De acuerdo a Suárez¹⁵⁸ y Chapuis¹⁵⁹, 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 58. Esquema de la configuración tipo Pushthrough.



Fuente. Bowers, B. (SPE 63014).

Con respecto a la configuración Pushthrough, las siguientes consideraciones deben ser tenidas en cuenta:

¹⁵⁸ SUÁREZ, op. cit., p. 3.

¹⁵⁹ CHAPUIS, op. cit., p. 5.

- El modo Pushthrough proporciona el máximo potencial de drawdown¹⁶⁰.
- Es la configuración más eficiente en casos donde la presión de yacimiento es baja¹⁶¹.
- 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”*¹⁶².
- 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.
- 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 mezcla¹⁶³.
- El modo Pushthrough tiende a formar emulsiones, imposibles de separar en un hidrociclón¹⁶⁴.

2 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 inyección¹⁶⁵.

Con respecto a la configuración **Pullthrough**, las siguientes consideraciones deben ser tenidas en cuenta:

¹⁶⁰ MATTHEWS y CHACHULA, Op. cit., p. 2.

¹⁶¹ VERBEEK, op. cit., p. 2.

¹⁶² BOWERS, op. cit., p. 120.

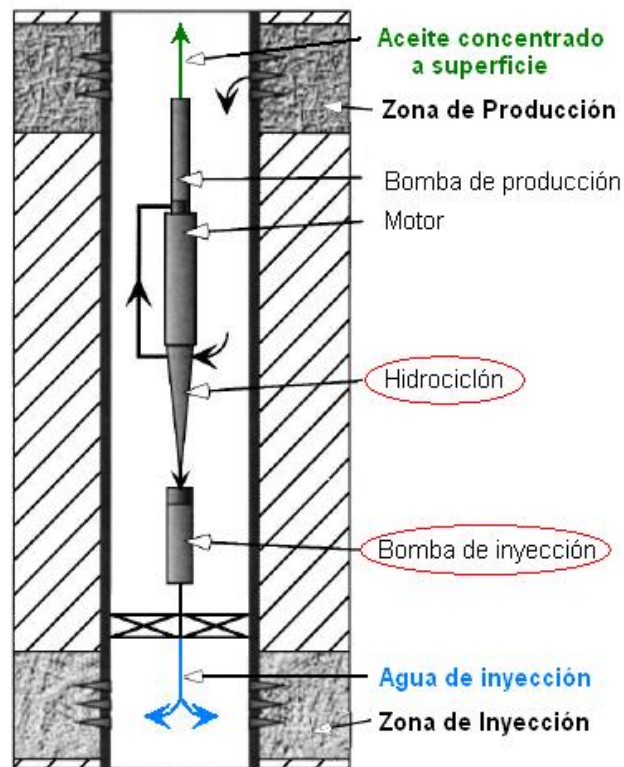
¹⁶³ CHAPUIS, op. cit., p. 3.

¹⁶⁴ OGUNSINA, op. cit., p. 2.

¹⁶⁵ BOWERS, op. cit., p. 116.

- De acuerdo a Bowers: “cuando el contenido de aceite (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”¹⁶⁶.
- 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 hidrociclón¹⁶⁷.

Figura 59. Esquema de la configuración tipo **Pullthrough**.



Fuente. Bowers, B. (SPE 63014).

- Según Verbeek: “en algunos crudos, el diseño **Pullthrough** podría evitar la formación de emulsiones y la baja calidad del agua de inyección”¹⁶⁸.

¹⁶⁶ *Ibíd.*, p. 120.

¹⁶⁷ VERBEEK, *op. cit.*, p. 2.

¹⁶⁸ *Ibíd.*, p. 2.

- La configuración **Pullthrough** requiere alta presión de fondo para operar con eficiencia¹⁶⁹.
- Este modo de operación no genera rompimiento de las gotas de aceite¹⁷⁰.
- 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 agrega: “a menos que el pozo produzca naturalmente, una segunda bomba (bomba de producción) es requerida para levantar la corriente de aceite hacia superficie”.

Sin importar el tipo de configuración, **Pushthrough** o **Pullthrough**, la bomba de producción (si es usada) se conecta siempre en modo **Pullthrough**¹⁷¹; esto es debido a que los fluidos recibidos por la bomba de producción, aceite y alguna fracción de agua, proceden directamente de la descarga de aceite del hidrociclón.

3.4 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 común¹⁷². 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

¹⁶⁹ MATTHEWS y CHACHULA, op. cit., p. 2.

¹⁷⁰ CHAPUIS, op. cit., p.

¹⁷¹ BOWERS, op. cit., p. 116.

¹⁷² VEIL (1999), op. cit., p. 37.

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.

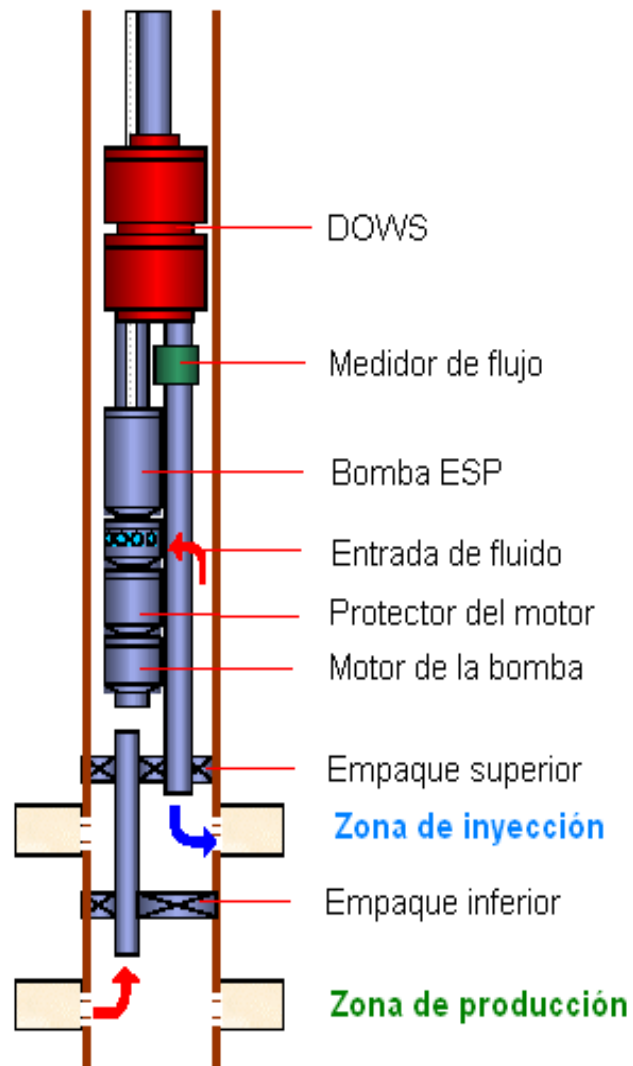
La inyección Uphole puede ser llevada a cabo tanto por un sistema DOWS tipo separación por gravedad, como por un sistema DOWS tipo hidrociclón.

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”*¹⁷³.

En sistemas DOWS tipo hidrociclón con inyección Uphole, dos empaques son sentados para aislar la zona de inyección. La figura 32 muestra el esquema de inyección Uphole en un sistema ESP – DOWS; el arreglo mostrado en la imagen aplica para las versiones PCP – DOWS y ESP – DOWS. La posibilidad de operar los sistemas GL-DHOWS (Gas Lift DOWS) y Rod Pump DOWS tipo hidrociclón con inyección Uphole no se menciona en las fuentes consultadas.

¹⁷³ Información extractada de la página oficial de Quinn Pumps en Internet: <http://www.quinnpumps.com>. Citada 15 Junio 2009.

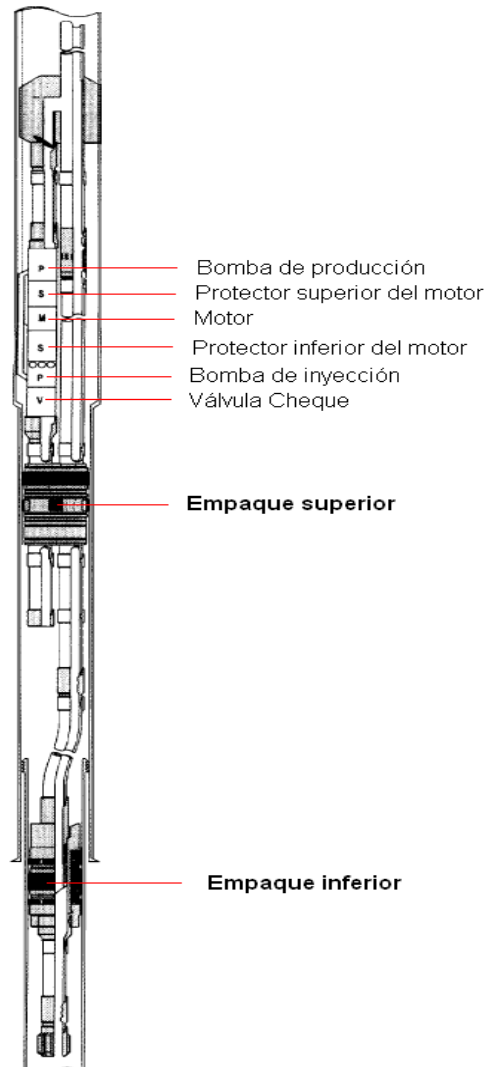
Figura 60. Esquema de inyección Uphole en un sistema ESP – DOWS.



Fuente. READ Well Services.

La figura 61 muestra el diseño de un completamiento ESP – DOWS con inyección da agua Uphole.

Figura 61. Completamiento ESP – DOWS con inyección de agua Uphole.



Fuente. Loginov, A. (SPE 38829).

Loginov describe en detalle el completamiento de un sistema ESP – DOWS 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 inyektividad, un segundo

medio de levantamiento (bomba de producción) es requerido para llevar el aceite hacia 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 ESP – DOWS 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”¹⁷⁴.

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”¹⁷⁵.

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.

3.5 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO

Las propiedades de la zona de inyección y de la zona productora juegan un papel importante en el diseño de un sistema DOWS. Según Bangash¹⁷⁶, la posición relativa de las zonas determina el tipo de sistema ESP – DOWS que puede ser instalado (configuración Pushthrough o Pullthrough). Bangash agrega:

¹⁷⁴ LOGINOV, op. cit., p. 5.

¹⁷⁵ VEIL (1999), op. cit., p. 37.

¹⁷⁶ BANGASH, op. cit., p. 2.

“Las propiedades de la zona de producción determinan si un sistema DOWS es viable para una aplicación en particular. Las propiedades del fluido determinan la eficiencia del separador. La temperatura de fondo (BHT del inglés Bottom Hole Temperature) determina el tipo de sistema ESP.

La zona de disposición, por otro lado, es la clave del diseño de la inyección del sistema DOWS. Este además, tiende a ser el único objetivo de la instalación. Es importante que la zona de inyección tenga buena inyectividad y que los fluidos de ambas zonas sean compatibles. Se ha visto que el índice de inyectividad de la zona de disposición, es el factor más importante del cual depende la selección del tamaño del equipo ESP. Cuanto más bajo sea el índice de inyectividad, mayor el requerimiento de potencia del sistema. A medida que el requerimiento de potencia aumenta, la confiabilidad del sistema ESP disminuye. Además, la distancia entre las zonas y el aislamiento entre ellas afectará la selección del empaque para el diseño del sistema. Por lo tanto está visto que muy poco puede hacerse con las propiedades de las zonas desde el punto de vista del diseño, pero el éxito de un sistema DOWS depende ampliamente de las zonas de inyección y producción”¹⁷⁷.

Según Bruce Peachey¹⁷⁸, presidente de New Paradigm Engineering y Francisco Alhanati, director de la división de tecnología en producción de C-FER Technologies, la litología de las zonas de inyección y producción determina el riesgo de la operación del sistema DOWS. De acuerdo al informe publicado por John Veil en 2004:

*“Alhanati presentó un análisis del efecto de las condiciones geológicas sobre el riesgo de una aplicación DOWS. El autor revisó registros de 73 instalaciones DOWS tipo hidrociclón que usaron bombas electrosumergibles (ESP) y 50 DOWS tipo gravedad. Concluyó que en las instalaciones cuyas zonas de inyección y producción eran carbonatos, se tuvo el menor riesgo de falla, o lo que es lo mismo, la mayor probabilidad de éxito. Las instalaciones con las siguientes combinaciones entre zonas de producción - inyección tuvieron un riesgo medio: carbonato - arenisca consolidada, arenisca consolidada - carbonato, y arenisca consolidada – arenisca consolidada. Las instalaciones con combinaciones carbonato - arenisca inconsolidada o arenisca consolidada - arenisca inconsolidada tuvieron un riesgo medio para las configuraciones DOWS convencionales (inyección **Downhole**), pero presentaron alto riesgo cuando la zona de inyección estuvo por encima de la zona de producción*

¹⁷⁷ *Ibíd*, p. 2 y p. 3.

¹⁷⁸ PEACHEY (2004), *op. cit.*, p. 20.

(inyección **Uphole**). Finalmente, toda instalación con arenisca inconsolidada como zona productora ofreció un alto riesgo¹⁷⁹.

Las conclusiones de Alhanati indican que las areniscas, en relación con los carbonatos, son más propensas a producir sólidos, los cuales tienden a taponar la zona de inyección¹⁸⁰. El riesgo de falla del sistema DOWS es mayor cuando la formación productora es una arenisca inconsolidada. Según Veil¹⁸¹, las formaciones calcáreas, o carbonatos, también producen pequeñas partículas de CaSO₄ o CaCO₃ que pueden taponar la zona de inyección, pero en general, agrega el autor, las areniscas producen más sólidos.

La tabla 13 muestra los resultados del rendimiento por geología en pruebas realizadas a diferente tipo de formaciones.

Tabla 13. Rendimiento por geología de pruebas realizadas a diferente tipo de formaciones.

Geología de la formación de producción / formación de Inyección	# Pruebas con Buena Tasa	# Pruebas con Tasa Neutral	# Pruebas con Tasa Pobre	# Total de Pruebas	% Pruebas con Buena Tasa	% Pruebas con Buena Tasa
Carbonato/Carbonato	11	2	6	19	58	32
Carbonato / Arenas	2	0	2	4	50	50
Carbonato/Desconocido	1	0	0	1	100	0
Arena / Arena	16	4	8	28	57	28
No se tiene dato pero al menos una es arena	1	0	1	2	100	50
Desconocidos	4	0	1	5	80	20
Total	35	6	18	59		

Fuente: John Veil Reporte a U.E.D.O.E

¹⁷⁹ VEIL (2004), op. cit., p. 2.

¹⁸⁰ *Ibíd.*, p. 16.

¹⁸¹ *Ibíd.*, p. 16.

Tabla 14. Riesgo de la operación del sistema DOWS según la litología de las zonas de producción e inyección.

		Zona de inyección		
		Litología	Carbonato	Arenisca Consolidada
Zona de Producción	Carbonato	Riesgo Bajo	Riesgo Medio	Riesgo Medio o Alto para inyección Uphole
	Arenisca Consolidada	Riesgo Medio	Riesgo Medio	Riesgo Medio o Alto para inyección Uphole
	Arenisca Inconsolidada	Riesgo Alto	Riesgo Alto	Riesgo Alto

Fuente: John Veil Informe U.E. D.O.E.

En noviembre de 2004, Veil publica el informe titulado: “*Downhole Separation Technology Performance: Relationship to Geologic Conditions*”. El autor revisó la información disponible de 59 instalaciones DOWS alrededor del mundo, para intentar establecer alguna relación entre el comportamiento de los sistemas de separación en fondo DOWS y las condiciones geológicas. El autor concluye:

“Nuestro análisis... no apoya la teoría de que la combinación de carbonatos, como formaciones de inyección y producción, ofrezca la mejor probabilidad de éxito del sistema DOWS. Sobre la base de los datos descritos en este reporte, no es posible predecir el comportamiento de DOWS fundamentados solamente en la geología de las zonas de inyección y producción”¹⁸². Jhon Veil agrega que las conclusiones de Alhanati pueden provenir de información más completa y detallada que la revisada y expuesta en su informe.

3.5 CASOS HISTORICOS DEL SISTEMA DOWS.

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

¹⁸² VEIL (2004), op. cit., p. 2.

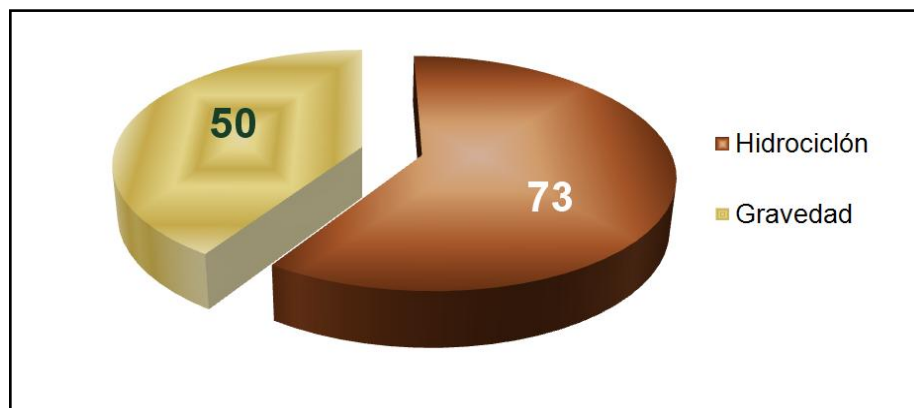
separación tipo ESP-DOWS y una corresponde a sistema de separación tipo PCP-DOWS.

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*”¹⁸³. Veil añade: “*no se nos permitió examinar la información revisada por Alhanati*”¹⁸⁴.

La figura 62 muestra la participación de los dos sistemas DOWS implementados en campo.

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 62. Instalaciones DOWS hasta Dic-2004.



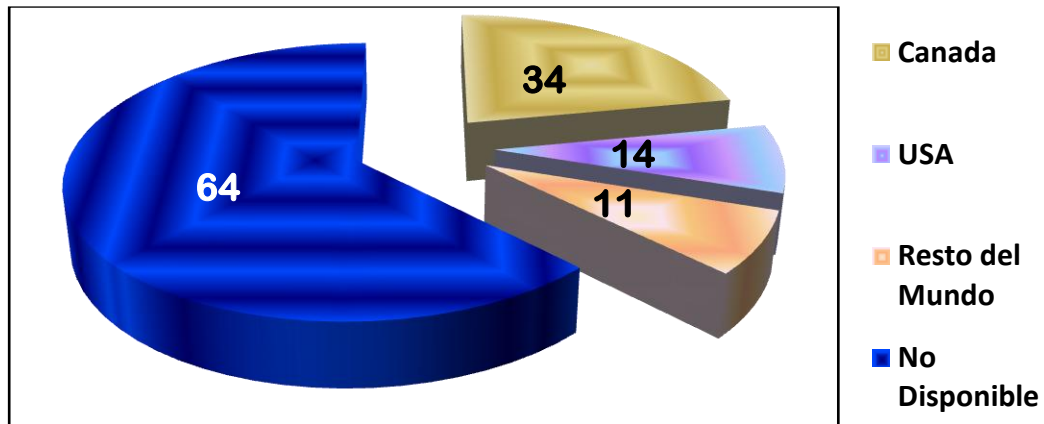
Fuente: John Veil Informe U.E.D.O.E.

La figura 63 Muestra la participación a nivel mundial en cuanto aporte de implementación de la tecnología DOWS.

¹⁸³ *Ibíd.*, p. 2.

¹⁸⁴ *Ibíd.*, p. 2.

Figura 63 Instalaciones DOWS Reportadas hasta Dic-2004.



Fuente: John Veil Informe U.E.D.O.E.

En el informe presentado por John Veil se logró adecuar en la Tabla 15 y 16 los diferentes tamaños de casing para los sistemas DOWS tipo Hidrociclón y Gravedad respectivamente.

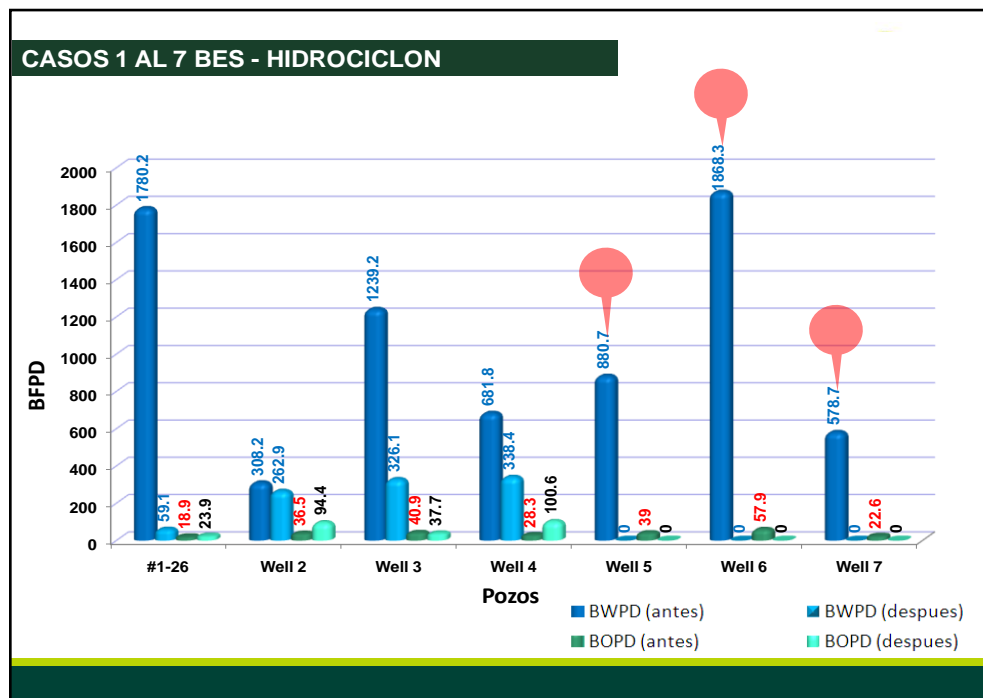
Tabla 15. Tamaño de casing usados

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 Los Autores.

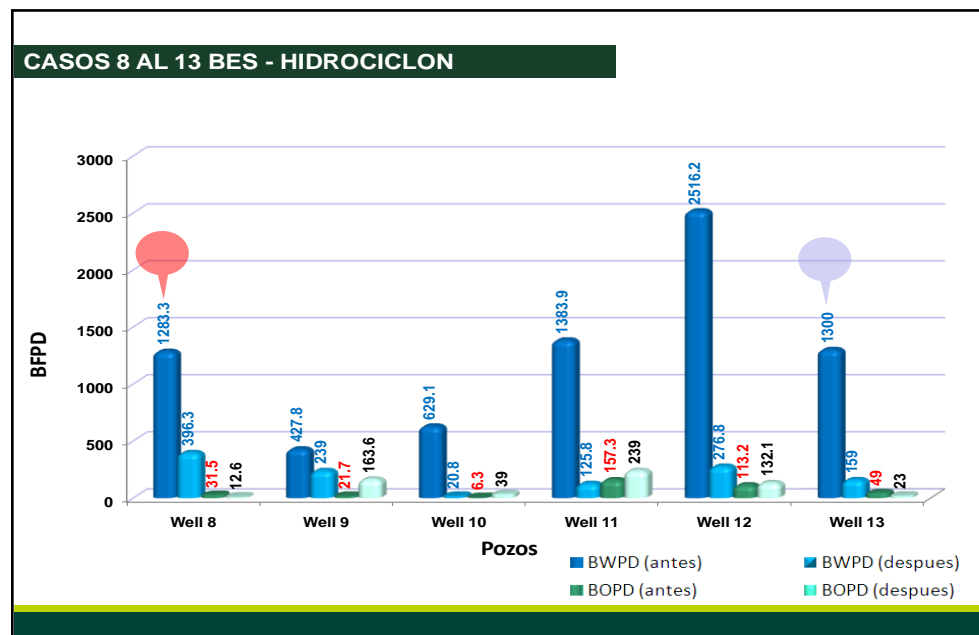
Fuente Los Autores

FIGURA 64. Casos históricos del 1 a 7. Información de producción de agua y aceite; antes y después de implementar el sistema DOWS en los pozos.



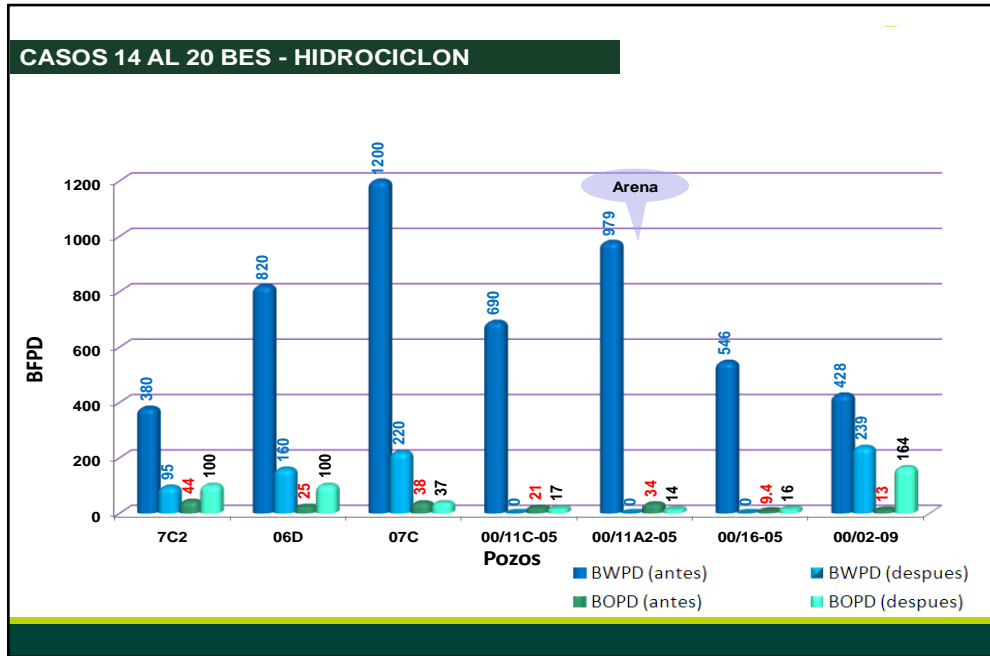
Fuente. Los Autores

Figura 65 Casos históricos del 8 a 13.



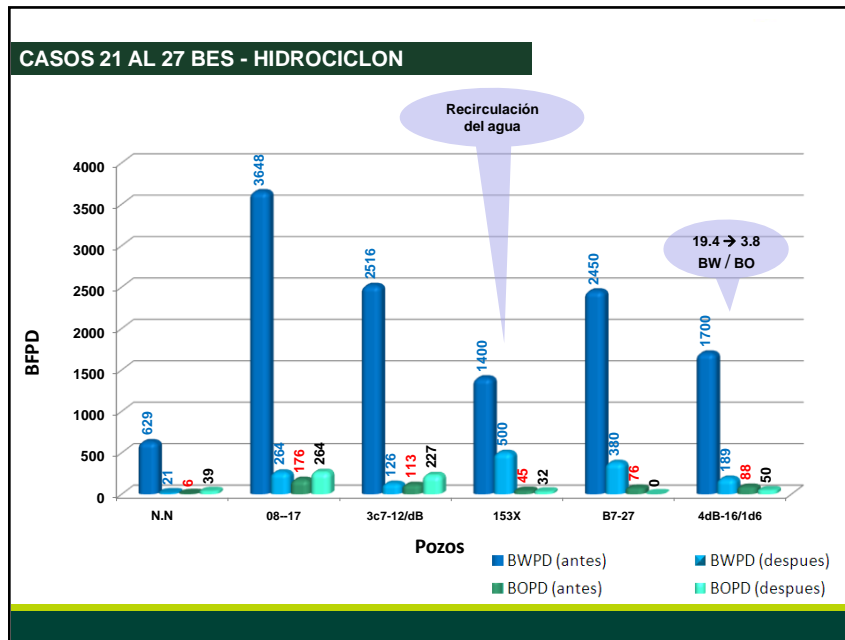
Fuente. Los Autores

Figura 66. Casos históricos del 14 al 20.



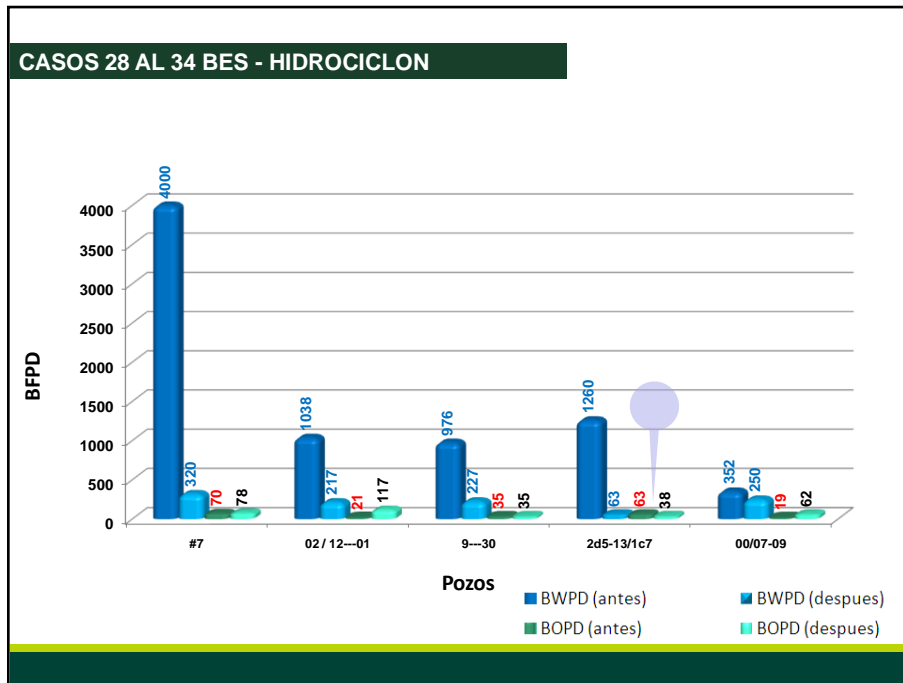
Fuente. Los Autores

Figura 67. Casos históricos del 21 al 27.



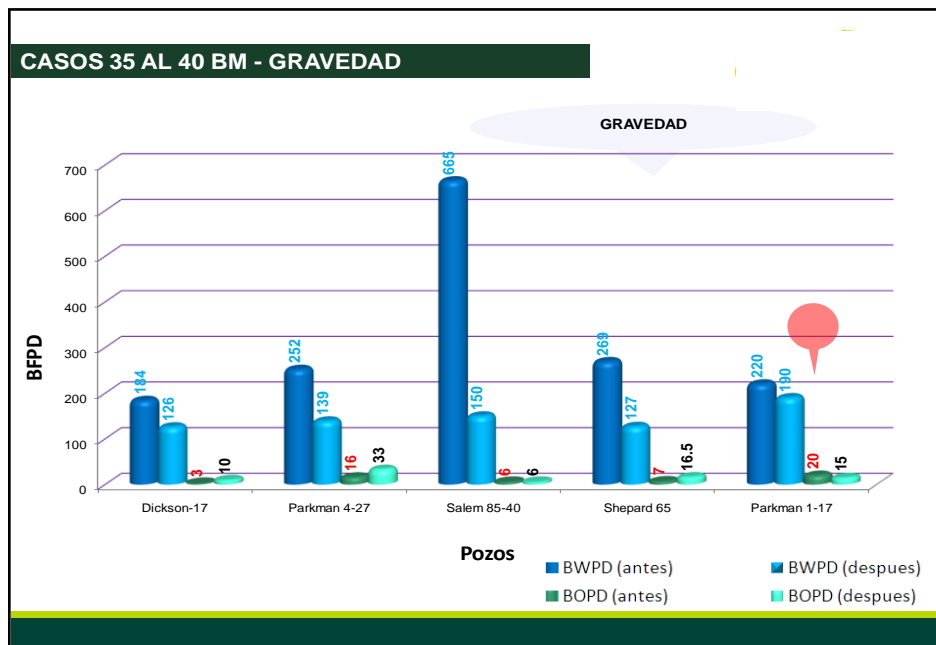
Fuente. Los Autores

Figura 68. Casos históricos del 28 al 34.



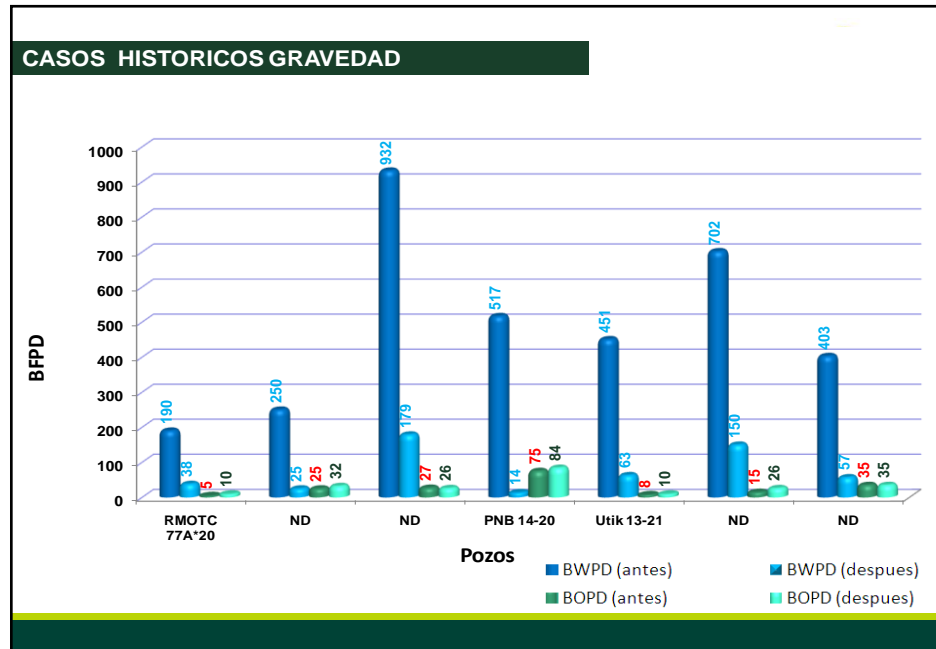
Fuente. Los autores.

Figura 69. Casos históricos del 35 al 40.



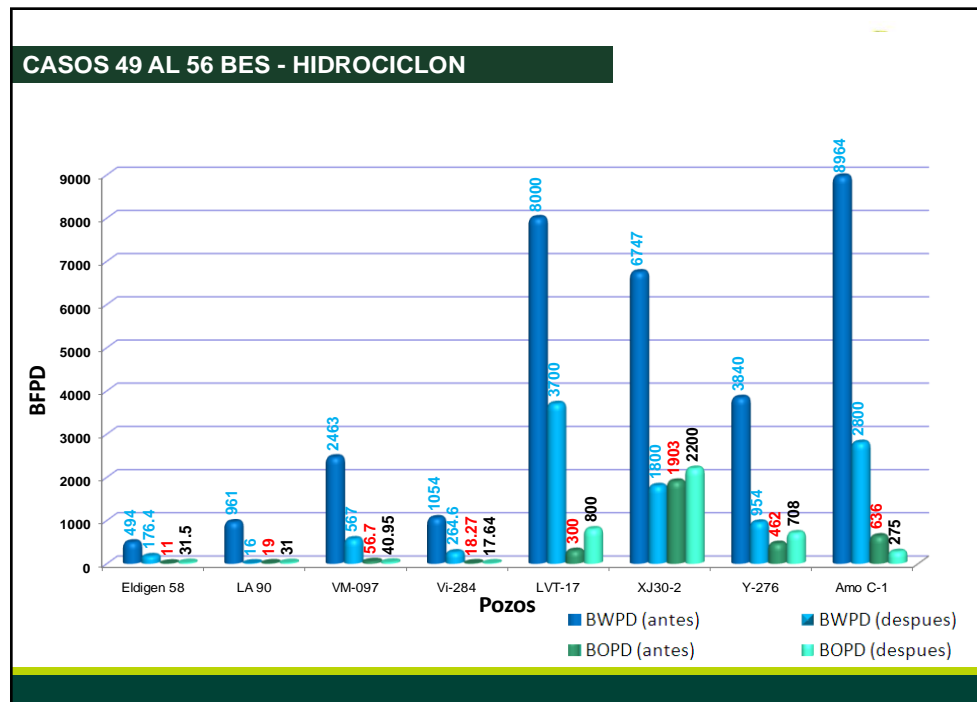
FUENTE. Los autores.

Figura 70. Casos históricos del 41 al 49.



FUENTE. Los autores.

Figura 71. Casos históricos del 50 al 59.



FUENTE. Los autores.

Después de instalar la herramienta DOWS se observa que la producción de agua decrece y la de aceite aumenta en la mayoría de los casos (excepto en el pozo **Well 3** que presentó un leve decrecimiento en la producción de aceite del 7,8%); sin embargo en la gráfica anterior se muestran producciones nulas tanto de agua como aceite (después de haber implementado la herramienta DOWS), lo cual representa que la información no está disponible al público ya que son datos confidenciales.

Aún así se reporta que la tecnología DOWS no funcionó en los pozos **well5, well6 y well7** ya que presentaron problemas de separabilidad debido a la muy baja gravedad API de los crudos (<15°API).

El pozo **Well 8** muestra una tendencia crítica en el comportamiento de producción de aceite debido a que después de implementar el sistema DOWS hay una declinación importante en la producción de aceite del 59,4% y aunque existió una caída en la producción de agua del 69%; el caso es considerado como un fracaso desde el punto de vista de producción ya que se inyectó una cantidad importante de aceite en la zona de inyección como consecuencia de la mala separabilidad de fluidos.

El pozo **Well 11** presenta un destacado comportamiento en el rendimiento de la herramienta debido a que después de implementar el sistema DOWS tuvo un incremento importante del 52% en la producción de aceite y una declinación notable del 91%; considerándose como un éxito el desempeño del sistema DOWS.

En el pozo **Well 12** se observa un leve aumento de producción de aceite del 17%, después de ubicada la herramienta DOWS en el pozo y una disminución notable en la producción de agua del 89%; lo cual resulta en un sobresaliente desempeño del sistema DOWS.

El pozo **Well 13** presenta un pobre comportamiento del sistema DOWS ya que la producción de aceite declinó en forma importante un 53% aunque la declinación en la tasa de agua del 87,8% después de ubicar la herramienta en el pozo, el anterior caso es considerado un fracaso desde el punto de vista económico.

El pozo **06D** presentó un excelente desempeño del sistema DOWS ya que después de ubicar la herramienta en el pozo aumentó considerablemente la producción de petróleo un 300% y la producción de agua declinó de manera importante un 80,5%.

El pozo **00/11C-05** muestra una leve caída de producción de aceite del 19% después de la implementación de la herramienta DOWS en el pozo; no es necesario conocer los resultados del rendimiento del sistema DOWS en cuanto

la producción de agua para predecir que el sistema DOWS no es viable desde el punto de vista de producción ya que presenta producción de arena en la zona de inyección siendo considerado un caso de alto riesgo.

El pozo **00/11A2-05** muestra una caída exagerada de la producción de aceite del 58.8% después de la implementación de la herramienta DOWS, y aunque no existan datos disponibles al público del rendimiento del sistema en la producción de agua por razones de confidencialidad; el caso es considerado un fracaso desde el punto de vista económico.

El pozo **00/16-05** muestra un buen inicial comportamiento del sistema DOWS ya que la producción de aceite aumentó un 70,2% aunque no se muestra los resultados del desempeño del sistema DOWS en cuanto la producción de agua debido a los datos son de carácter confidencial y no están a disposición del público. Los resultados pueden no ser tan alentadores a un mediano o largo plazo ya que se reportó producción de finos en la zona de inyección.

El pozo **00/02-09** muestra un extraordinario comportamiento de la herramienta DOWS ya que logró un aumento en la producción de aceite del **1161,6%**; siendo el caso histórico de mejor desempeño reportado a la fecha en cuanto a la producción de petróleo.

El pozo **N.N.** presenta un notable aumento en la producción de aceite del 550% después de implementar el sistema DOWS en el pozo y una disminución en la producción de agua del 96,7%; logrando un rotundo ÉXITO del rendimiento de la herramienta DOWS.

El pozo **08-17** presenta un destacado rendimiento del sistema DOWS ya que la producción de petróleo se incrementó un 50% y la producción de agua declinó extraordinariamente un 93%.

El pozo **153X** presenta una caída en la producción de petróleo del 29% y a pesar de reportar recirculación del agua de inyección presenta un buen rendimiento en la disminución de la producción de agua del 64%, lo cual hace necesario realizar un estudio económico más minucioso para calificar el desempeño de la herramienta.

El pozo **4d8-16/1d6** presenta una disminución en el corte de agua del 80,4% ya que de 19,4<BWPD/BOPD> declinó a 3,8<BWPD/BOPD>, pero presenta una caída en la producción de aceite del 43%, lo que hace necesario realizar un estudio económico más riguroso para conocer si es viable o no mantener el sistema DOWS dentro del pozo.

El pozo **#7** presenta un excelente rendimiento en el servicio del sistema DOWS ya que la producción de crudo incrementó levemente un 11,4% y la producción de

agua después de ubicar la herramienta en el pozo decreció notablemente un 92%.

El pozo **02/12-01** presenta un óptimo desempeño en el servicio del sistema DOWS ya que la producción de crudo incrementó considerablemente un 457% y la producción de agua mermo un 79% después de ubicar la herramienta DOWS. Otro criterio a favor es que la zonas de: producción/ inyección, son carbonato/ carbonato, con lo cual se presentó una mínima producción de finos y por ende un mayor periodo de longevidad de la herramienta (se tiene reporte de la herramienta como mínimo de 2 años).

El pozo **2d5-13/1c7** presenta un decrecimiento importante en la producción de petróleo del 39,6%; contradictoriamente presenta una valioso descenso en la producción de agua del 95%, por lo cual se hace necesario un estudio más riguroso y mayor cantidad de datos para conocer si es viable o no el mantener la herramienta en el pozo.

El pozo **00/07-09** presenta un sobresaliente desempeño del sistema DOWS en la producción de aceite ya que aumentó un 226,3% y la producción de agua decreció un 28% después de ubicar la herramienta en el pozo.

El pozo **Dickson-17** presenta un aumento importante del 233,3% en la producción de aceite y una disminución del 31,5% en la producción de agua después de ubicar la herramienta en el pozo dando como resultado un éxito concluyente de rendimiento del sistema DOWS en el pozo.

El pozo **Parkman 4-27** presenta un excelente desempeño del sistema DOWS ya que la producción de aceite incrementó un 106,3% y la producción de agua declinó un 44,8%; después de ubicar la herramienta en el pozo. Otro criterio a favor es que las zonas de producción e inyección son carbonatos, según la experiencia en campo estas formaciones presentan mínima producción de finos y por ende un mayor periodo de longevidad de la herramienta (se tiene reporte como mínimo de un año de duración de la herramienta).

El pozo **Shepard 65** presenta un destacado rendimiento del sistema DOWS ya que la producción de aceite aumentó un 135,7% y la producción de agua disminuyó un 52,8% después de ubicar la herramienta en el pozo.

En el pozo **Parkman 1-17** Se hace necesario realizar una reevaluación del sistema DOWS debido a que inicialmente después de ubicar la herramienta en el pozo presentó un buen desempeño ya que la producción de crudo aumentó un 75%(de 20<BOPD> pasó a 35<BOPD>) y la producción de agua disminuyó un 27%(de 220<BWPD> pasó a 160<BWPD>); debido a fallas mecánicas presentadas en la herramienta; la producción cayó notablemente mostrando los valores promedios representados en la gráfica, presentado un desempeño

regular del sistema DOWS ya que la producción de aceite decreció un 25% y la producción de agua disminuyó un 15%.

El pozo **RMOT77A*20** presenta un excelente rendimiento del sistema DOWS ya que la producción de aceite incrementó un 100% y la producción de agua decreció un 80% después de ubicar la herramienta en el pozo.

El pozo **NN2** presenta un óptimo rendimiento del sistema DOWS ya que la producción de aceite aumenta un 28% y la producción de agua disminuye un 90% después de ubicar la herramienta en el pozo.

El pozo **PBN 14-20** presenta un rendimiento sobresaliente del sistema DOWS, ya que la producción de petróleo incrementa un 12% y la producción de agua decae extraordinariamente un 97,3%, después de ubicar la herramienta en el pozo.

El pozo **NN4** presenta un destacado rendimiento del sistema DOWS, ya que la producción de petróleo incrementa un 73,3% y la producción de agua disminuye un 78,6% después de ubicar la herramienta en el pozo.

El pozo **Eldingen58** presentó un excelente comportamiento del sistema DOWS ya que la producción de aceite se incrementó 186,4% y la producción de agua decreció un 64,3%, después de ubicar la herramienta en el pozo. Hay que tener en cuenta que los datos de producción antes de instalar la tecnología ESP-DOWS, eran datos reportados con bombeo mecánico.

El pozo **VM-097** inicialmente presentó un aceptable desempeño en el sistema ESP-DOWS, ya que la producción de crudo disminuyó levemente un 28%, comparado con el rendimiento en la producción de agua que declinó destacadamente un 75%. Realizando un estudio más minucioso del desempeño de la herramienta se logró calificar como un fracaso desde el punto de vista de producción ya que se presentó taponamiento de la zona de inyección debido a que la formación inyectora era una arena inconsolidada, además desde el punto de vista técnico la herramienta falló constantemente debido a que no se instalaron un sistema de control y monitoreo.

El pozo **LVT-17** presentó inicialmente un magnífico desempeño del sistema ESP-DOWS ya que la producción de aceite se aumentó un 166,7% y la producción de agua declinó un 53,75% inmediatamente después de ubicar la herramienta en el pozo. Este rendimiento no se mantuvo con el tiempo debido a que se presentaron fallas relacionadas con taponamiento de la formación inyección, fallas mecánicas a nivel de la bomba ESP y motor, e inconvenientes de orden político.

El pozo **XJ30-2** presentó inicialmente un buen rendimiento del sistema DOWS ya que la producción de aceite se incrementó un 15,6% y la producción de agua disminuyó un 73,3% después de ubicar la herramienta en el pozo. Este rendimiento no se mantuvo en el tiempo ya que se presentó problemas de recirculación de agua debido a la pobre distancia entre zonas de inyección y producción en consecuencia la prueba sólo duró un mes.

El pozo **Amo C-1** presentó un deficiente rendimiento del sistema DOWS ya que la producción de aceite se redujo un 56,8% y aunque la producción de agua decayera un 71,9% después de ubicar la herramienta, el caso es considerado como un rotundo fracaso.

3.5.1. RESUMEN DE PROBLEMAS ENCONTRADOS EN LOS SISTEMAS DOWS.

1. Malas prácticas en la selección del pozo candidato.
2. Problemas de Inyectividad.
3. Problemas de Aislamiento.
4. Problemas de Diseño.
5. Problemas de compatibilidad entre zonas (formación de escamas e hidratos).
6. Problemas de arenamiento (taponamiento y corrosión).
7. Zonas muy cercanas (recirculación de agua).
8. Problemas de orden político.
9. Fallas humanas: Problemas en la instalación del equipo.

3.5.2. RESUMEN DE PRÁCTICAS RECOMENDAS PARA IMPLEMENTAR EN LOS SISTEMAS DOWS.

1. Excelente selección de pozo para el desarrollo de la tecnología.
2. Caracterizar los fluidos.
3. Realizar pruebas de inyektividad.
4. Instalar sistemas de control y monitoreo.
5. Excelente diseño de los equipos del sistema.
6. Adaptar un sistema alternativo de refrigeración al motor cuando se trabaja en condiciones de alta temperatura.
7. Evitar fallas humanas en la instalación del equipo.

4. EVALUACIÓN TÉCNICA

La implementación de la alternativa tecnológica para este trabajo está orientada a seleccionar uno o varios pozos candidatos de la Superintendencia de Operaciones del Huila y Tolima conocida como SOH ECOPETROL S.A.

Para la selección de este candidato se estudio los campos que son de operación exclusiva de la SOH por ende solo clasificaron los campos Dina Cretáceos, Palogrande, Cebú y Toldado.

Como se mencionó en el capítulo anterior, ninguna compañía vende o distribuye actualmente la tecnología de separación en fondo de pozo (DOWS) tipo gravedad, en consecuencia, la aplicación de este sistema en los campos de la SOH no es considerada factible.

Las versiones PCP, Rod Pump y Gas Lift del sistema DOWS tipo hidrociclón tampoco son desarrolladas o distribuidas en la actualidad por ninguna compañía, por esta razón, no son consideradas como candidatas para la aplicación en los campos.

Actualmente solo **Schlumberger** desarrolla la tecnología de separación en fondo con bombeo electrosumergible, como **DFPS** por sus siglas en ingles *Downhole Fluid Processing Service*

4.1 PRIMER FILTRO DE SELECCIÓN

El primer filtro de selección está basado en los requerimientos técnicos de la herramienta SLB, los cuales son:

4.1.1. Pozos con corte de agua Mayor al 70%

Los pozos de los campos poseen cortes de agua mayores al 50%, que por literatura estarían aptos, pero dadas las lecciones aprendidas se tomaran pozos con corte de agua mayor al 70%, entendiéndose por corte de agua como la relación del caudal diario de agua producida por el caudal diario de fluidos totales producido. En este paso también se descartan también los pozos inyectoros junto con los que se encuentran cerrados y abandonados.

La tabla numero 15 presenta los pozos según el corte histórico de los últimos años y su estado de producción.

Tabla 16. Corte de Agua en los pozos.

Pozo	Tipo de Pozo
DK0001:MONSERRATE	Inyector de Agua
DK0002:MONSERRATE	Productor 86% BSW
DK0003:MONSERRATE	Inyector de Agua
DK0003A:MONSERRATE	Inyector de Agua
DK0004:MONSERRATE	Inyector de Agua
DK0004A:MONSERRATE	Inyector de Agua
DK0005:MONSERRATE	Productor 98% BSW
DK0006:MONSERRATE	Inyector de Agua
DK0007:MONSERRATE	Abandonado
DK0008:MONSERRATE	Abandonado
DK0009:MONSERRATE	Abandonado
DK0010:MONSERRATE	Abandonado
DK0011:MONSERRATE	Abandonado
DK0012:MONSERRATE	Productor 94% BSW
DK0013:MONSERRATE	Abandonado
DK0014:MONSERRATE	Inyector de Agua
DK0015:MONSERRATE	Productor 91% BSW
DK0016:MONSERRATE	Productor 96% BSW
DK0017:MONSERRATE	Abandonado más no seco
DK0018:MONSERRATE	Cerrado
DK0019:MONSERRATE	Productor 95% BSW
DK0020:MONSERRATE	Productor 98% BSW
DK0021:MONSERRATE	Inyector de Agua
DK0022:MONSERRATE	Productor 98% BSW
DK0023:MONSERRATE	Productor 95% BSW
DK0024:MONSERRATE	Productor 90% BSW
DK0025:MONSERRATE	Productor 97% BSW

Tabla16. Continuación

DK0026:MONSERRATE	Abandonado
DK0027:MONSERRATE	Productor 95% BSW
DK0028:MONSERRATE	Productor 98% BSW
DK0029:MONSERRATE	Inyector de Agua
DK0030:MONSERRATE	Inyector de Agua
DK0030A:MONSERRATE	Inyector de Agua
DK0031:MONSERRATE	Inyector de Agua
DK0032:MONSERRATE	Inyector de Agua
DK0033:MONSERRATE	Inyector de Agua
DK0033A:MONSERRATE	Inyector de Agua
DK0034:MONSERRATE	Inyector de Agua
DK0035:MONSERRATE	Inyector de Agua
DK0036:MONSERRATE	Productor 96% BSW
DK0037:MONSERRATE	Inyector de Agua
CB0001:MONSERRATE	Cerrado
CB0002:MONSERRATE	Productor 98% BSW
CB0003:MONSERRATE	Productor 98% BSW
CB0004:MONSERRATE	Productor 73% BSW
CB0005:MONSERRATE	Inyector de Agua
CB0006:MONSERRATE	Productor 91% BSW
CB0007:MONSERRATE	Productor 89% BSW
CB0008:MONSERRATE	Inyector de Agua
CB0011:MONSERRATE	Abandonado
CB0013:MONSERRATE	Inyector de Agua
CB0014:MONSERRATE	Abandonado
PG0001	Seco en exploratorio
PG0002:MONSERRATE	Inyector de Agua
PG0003:MONSERRATE	Productor 91% BSW
PG0004:MONSERRATE	Inyector de Agua
PG0005:MONSERRATE	Productor 83% BSW
PG0006:MONSERRATE	Productor temporal 98% BSW
PG0007:MONSERRATE	Productor 65% BSW
PG0008:MONSERRATE	Productor 89% BSW
PG0009:MONSERRATE	Inyector de Agua
PG0010:MONSERRATE	Inyector de Agua
PG0011:MONSERRATE	Productor 79% BSW
PG0012:MONSERRATE	Productor 46% BSW
PG0013:MONSERRATE	Productor 88% BSW
PG0014:MONSERRATE	Productor 94% BSW
PG0015:MONSERRATE	Abandonado
PG0016:MONSERRATE	Productor 66% BSW
PG0017:MONSERRATE	Abandonado
PG0018:MONSERRATE	Inyector de Agua
PG0019:MONSERRATE	Productor 90% BSW
PG0020:MONSERRATE	Abandonado

Tabla 16. Continuación

PG0021:MONSERRATE	Inyector de Agua
PG0022:MONSERRATE	Productor 95% BSW
PG0023:MONSERRATE	Productor 96% BSW
PG0024:MONSERRATE	Productor 81% BSW
P025:MONSERRATE	Productor 97% BSW
PG0026:MONSERRATE	Inyector de Agua
PG0027:MONSERRATE	Abandonado
PG0028:MONSERRATE	Productor 72% BSW
PG0029A	Productor 98% BSW
PG0029A:MONSERRATE	Inyector de Agua
PG0030:MONSERRATE	Productor 89% BSW
PG0031:MONSERRATE	Productor 81% BSW
PG0032	Seco
PG0033:MONSERRATE	Inyector de Agua
PG0034:MONSERRATE	Inyector de Agua
PG0035:MONSERRATE	Inyector de Agua
PG0036:MONSERRATE	Inyector de Agua
PG0037:MONSERRATE	Inyector de Agua
PGPG0038	Seco
PG0039:MONSERRATE	Inyector de Agua
PG0040:MONSERRATE	Productor 98% BSW
PG0041:MONSERRATE	Inyector de Agua
TOLD-01	Productor 95% BSW
TOLD-02	Cerrado
TOLD-03	Productor 87% BSW
TOLD-04	Productor 93% BSW
TOLD-05	Abandonado
TOLD-06	Acuífero
TOLD-07	Productor 79% BSW
TOLD-08D	Productor 88% BSW
TOLD-09	No Perforado
TOLD10	No Perforado
TOLD11	Productor 62% BSW

Fuente. Los Autores

Los pozos productores identificados en rojo PG0007, PG0012, PG0016 Y TOLD11 quedan por fuera en este paso, dado que como se muestra en la tabla anterior, el valor del corte de agua está por debajo de lo establecido por los autores.

Los pozos que presentan su estado en Azul, son descartados para esta preselección, dado que no se desea realizar una inversión adicional para convertir a productor dichos pozos.

4.1.2. Profundidad de Instalación de la Herramienta

La profundidad de instalación es un criterio de diseño y no está en el alcance de este trabajo, solo es determinada por la empresa operadora la cual establecería este concepto.

Se recomienda que la herramienta en caso de ser instalada, deba ser ubicada por debajo del nivel de fluido del pozo y cercano a la formación productora. También tener en cuenta que en pozos con casing de 7 pulgadas a profundidades mayores a 5000 pies, limitan la posibilidad de tener el capilar para muestra de agua inyectada; en casings de 9^{5/8} pulgadas, no hay problema.

Los pozos se encuentran a más de 6000 pies en su zona productora, por teoría no poseerán el capilar.

4.1.3. Caudal Máximo de Fluido a la entrada del Hidrociclón y Contenido de Gas.

La Herramienta desarrollada por Schlumberger puede operar a un caudal máximo de 8000 BFPD y un mínimo de 1500 BFPD. A continuación se presentara una tabla con los caudales promedios de cada pozo.

Tabla 17. Caudal diario de fluidos de los pozos.

Pozo	Caudal BFPD
DK0002:MONSERRATE	866,58
DK0005:MONSERRATE	3339,73
DK0012:MONSERRATE	113,69
DK0015:MONSERRATE	755,39
DK0016:MONSERRATE	1654,49
DK0019:MONSERRATE	1278,82
DK0020:MONSERRATE	2094,48

Tabla 17. Continuación

DK0022:MONSERRATE	593,09
DK0023:MONSERRATE	1631,98
DK0024:MONSERRATE	961,73
DK0025:MONSERRATE	1951,18
DK0027:MONSERRATE	3199,20
DK0028:MONSERRATE	970,67
DK0036:MONSERRATE	1608,24
CB0002:MONSERRATE	4909,29
CB0003:MONSERRATE	1794,82
CB0004:MONSERRATE	374,33
CB0006:MONSERRATE	1548,24
CB0007:MONSERRATE	772,11
PG0003:MONSERRATE	477,08
PG0005:MONSERRATE	37,96
PG0007:MONSERRATE	498,76
PG0008:MONSERRATE	1164,45
PG0011:MONSERRATE	1634,32
PG0012:MONSERRATE	450,51
PG0013:MONSERRATE	1563,25
PG0014:MONSERRATE	1540,46
PG0016:MONSERRATE	763,06
PG0019:MONSERRATE	1450,80
PG0022:MONSERRATE	2265,72
PG0023:MONSERRATE	3823,85
PG0024:MONSERRATE	960,59
P025:MONSERRATE	792,94
PG0028:MONSERRATE	392,33
PG0029A	144,48
PG0030:MONSERRATE	692,49
PG0031:MONSERRATE	154,70
PG0040:MONSERRATE	2497,90
TOLD-01	4871,61
TOLD-03	5925,96
TOLD-04	2392,82
TOLD-07	184,07
TOLD-08D	3380,63
TOLD11	384,74

Fuente. Los Autores.

Los pozos son descartados en esta fase son DK0002, DK0012, DK0015, DK0019, DK0022, DK0024, DK0028, CB0002, CB0004, CB0007, PG0003, PG0005, PG0007, PG0008, PG0011, PG0012, PG0016, PG0019, PG0024, PG0025, PG0029A, PG0030, PG0031, TOLD-07 y TOLD11. No Poseen un caudal diario de fluido para la herramienta.

Otro criterio es el contenido de gas libre a la entrada del hidrociclón que debe ser menor al 2% por literatura, pero la herramienta de Schlumberger permite una entrada menor al 10%, todos los pozos en este punto poseen entradas menores del 7%, por lo cual, la producción de gas no excluye los actuales pozos.

4.1.4. Fluidos Miscibles y No Emulsionados.

En este punto los pozos de los campos en selección no presentan problemas de emulsiones fuertes, por tanto, este criterio no descarta los actuales candidatos.

A continuación se presenta un registro imagen de una prueba de separación de fases realizada en laboratorio ICP, crudo de toldado Salmuera de solución (50/50%). Presenta las dos fases claramente distinguibles.

Figura 72. Prueba separación de fases crudo Toldado



Fuente. Laboratorio de Química de Producción ICP

4.1.5 Diámetro de Casing.

La alternativa tecnología ESP-DOWS se ha implementado en diámetros de casing de cinco y media pulgadas a nivel mundial. Pero Se debe considerar como filtro las limitaciones del dispositivo que empresa de servicios ofrece, la cual hasta el momento, solo se puede implementar su tecnología en casing mayor o iguales a siete pulgadas con 26 <# / ft.>.

El criterio de poseer un diámetro de Casing mayor o igual a siete pulgadas fue el utilizado para este paso. A continuación se presenta la tabla que especifica el diámetro de casing.

Tabla 18. Diámetro de casing en los pozos

Pozo	Diámetro de Casing (pulgadas)
DK0005:MONSERRATE	5,5
DK0016:MONSERRATE	5,5
DK0020:MONSERRATE	5,5
DK0023:MONSERRATE	7
DK0025:MONSERRATE	5,5
DK0027:MONSERRATE	5,5
DK0036:MONSERRATE	7
CB0003:MONSERRATE	5,5
CB0006:MONSERRATE	5,5
PG0013:MONSERRATE	5,5
PG0014:MONSERRATE	5,5
PG0022:MONSERRATE	5,5
PG0023:MONSERRATE	5,5
PG0040:MONSERRATE	7
TOLD-01	5,5
TOLD-03	7
TOLD-04	7
TOLD-08D	7

Fuente. Los autores.

Los pozos, mostrados en rojo, DK0005, DK0016, DK0020, DK0027, CB0003, CB0006, PG0013, PG0014, PG0022, PG0023 y TOLD-01 quedan por fuera dado que no cumplen con el requisito establecido.

4.1.6. Disposición de Zona Para Inyección.

Se considera lo siguiente:

- Por encima o por debajo de la zona productora (preferiblemente menos de 1000 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 asilada de las zonas productoras para evitar comunicación directa.

Con estos criterios en el estudio realizado por los autores se encontró que, solo el pozo PG0040 no posee una zona adecuada de inyección dado que la zona más cercana se encontraba a 1200 pies, además que no se disponen de datos de inyectividad.

Los demás pozos no presentan problemas de arenamiento, presencia de arcillas hinchables, el problema de incrustaciones en el campo Toldado se ha controlado por medio de la campaña de uso de inhibidores de incrustación en conjunto con las estimulaciones acido-orgánicas.

El pozo TOLD-04 es un pozo que presenta varias modificaciones, a través de su historia, como aislamientos y cementaciones en la zona inferior, por lo cual se recomienda, considerar las zonas superiores, como lo es, la parte alta de la formación Villeta. Para los pozos TOLD-03 y TOLD-08D posee zonas tanto como superiores e inferiores como las receptoras.

Pozos que pasan en este punto son: DK0023, DK0036, TOLD-03, TOLD-04 y TOLD-08D.

4.1.7. Compatibilidad de Fluidos Entre Zona Productora y Zona Inyectora

Este punto es un criterio tanto técnico como ambiental, dado que las recomendaciones del Ministerio del Medio Ambiente son muy estrictas en este punto.

Para este paso se encontró que el agua de la formación Monserrate del campo Dina Cretáceos es incompatible con formaciones posiblemente receptoras, con lo cual se descartan los pozos DK0023 y DK0036.

Quedan como candidatos los pozos TOLD-03, TOLD-04, TOLD-08D, pero no se tiene o dispone de una prueba de compatibilidad entre aguas de UKB y Villeta el pozo TOLD-04 sale de este grupo, esto no quiere decir que no es apto para la implementación del ESP-DOWS, solo se descarta a piloto por falta de información, además porque inyectar en LKBa (Caballos Inferior A) demanda gastos extras de como si se podría en TOLD-03 y TOLD-08D dada la falla sellante que presenta en sus bloques.

4.2. SEGUNDO FILTRO DE SELECCIÓN

En este punto se utiliza como criterio, los resultados obtenidos en la aplicación de la metodología de diagnóstico para la procedencia de agua, expresado en el Capítulo 2.

Por consiguiente de estos pozos, *solo el TOLD-03 es candidato a piloto*, para solucionar el problema de la excesiva producción de agua en TOLD-08D se recomendó cambiar a una menor tasa de producción, con el fin disminuir la conificación presente.

Establecido este parámetro la unidad LKBa (Caballos Inferior A), dada que la zona se encuentra aislada de LKBb (Caballos inferior B) por una falla sellante.

El pozo Told-03 Ofrece una mayor oportunidad de separar fluidos dada la gran cantidad de fluido que produce; con esto confirmamos que es piloto a la alternativa tecnológica.

4.3. COMPONENTES DEL SISTEMA ESP – DOWS.

Los sistemas ESP – DOWS consisten de varios componentes, sin embargo dos elementos son claramente distinguibles: un sistema de separación y al menos una bomba de fondo para llevar el aceite a superficie e inyectar el agua en la zona de disposición (ver la figura 68).

Los sistemas ESP – DOWS consisten de los siguientes elementos:

- Empaque.
- Válvula cheque.
- Medidores de flujo y presión (opcional, pero necesarios desde el punto de vista técnico).
- Centralizadores.
- Separador de fondo tipo hidrociclón.
- Bomba de inyección (**injection pump** o **emulsion pump**).
- Protector superior del motor.
- Motor.
- Protector inferior del motor.
- Bomba de producción (**concentrate pump**, **production pump** o **booster pump**).
- Tubos de transferencia de aceite concentrado (conocidos en la literatura como **bypass tubes**).
- Camisa o envoltura del motor (depende de la posición del sistema con respecto a la zona de producción).
- Tubos de prueba para la obtención de muestras en superficie (opcional, necesarios desde el punto de vista técnico).
- Controlador de la frecuencia de operación del motor (opcional, necesario desde el punto de vista técnico).
- Choque en superficie o en fondo de pozo.

Cada uno de los componentes del sistema ESP – DOWS se describe a continuación.

4.3.1. Empaque.

El empaque instalado en fondo provee aislamiento entre las zonas de producción e inyección. Un ensamblaje de fondo asienta el empaque (**On/Off Tool**)¹⁸⁵.

El aislamiento adecuado de las zonas de producción e inyección evita la recirculación del agua separada y la interferencia de la producción de crudo.

4.3.2. Válvula cheque.

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

Según Loginov: *“se recomienda que este dispositivo sea instalado justo debajo del separador para prevenir cualquier contraflujo, si la bomba es detenida por alguna razón. La válvula cheque sostiene presión solo en una dirección, en este caso, desde abajo”*¹⁸⁶.

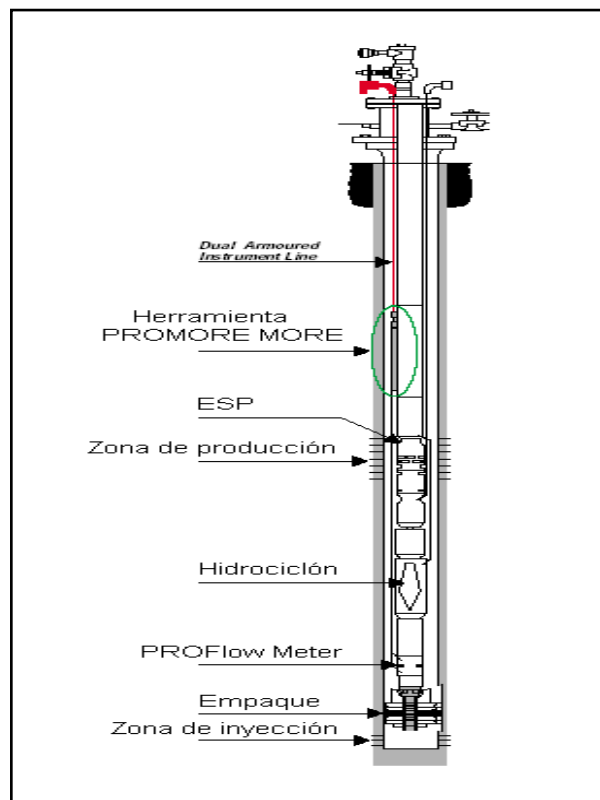
4.3.3. Medidores de flujo y presión.

Como parte de los procedimientos de monitoreo y control de la operación de separación en fondo, dispositivos de medición de flujo y/o presión pueden ser instalados en fondo para obtener un registro detallado de las variables de operación del sistema ESP – DOWS. Estos son de gran importancia en el rendimiento del sistema, como observamos anteriormente en el caso Vizcacheras y la Ventana en Argentina, 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; trayendo consigo serías dificultades y hasta la cancelación del proyecto como ocurrió en este caso.

¹⁸⁵MATTHEWS, op. cit., p. 4.

¹⁸⁶ LOGINOV, op. cit., p. 2.

Figura 73. Sistema ESP – DOWS con herramienta de medición de presión y caudal en fondo.



Fuente. PROMORE. División Corelab.

PROMORE división de Corelab, ofrece los sistemas PROMORE MORE PROFLOW para la obtención de datos de presión, caudal y volumen de fluidos en operaciones ESP – DOWS. De acuerdo a Bangash¹⁸⁷, 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”*¹⁸⁸.

¹⁸⁷ BANGASH, op. cit., p. 4.

¹⁸⁸ TUBEL, op. cit., p. 1.

4.3.4. Centralizadores.

De acuerdo a Centrilift: “los centralizadores son usualmente empleados en instalaciones ESP para ubicar el equipo en el centro del pozo (particularmente útil en pozos desviados) y así eliminar el daño externo y además asegurar la correcta refrigeración del sistema. Existen diferentes tipos de centralizadores disponibles en la industria diseñados para proteger el cable de la bomba ESP y prevenir daños debidos a la fricción”¹⁸⁹.

4.3.5. Separador de fondo tipo hidrociclón.

Los hidrociclones son dispositivos cónicos carentes de partes móviles que emplean la fuerza centrífuga para separar dos fluidos inmiscibles, no emulsionados y de densidad o gravedad específica diferente. Los sistemas ESP – DOWS separan la producción bifásica de agua y petróleo en fondo y reinyectan hasta un 98,3%¹⁹⁰ de la producción de agua en una formación independiente o en un horizonte diferente dentro de la misma formación productora.

4.3.6. 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. Ver sección 3.5 Configuraciones Pushthrough y Pullthrough).

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

¹⁸⁹ CENTRILIFT: Submersible Pump Handbook. Op. Cit

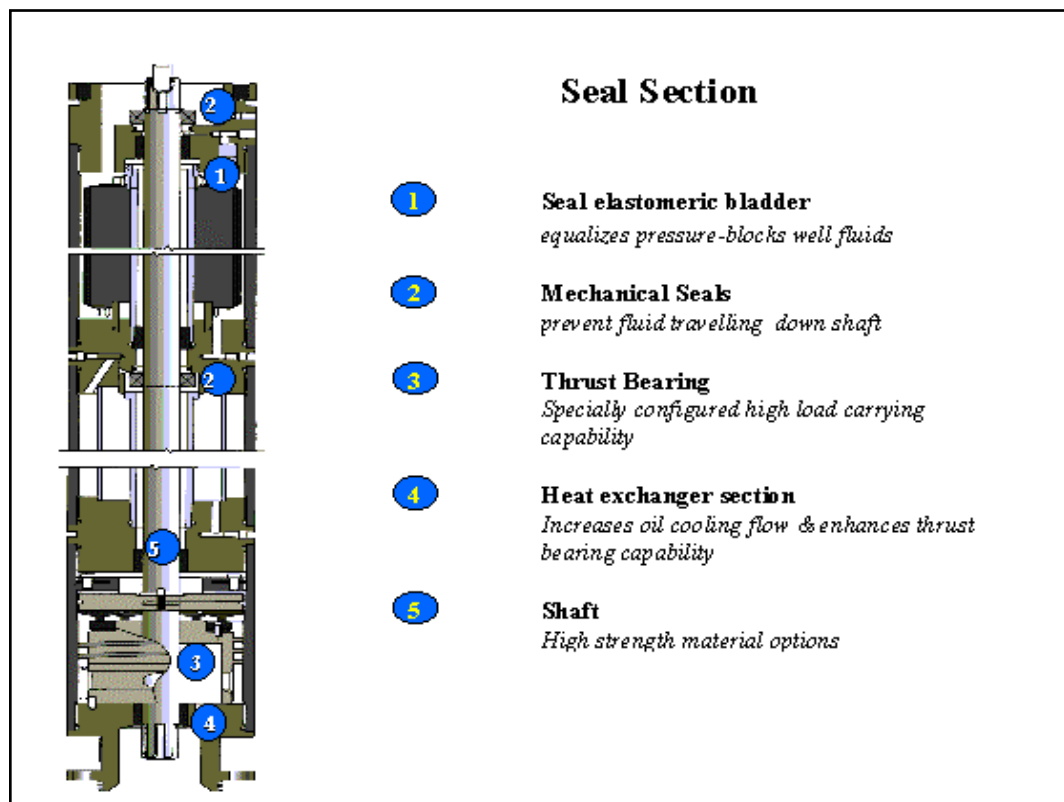
¹⁹⁰ De acuerdo al reporte de Veil publicado en noviembre de 2004, tras la instalación del sistema DOWS en el pozo LA 90 del campo Lacq Superieur de Francia, se obtuvo una reducción en la producción de agua llevada a superficie equivalente a 98,3%; de 961<BPDW> disminuyó a 16<BPDW>.

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.

4.3.7. Protectores del motor.

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

Figura 74. Sección sellante proporcionada por Centrilift para una bomba ESP.



Fuente. Centrilift, división de Baker Hughes.

Los protectores del motor cumplen con las siguientes funciones:

1. Permitir la expansión del aceite dieléctrico contenido en el motor.
2. Igualar la presión del anular con la presión interna del fluido dieléctrico contenido en el motor.
3. Aislar los fluidos del pozo y el aceite dieléctrico contenido en el motor.
4. Transmitir torque a la bomba.

De acuerdo a Bowers¹⁹¹, un sistema ESP – DOWS puede exponer los sellos rotatorios a presiones diferenciales nunca encontradas en una instalación ESP convencional. Bowers agrega: “*Las fallas en los sellos han sido la fuente de un pequeño pero significativo número de fallas en el sistema DOWS*”¹⁹².

4.3.8. Motor.

El motor de fondo empleado en un sistema ESP – DOWS 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 agrega: “el motor eléctrico es el mismo producto altamente eficiente y confiable usado en aplicaciones ESP normales”¹⁹³. En una instalación ESP – DOWS un solo motor es capaz de operar las dos bombas del sistema (bomba de inyección y bomba de producción)¹⁹⁴.

Los motores proporcionados por Centrilift operan desde 230 voltios hasta 5.000 voltios. Los requerimientos de amperaje varían entre 12 y 200 amperios¹⁹⁵. La figura 66 muestra a la izquierda las partes internas del motor y a la derecha una fotografía de un motor empleado en sistemas ESP convencionales.

¹⁹¹ BOWERS, op. cit., p. 119.

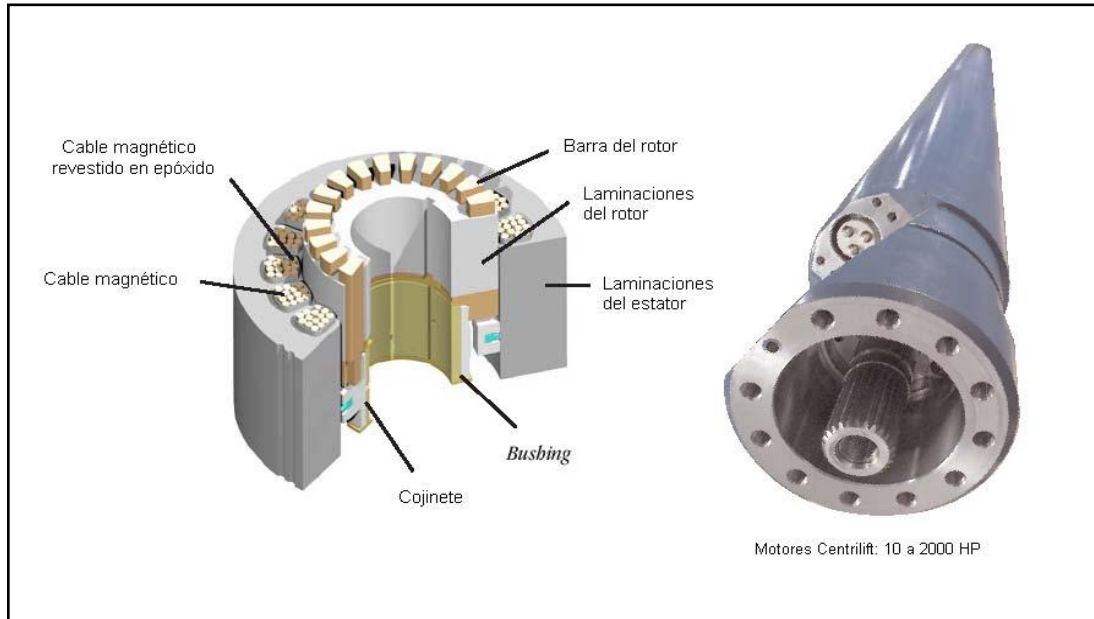
¹⁹² *Ibíd.*, p. 119.

¹⁹³ LOGINOV, op. cit., p. 3.

¹⁹⁴ VERBEEK, op. cit., p. 2.

¹⁹⁵ CENTRILIFT: Submersible Pump Handbook.

Figura 75. Motor proporcionado por Centrilift para una bomba ESP convencional.



Fuente. Centrilift, división de Baker Hughes.

4.3.9. 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 aceite separado por el hidrociclón de fondo a través del tubo de transferencia de aceite concentrado (bypass tube) para producirlo hacia superficie.

4.3.10. Bypass Tubes.

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

La tabla 18 muestra los diámetros externos e internos de los bypass tubes empleados en la herramienta SubSep de Centrilift; según Jeff Knight¹⁹⁶: *“la herramienta SubSep no ha sido promovida desde hace 6 años atrás, pero actualmente debido al gran interés presentado por la empresas petroleras a nivel mundial en la tecnología se va a reevaluar técnicamente nuestra posición”*¹⁹⁷.

Según Bangash, el uso de conductos especiales limita el diseño del sistema DOWS en diversas maneras; el autor señala las siguientes razones:

1. La caída de presión asociada a tubos delgados puede incrementar significativamente los requerimientos de potencia del sistema.
2. Dificultad en la instalación del sistema, especialmente en pozos desviados.

Tabla 19. Diámetro externo e interno de los **bypass tubes**.

Diámetro externo (pulgadas)	Diámetro interno (pulgadas)
3/8	0,319
1/2	0,416
5/8	0,527
3/4	0,634
7/8	0,745
1	0,834
1,25	1,060
1,5	1,260
1,34	1,482
2	1,702

Fuente. Centrilift, división de Baker Hughes.

¹⁹⁶ Profesional de la empresa Baker-Hughes Centrilift, Líder de la tecnología ESP-DOWS.

¹⁹⁷ Comunicación por correo electrónico de Jeff Knight a Alirio Leal Hernández y Ricardo Dorado Domínguez, 30 /07/ 2009.

4.3.11. Camisa o envoltura del motor.

En los sistemas ESP – DOWS los fluidos producidos deben circular alrededor del motor para propósitos de enfriamiento¹⁹⁸. Esto ocurre de forma natural cuando el sistema está por debajo de las perforaciones de la zona productora.

Cuando el sistema ESP – DOWS 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 inyección¹⁹⁹. El uso de la camisa o envoltura del motor depende entonces de la posición relativa del motor y las perforaciones de la zona productora.

4.3.12 Bubble Tubes.

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 pozo²⁰⁰.

Las muestras de fluido son analizadas para controlar la calidad del agua de inyección y la eficiencia del proceso de separación en fondo.

¹⁹⁸ BANGASH, op. cit., p. 3.

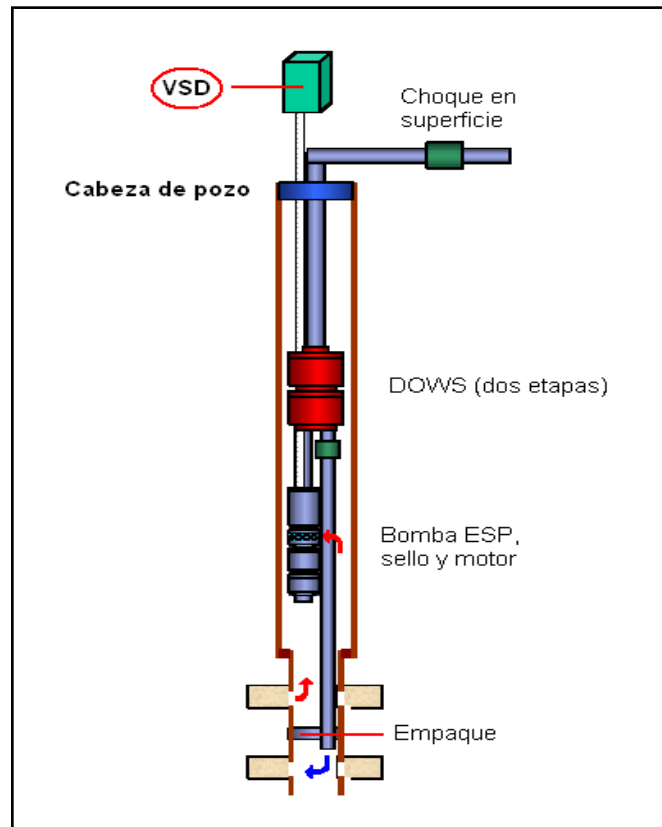
¹⁹⁹ BOWERS, op. cit., p. 115.

²⁰⁰ VERBEEK, op. cit., p. 2.

4.3.13 Controlador de la frecuencia de operación del motor.

Los controladores de la frecuencia de operación del motor se conocen como VSD (del inglés Variable Speed Drive), y son dispositivos instalados en superficie que permiten operar las bombas ESP en un rango más amplio de capacidad y eficiencia.

Figura 76. Sistema ESP – DOWS con controlador de frecuencia de operación del motor (VSD).



Fuente. READ Well Services.

“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”²⁰¹.

²⁰¹ De acuerdo a Centrilift, división de Baker Hughes

Según Verbeek²⁰², 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 ESP – DOWS, variando la frecuencia de operación del motor. La figura 68 muestra un sistema ESP – DOWS con un VSD instalado en superficie.

Verbeek agrega: “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”²⁰³.

4.3.14. Choque.

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

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

Según READ Well Services: “el sistema (ESP – DOWS) 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”²⁰⁴.

El choque puede ser instalado también en fondo de pozo. De acuerdo a Bangash: “dependiendo del diseño del sistema, el choque puede ser instalado en fondo o en superficie”²⁰⁵.

²⁰² VERBEEK, op. cit., p. 2 y p. 3.

²⁰³ *Ibíd.*, p. 3.

²⁰⁴ READ WELL SERVICES, op. cit., p. 3.

²⁰⁵ BANGASH, op. cit., p. 4.

4.4. REQUERIMIENTOS PARA ACONDICIONAMIENTO DEL POZO

El pozo TOLD-03 requiere de unas adecuaciones para instalar la alternativa tecnológica ESP-DOWS.

4.4.1. Bomba Electrosumergible.

El pozo posee una bomba electrosumergible, pero a pesar de estar en buen estado y óptimas condiciones para combinarse con hidrociclones; no se recomienda esta práctica por expertos.

4.4.2. Hidrociclones.

Para este pozo la empresa operadora en su reporte, recomendó la instalación de cuatro hidrociclones Durasep 456 en serie. Dadas las condiciones del pozo.

4.4.3. Índice de Inyectividad

Una prueba realizada en el pozo en Octubre del 2009 determino un valor de dos barriles por libras-pulgada cuadrada (2 Bbl/psi), para la zona de inyección LKBa.

4.4.4. Workover

La adecuación además requiere un proceso de reacondicionamiento conocido como Workover, este incluye bajar los dispositivos, y un tratamiento de estimulación ácido-orgánico y otros que a continuación se presenta.

4.4.4.1. Equipos y Movilización. Corresponde al equipo de workover y su desplazamiento para realizar la intervención y el personal encargado de realizar la instalación de la herramienta y procedimientos de acondicionamiento del pozo.

4.4.4.2. Limpieza o Raspado. Antes de realizar este paso se debe sacar la tubería de producción, y verificar su estado; como no se observa descensos marcados de producción la tubería debe estar en buen estado y eso lo corrobora la historia del pozo.

A pesar de la campaña del campo, donde se está efectuando la inhibición de incrustaciones, es recomendable realizar este procedimiento.

4.4.4.3. Cañoneos. Luego del proceso de raspado se procede en las zonas de interés, producción e inyección, el procedimiento de realizar disparos en los intervalos para ser reabiertos en caso de tener escamas orgánicas o inorgánicas, se propone repetir los cañoneos tipo 4 tpp (cuatro tiros por pie) los cuales ya han sido aplicados en este pozo.

4.4.4.4. Tratamiento Ácido-Orgánico. En el pozo TOLD-03 se forzaría tratamiento orgánico dentro de la formación productora, para remover depósitos orgánicos y se realizará un lavado ácido de perforaciones con Fe Acido al 7.5% para un radio de penetración de 2.7', con el fin de remover los depósitos de carbonato de calcio presentes en la cara de la formación.

El radio de penetración en la formación se define como se muestra en la ecuación 2.

Ecuación 2
$$Rp = \sqrt{\frac{257,37*V}{\emptyset*h} + \frac{d^2}{4}} + \frac{d}{2}$$

Donde:

- Rp: Radio de penetración en pulgadas, (convertir a pies);
- d: Diámetro del pozo en hueco abierto en pulgadas;
- \emptyset : Porosidad en fracción;
- h: Altura del intervalo en pies;
- V: Volumen en barriles.

Para este caso tenemos que en el pozo TOLD-03 si deseamos estimular a 2,7 pies de radio un intervalo de 25 pies, en hueco de $9^{5/8}$ pulgadas, con porosidad de 16,6%, se necesitarían 22 barriles para realizar la operación.

4.4.4.5. Instalación de los componentes ESP-DOWS. Bruce Peachey²⁰⁶, presidente de la compañía New Paradigm Engineering Ltd., resume el procedimiento de instalación de la tecnología DOWS en pozo:

- Preparar el pozo para la instalación.
- Remover del pozo el sistema de levantamiento artificial existente.
- Recompletar la zona de inyección: cañoneos, instalación de mallas y tratamientos necesarios en el intervalo.
- Instalar el empaque de aislamiento.
- Realizar la prueba de inyectividad.
- Ajustar la configuración del sistema de ser necesario.
- Instalar el sistema DOWS.
- Producir los fluidos de completamiento.
- Iniciar la producción.

²⁰⁶ PEACHEY, B.; “New Water Management and Conservation Options”, New Paradigm Engineering. 2004.

Disponible en Internet: <http://www.ptac.org/eea/dl/eeaf0401p04.pdf>. Consultado en: 21 de Diciembre de 2006.

5. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Como parte final de este trabajo se presenta el estudio económico para la implementación de la alternativa tecnológica.

En la industria petrolera existen dos términos que ayudan a tomar decisiones en lo económico. *Gastos Capitales (CAPEX)*, estos costos están asociados con exploración, perforación y completamiento y en general con los procesos de instalación de infraestructuras, normalmente comprende los costos: instalación de facilidades de producción de sistemas de levantamiento artificial, también están incluidos los gastos de instalaciones adicionales (adaptaciones) para manejos de agua de producción, Equipos y pozos de inyección. *Costos Operacionales (OPEX)*, estos están asociados con costos de energía, químicos, servicios de reacondicionamiento de pozos productores e inyectores, personal de mantenimiento, ambientales, etc. También los costos de acciones remediales cuando se incrementa la producción de agua, ejemplo: abandonar una zona o recañonear una zona superior.

Es importante mencionar que la herramienta es proporcionada en estos momentos, como un servicio por parte de la Multinacional Schlumberger, no se comercializa para la venta. Pero se mostrara la parte financiera que involucra el proyecto de compra y de modelo de servicios (alquiler). Los beneficios de separar e inyectar agua en fondo de pozo incluyen la disminución de los costos de levantamiento, tratamiento y disposición del agua producida.

5.1. COSTO POR BARRIL PRODUCIDO EN EL CAMPO TOLDADO

A continuación se presenta en la tabla 20 los costos de levantamiento y tratamiento, así como los costos indirectos asociados a la producción de los fluidos en el campo sin la implementación del sistema ESP – DOWS.

5.1.1 Costos de levantamiento.

El costo de levantamiento es el costo de llevar un barril de crudo a superficie, en la Tabla 20 se presenta estos valores. El costo de levantamiento de agua

considerado para la evaluación económica es 0,024 US\$/barril. Este costo incluye todas las reparticiones en que se incurre para llevar un barril de agua a superficie (costos operativos, costos de servicios, entre otros).

Tabla 20. Costos de levantamiento

CONCEPTO	DETALLE	US\$/Bbl
COSTOS DE OPERACIÓN	MANO DE OBRA	0,078
	Salario	0,0144
	Prestaciones	0,036
	Salud	0,012
	Beneficios	0,012
	Educación	0,0036
	SUMINISTROS DE OPERACIÓN	0,078
	Combustibles y Lubricantes	0,006
	Materiales y procesos	0,072
	OTROS	0,105
	Asignado zonal	0,077
	otros costos indirectos	0,028
COSTOS DE SERVICIO Y MANTENIMIENTO	SERVICIOS INDUSTRIALES	0,2472
	Agua	0,0072
	Energía	0,24
	SERVICIO DE MANTENIMIENTO E INFRAESTRUCTURA	0,6532
	Mantenimiento	0,0912
	Materiales de mantenimiento	0,184
	Servicios contratados	0,378
COSTOS INDIRECTOS	COSTOS INDIRECTOS	0,2214
	Asignado distrital	0,183
	Asignado vicepresidencia	0,0384
COSTO TOTAL DE LEVANTAMIENTO DE CRUDO		US\$1,3828/Bbl

Fuente: Ficha Técnica SOH

5.1.2. Costo de Tratamiento.

El costo de tratamiento de crudo en superficie considerado es 0,00622 US\$/barril, y para el agua 0,00706 US\$/barril.²⁰⁷

5.1.3. Costo de disposición del agua

Según Blanco, el costo de disposición de un barril de agua es de 0,5 US\$/barril.

5.2 COSTOS Y GASTOS DEL SISTEMA ESP – DOWS

A continuación se describen los costos y gastos de instalación del sistema ESP DOWS (inversión inicial), así como los costos de operación de la tecnología.

5.2.1 Inversión inicial.

La implementación de la tecnología DOWS en el campo, y específicamente la del sistema ESP – DOWS, conlleva una inversión inicial, correspondiente al costo de los nuevos equipos (bomba ESP y separador de fondo o hidrociclón), más el costo del acondicionamiento del pozo y de la instalación del sistema.

En la tabla 18 se encuentran los aspectos correspondientes a la inversión inicial del proyecto en caso de que se compre la herramienta.

Aún cuando el pozo TOLD-03 opera con ESP y con el garantiza que el aporte de fluido y las condiciones del pozo cumplirán los requerimientos impuestos por la tecnología, la aplicación del sistema ESP-DOWS demanda una bomba electrosumergible nueva, que se adapte a los nuevos requerimientos de potencia y a las recomendaciones de la compañía distribuidora de la tecnología.

²⁰⁷ Fuente S.O.H. Ecopetrol S.A.

Tabla 21. Instalación del sistema ESP-DOWS

CONCEPTO	DETALLE	UNIDAD	Cantidad	Costo Unitario (US\$/unidad)	Costo Total US\$
Costos de los equipos (ESP-DOWS con Hidrociación)	Equipo ESP				
	Motor	---	1	62.650	62.650
	Sello	---	1	6.000	6.000
	Intake	---	1	700	700
	Bomba	---	1	31.000	31.000
	Tubing	---	1	24.000	24.000
	Cable de potencia	---	1	46.000	46.000
	Cabezal de ESP	---	1	45.000	45.000
	Variador de frecuencia	---	1	34.500	34.500
	Transformador	---	1	17.500	17.500
	Separador de fondo	---	4	100.000	400.000
	Caseta de equipos en superficie	---	1	2.500	2.500
	Subtotal	US\$	---	---	769.850
	Factor de seguridad (35%)	US\$	---	---	269.448
	TOTAL	US\$	---	---	1.039.298
	IVA (16%)	US\$	---	---	166.288
TOTAL DE EQUIPOS	US\$	-	-	1.205.585	

Fuente. Los Autores

Tabla 22: Costos de reacondicionamiento del pozo. Fuente. Los Autores

CONCEPTO	DETALLE	UNIDAD	Cantidad	Costo Unitario (US\$/unidad)	Costo Total US\$	
Costos de reacondicionamiento del pozo e instalación del sistema ESP-DOWS	Equipo de W-O	Días	10	10.000	100.000	
	Cañoneo	4 Tiros por pie	40	600	24.000	
	Movilización de equipo	Operación	2	7.500	15.000	
	Tubing	Pies	5100	23	117.300	
	Inspección de tubería	Operación	2	1.500	3.000	
	Equipo de levantamiento artificial	Global	0	15.000	0	
	Fluido de control	Global	1	25.000	25.000	
	Línea de flujo	Global	0	250.000	0	
	Herramientas varias	Operación	1	1.000	1.000	
	Supervisión	Días	10	450	4.500	
	Comunicaciones	Días	10	300	3.000	
	Alquiler de vehículos	Días	10	150	1.500	
	Empaque	-	2	25.000	50.000	
	Tratamiento Acido- Orgánico	Operación	1	40.000	40.000	
	Personal especializado	Días	10	1.000	10.000	
	CONTINGENCIAS (16%)	-	-	-	53.109,28	371198,7
	SUBTOTAL	US\$	-	-	-	430.590,5
	IVA (16%)	US\$	-	-	-	37.170
TOTAL COSTOS DE REACONDICIONAMIENTO				-	US\$ 499.485	

Fuente Los Autores

La tabla 23 presenta los costos para la instalación de la herramienta en caso de la inversión realizada se compra, algunos datos corresponden a la empresa Read Well Service, dado que en estos momentos no se está comercializando la herramienta debido a un receso temporal de la compañía respecto a la alternativa tecnológica²⁰⁸. Se presenta a continuación un modelo de negocios general por parte de Schlumberger.

Tabla 23. Inversión Servicio alquiler del Sistema ESP-DOWS con Hidrociclón

CONCEPTO	DETALLE	Unidad	Cantidad	Costo Total US\$
Modelo Servicio tipo alquiler del Sistema ESP-DOWS con Hidrociclón	workover (acondicionamiento)	Días	10	499.848
	Factor de Seguridad	US\$	---	59981,76
	Sub-Total	US\$	---	554.693
	IVA 16%	US\$	---	52.329,8
	Total			\$607.022

Fuente. Los Autores

En base a la información evaluada, la inversión inicial que implica la instalación del sistema ESP – DOWS en el pozo Told-03 es de US\$ 1.812.607

Al estudiar el modelo de alquiler planteado por Schlumberger tenemos todo el sistema lo cual representaría un total en inversión de US\$ 607.022; el alquiler incluye el mantenimiento de los Equipos Schlumberger.

²⁰⁸ Información suministrada via Correo electrónico por Camillo Machnich Gerente para Brasil de Read Well Service

5.2.2 Costo de operación.

Jokhio señala que el costo de operación de un sistema ESP – DOWS es 2.172 US\$/día. El costo de mantenimiento de la tecnología se incluye en este valor.

El costo de servicio (alquiler) el sistema ESP-DOWS para el pozo TOLD-03 para el modelo de alquiler quedo establecido por la operadora de la herramienta en 1970 US\$/dia.

5.2.3. Depreciación.

El equipo nuevo adquirido (sistema ESP – DOWS) tendrá una depreciación lineal lo largo de su vida útil, es decir, a lo largo del tiempo de ejecución del proyecto. Este es considerado un costo indirecto. La depreciación del sistema ESP – DOWS se calculó por medio de la ecuación:

Ecuacion 3
$$D = \frac{VEN-VS}{t}$$

Donde:

- D: Depreciación del Equipo;
- VEN: Valor inicial Equipo Nuevo;
- VS: Valor de Salvamento (10% de VEN);
- t: Tiempo de vida útil mínima de la herramienta en meses.

La vida útil de la herramienta son 60 meses, el equipo comprado por un valor de US\$ 1.205.585 se depreciara mensualmente en US\$ 18.083,80.

5.2.4. Tasa de descuento.

La tasa de descuento empleada para la evaluación financiera es 12% anual, equivalente a una tasa de descuento mensual de 0,949%.

5.2.5. Impuestos.

El impuesto de renta considerado por ECOPETROL S.A. para la evaluación de proyectos es 35%.

5.2.7. Precio del crudo.

El flujo de caja del proyecto se calculó considerando el precio del crudo de US\$55,67 y US\$70 para caso optimista en alquiler.

5.2.8. Estimulación Acido-Orgánico.

En el capítulo anterior se menciona la campaña de estimulación ácido-orgánica para los pozos del campo Toldado, el valor total de para realizar este procedimiento es US\$40.000²⁰⁹.

5.2.9. Otros Costos Indirectos

Se considera en este trabajo, además de la depreciación como gastos indirectos: la amortización de activos diferidos²¹⁰ y el agotamiento²¹¹.

Tabla 24. Otros Costos Indirectos

Otros Costos Indirectos	US\$/Bbl
Depreciación	0,12
Amortización de Activos Diferidos	2,06
Agotamiento	0,01
Total Otros Costos Indirectos	2,19

Fuente Ecopetrol S.A.

²⁰⁹ Fuente SOH Ecopetrol

²¹⁰ Suministrado Ecopetrol S.A.

²¹¹ Suministrado Read Well Service

5.3. INDICADORES ECONÓMICOS

Para que los indicadores económicos permitan medir la factibilidad, debe realizarse un flujo de caja para el escenario de compra y otro de servicios (alquiler).

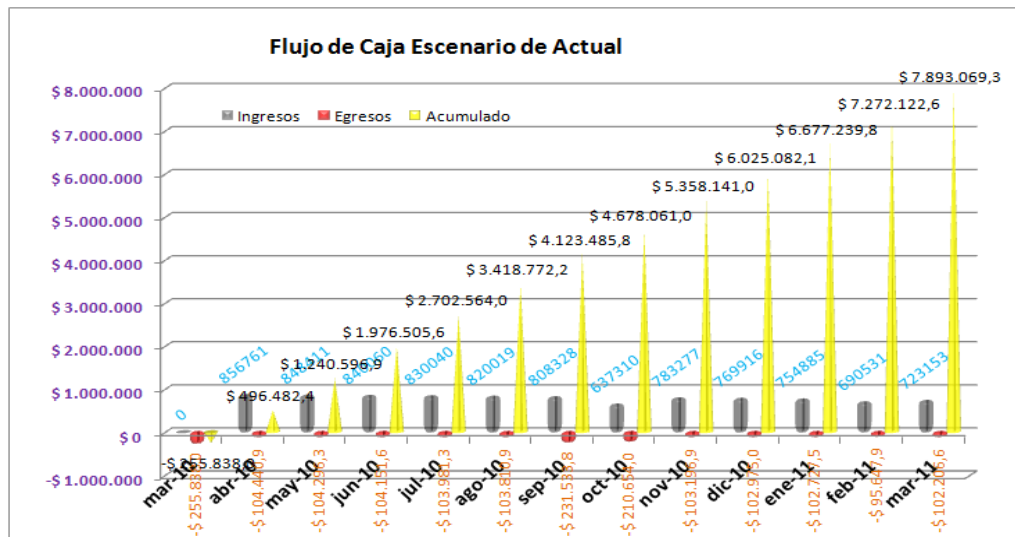
5.3.1 Flujo de Caja

Con base en los costos y gastos descritos anteriormente, y considerando los parámetros de evaluación mencionados se construyó los flujo de caja del proyecto (Ver Anexo C) para determinar la factibilidad económica de aplicar el sistema ESP DOWS en el campo Toldadoy se presentan a continuación:

- **Escenario Actual:**

El Pozo Told-03 produce a con su tendencia de acuerdo a la declinación de la producción de Aceite y aumento de agua.

Figura 77. Flujo de Caja Actual

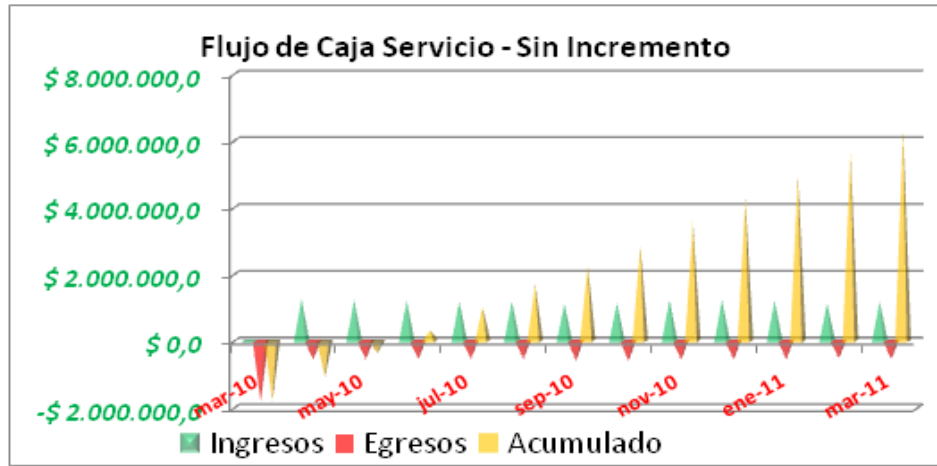


Fuente los Autores

- **Escenario servicio Alquiler sin Incremento de Producción**

El Pozo Produce con reducción de agua, el pozo se encarga de pagar el servicio durante el año de estudio

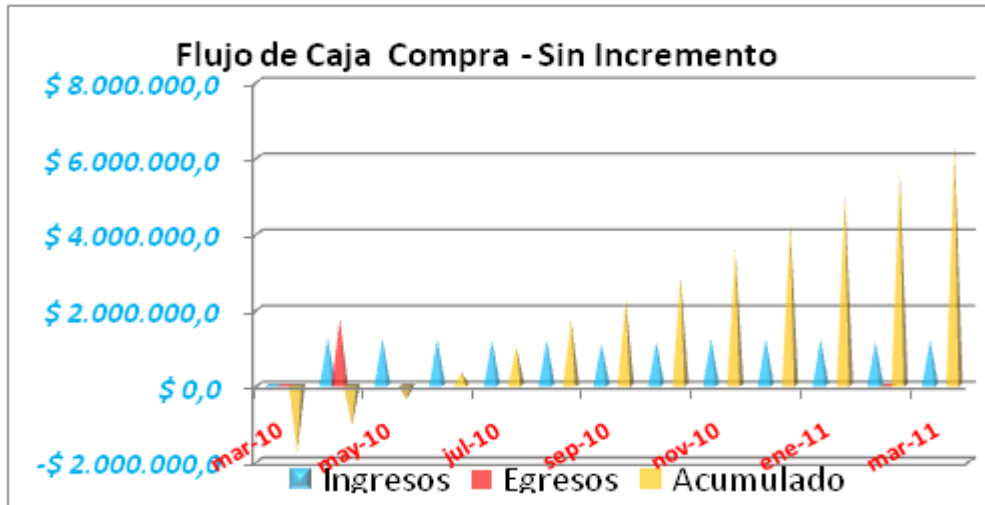
Figura 78. Flujo de Caja Servicio Base



Fuente: Los autores

- **Escenario Compra Sin Incremento de la Producción**
En este se presenta el pozo con solo reducción de agua en 2080 barriles de agua y con la declinación normal de aceite y aumento de agua.

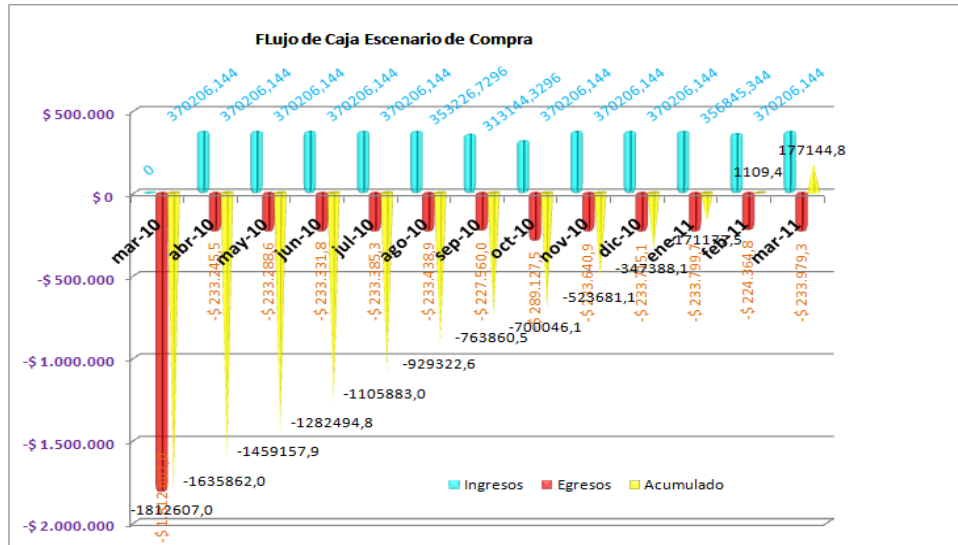
Figura 79. Flujo de Caja Compra – Base



Fuente los Autores

- **Escenario Optimista Compra**
Se muestra el resultado considerando que el pozo aumenta producción de aceite en 120 barriles, y reduce producción de agua en 2080 barriles. Con él se determinará si este incremento paga la inversión.

Figura 80. Flujo de Caja Compra

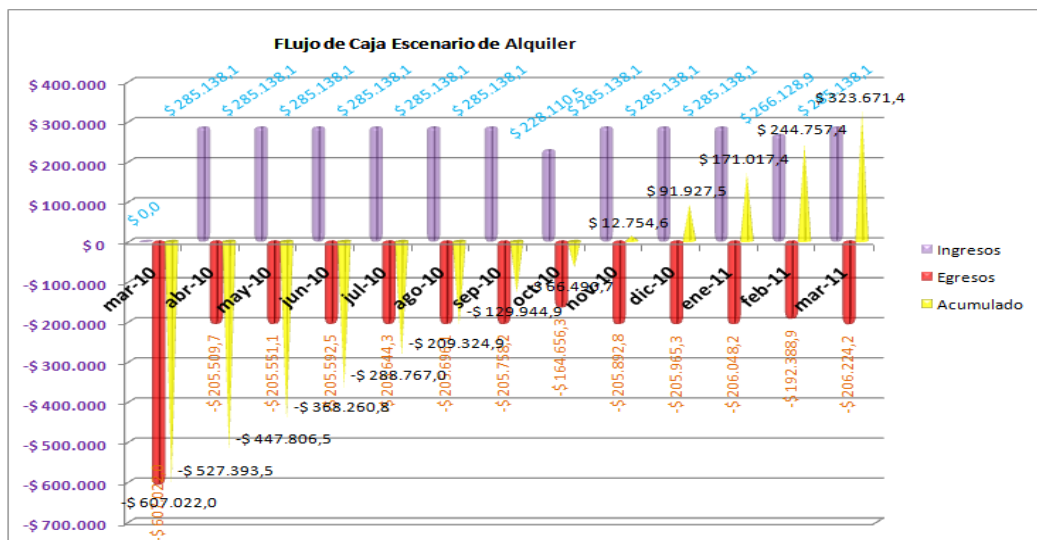


Fuente los Autores

- **Escenario Optimista Alquiler**

Se muestra el resultado considerando que el pozo aumenta producción de aceite en 120 barriles, y reduce producción de agua en 2080 barriles. Con él se determinará si este incremento paga la inversión.

Figura 81. Flujo de Caja Alquiler

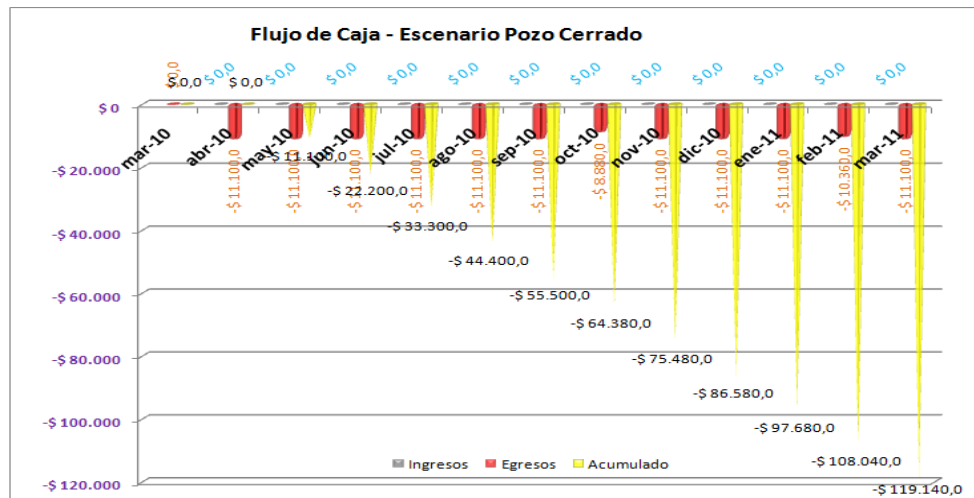


Fuente los Autores

- **Escenario con Pozo Cerrado**

Producción cero, se cierra el pozo por normatividad ambiental.

Figura 83. Flujo de Caja pozo Cerrado



Fuente los Autores

5.3.2 Valor Presente Neto

El valor presente neto es obtenido descontando a una tasa de interés constante y separadamente para cada período de tiempo, la diferencia de todas las salidas y entradas de efectivo acumuladas a través de la vida del proyecto.

Cuando una cantidad futura se lleva a valor presente la magnitud es siempre menor, por esta razón los cálculos del valor presente se denominan métodos de flujo de caja descontado, y a la tasa de interés para realizar estos cálculos se le denomina tasa de descuento.

El VPN compara todos los ingresos y egresos del proyecto en un solo momento del tiempo. Se calcula mediante la siguiente ecuación:

Ecuación 4
$$VPN = \sum_{j=0}^n \frac{f_j}{(1+i)^j}$$

Donde:

- VPN = Valor Presente Neto, unidades monetarias.
- f_j = flujo en el período j, unidades monetarias.
- j = período de tiempo.
- i = tasa de descuento, fracción.

Tabla 25. Valor Presente neto para los distintos escenarios

Valor Presente Neto		
Detalle	Unidades	Valor
Tasa de Descuento	%	12
Tasa de Descuento Mensual	%	0,949
VPN Compra	US\$	8.013.749,98
VPN Servicios	US\$	\$ 6.449.020,15
VPN Actual	US\$	\$ 7.941.056,20
VPN Compra Optimista	US\$	\$ 1.997.481,1
VPN Servicios Optimista	US\$	\$274.219,27
VPN Pozo Cerrado	US\$	-\$ 779.667,36

Fuente Los Autores

El VPN del proyecto para implementar la alternativa tecnológica ESP-DOWS son positivos pero, se observa que es más rentable el actual sistema un mejor criterio lo proporciona la Tasa Interna de Retorno.

5.3.3. Tasa interna de Retorno

La tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR) de una inversión, está definida como la tasa de interés con la cual el valor presente neto (VPN) es igual a cero. El VPN es calculado a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente. Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad.

Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto (expresada por la TIR) supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.

Tabla 26. Tasa Interna de Retorno

Tasa Interna de Retorno	
Tasa de descuento Ecopetrol S.A.	12%
TIR Compra	40%
TIR Servicios	89%
TIR Actual	293%
TIR Compra Optimista	5%
TIR Servicios Optimista	7%
TIR Pozo Cerrado	No Existe

Fuente. Los Autores

Con este criterio el proyecto es viable desde los escenarios base (pero con castigo a producción), las ganancias no retornan la inversión en menos de un año, si cerramos el pozo no se tendrá retorno.

5.3.4 Relación Beneficio – Costo (RBC)

La relación Beneficio – Costo es un indicador económico adimensional, que relaciona el Valor Presente Neto de los ingresos con el Valor Presente Neto de los egresos. Se calcula por medio de la siguiente ecuación:

Ecuación 5.
$$RBC = \frac{|VPN_{ingresos}|}{|VPN_{egresos}|}$$

Donde:

RBC = relación Beneficio – Costo.

|VPN ingresos| = valor absoluto del VPN de los ingresos, unidades monetarias.

|VPN egresos| = valor absoluto del VPN de los egresos, unidades monetarias.

La relación Beneficio Costo resultante de implementar el sistema ESP – DOWS en el pozo Told-03 del campo Toldado se muestra en la tabla 24, siendo mayor a 1 e indicando la factibilidad económica del proyecto en los escenarios.

Tabla 27. Relación Costo beneficio en escenarios Actual y Base

Relación Beneficio Costo (RBC) Compra		
Detalle	Unidades	Valor
VPN Ingresos	US\$	\$ 13.530.558,04
VPN Egresos	US\$	\$ 1.197.219,27
RBC	Adimensional	11,30
Relación Beneficio Costo (RBC) Alquiler		
Detalle	Unidades	Valor
VPN Ingresos	US\$	\$ 10.102.514,15
VPN Egresos	US\$	\$ 1.114.918,28
RBC	Adimensional	9,06
Relación Beneficio Costo (RBC) Actual		
Detalle	Unidades	Valor
VPN Ingresos	US\$	\$ 9.272.123,49
VPN Egresos	US\$	\$ 602.086,27
RBC	Adimensional	15,40

Fuente. Los Autores

Tabla 28. Relación Costo beneficio en escenarios Optimistas y en pozo cerrado

Relación Beneficio Costo Alquiler		
Detalle	Unidades	Valor
VPN Ingresos	US\$	\$ 30.046,2
VPN Egresos	US\$	-\$ 59.931,2
RBC	Adimensional	0,50
Relación Beneficio Costo Compra		
Detalle	Unidades	Valor
VPN Ingresos	US\$	\$ 443.362,3
VPN Egresos	US\$	-\$ 265.140,9
RBC	Adimensional	1,7
Relación Beneficio Costo Pozo Cerrado		
Detalle	Unidades	Valor
VPN Ingresos	US\$	0
VPN Egresos	US\$	\$ 122.589,93
RBC	Adimensional	0

Fuente. Los Autores

Las solas ganancias por incremento de crudo y ahorro por agua que no va a superficie, no paga el sistema en menos de un año. El escenario con pozo cerrado, genera pérdidas, con TIR que no existe.

A pesar que el escenario actual es el mejor, que implementar la alternativa tecnológica, por las políticas ambientales de ECOPETROL S.A. para el año 2015, obligara a cerrar el campo si no se implementa un sistema como el ESP-DOWS.

6. CONCLUSIONES

- En la búsqueda de soluciones, para el problema de exceso de agua de producción, se encontró la alternativa tecnológica separación aceite/agua en fondo de pozo como alternativa tecnológica; y la versión más eficiente a la fecha son separadores tipo hidrociclón combinados con bomba electrosumergible conocidas como ESP-DOWS.
- Con la metodología antes mencionada, Varios pozos de los campos de Ecopetrol, se postulan como candidatos a implementar alternativa tecnológica ESP-DOWS. Pero el Pozo Told-03 muestra una alta posibilidad de éxito dado que en él se verá un gran impacto por ser el pozo que mayor aporta agua del campo.
- La instalación del sistema ESP-DOWS no se puede implementar en un pozo al azar o por solo poseer alto corte de agua, ya que necesitan cumplir con una serie de requerimientos para ser un buen candidato, además que dicho pozo posea una cantidad de reservas considerables que garantice la recuperación de la inversión inicial.
- El taponamiento de las formaciones inyectoras con finos es un problema significativo principalmente en formaciones clásticas. Si bien la estimulación ácida podría realizarse con el equipo instalado, no se aconseja esta práctica ya que podrían aparecer otros problemas relacionados con corrosión ácida en la instalación de fondo.
- Debido a que las normas ambientales cada día son más estrictas en cuanto al vertimiento del agua producida a fuentes de agua y emisión de gases de combustión; la tecnología DOWS es una excelente alternativa tecnológica para mitigar ambientalmente la problemática presentada en la mayoría de campos petroleros.
- La excesiva producción de agua en los campos petroleros, es una problemática, que requiere una acción inmediata, en la aplicación de estrategias que minimicen los impactos negativos referentes a la producción. A nivel mundial por cada barril de aceite producido se

producen 3 barriles de agua, en los campos operados por Ecopetrol S.A. en Colombia por cada barril de aceite se producen 4,36 de agua.

- Durante el desarrollo de este trabajo surgió la necesidad de plantear una estrategia para minimizar la excesiva producción de agua, dando como resultado un procedimiento que se definió como: Metodología de Diagnóstico Para la Procedencia del Agua. Esta metodología además de identificar el problema, propone soluciones para la situación presentada, concordando con el programa de Gerenciamiento del Agua de ICP-ECOPETROL S.A.
- La experiencia de campo nos muestra que el sistema DOWS ha sido más exitoso en las formaciones de carbonatos y arenas consolidadas.
- El uso del sistema de control y monitoreo en la herramienta tecnológica ESP-DOWS es de vital importancia para su éxito, ya que es posible identificar el sitio exacto donde se presente alguna anomalía sin tener necesidad de retirar la herramienta ni revisar cada uno de los componentes del sistema.
- El ahorro por agua que no va a superficie, no paga el sistema propuesto, por ello se concluye que la producción del pozo deberá pagar el sistema en caso que no exista un aumento en producción de aceite.
- A pesar que el escenario actual es el mejor, que implementar la alternativa tecnológica, por políticas ambientales de ECOPETROL S.A. para el año 2015, obligara a cerrar el campo si no se implementa un sistema que reduzca la producción excesiva de agua en superficie como el ESP-DOWS.
- La producción adicional de 120 barriles de petróleo a un costo de US\$70, pagará la implementación de la alternativa tecnológica, más los ahorros que se tienen por reducción de agua en superficie, en menos de un año.

7. RECOMENDACIONES

- El programa de Gerenciamiento del Agua debe abarcar un grupo más completo de profesionales, por ende se recomienda incluir personal con conocimiento en el área Ambiental, Procesos Industriales y Economistas.
- Proporcionar recursos al grupo de Gerenciamiento del Agua, ya que estos trabajos, requiere que los analistas se desplacen entre el ICP, Yacimientos en Bogotá y el campo en estudio.
- Realizar estudios adicionales para el agua que va a superficie para minimizar el Vertimiento a los cuerpos de Agua, ya que para el año 2015 la meta de la Empresa ECOPETROL S.A. es “Cero Vertimiento”.
- Profundizar mayor conocimiento en otras alternativas como: La separación por membranas, la evaporación, DHW.
- Para el pozo piloto, inyectar Inhibidores de incrustaciones orgánicas e inorgánicas en la zona de inyección y producción.
- En caso que el piloto sea exitoso, El pozo Told-08D es un buen candidato para seguir la campaña en masificar la alternativa tecnológica ESP-DOWS.
- Gracias al incremento evidente del precio del crudo en los últimos años, es necesario reevaluar técnica y económicamente los pozos, que poseen cantidades importantes de petróleo, abandonados por la cantidad excesiva de agua, para implementar tecnologías como la ESP-DOWS.

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: s.n., 2000, p. 30-51.

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.

BUELVAS, M. Zone TROL*XT - Matrix Stimulation Solutions, Workshop Manejo del agua - Control de Arena, ICP, Piedecuesta, 29 abril 2009.

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.

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.

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.

INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO – ECOPETROL S.A. Base de Datos OFM Superintendencia de Operaciones Tolima y Huila.

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.

KHATIB, Z., and VERBEEK, P. Water to Value — Produced Water Management for Sustainable Field Development of Mature and Green Fields. En: Journal of Petroleum Technology, s.l : s.n., January 2002, p. 26–28.

_____ Water to Value -Produced Water Management for Sustainable Field Development of Mature and Green Fields. SPE 73853, presented at the SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production, Kuala Lumpur, Malaysia, 20-22 March 2003.

KJOS, Tore et al. Down-Hole Water-Oil Separation and Water Reinjection Through Well Branches. SPE 30518, presented at SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Dallas, TX, 22-25 October 1995.

LI, X., et al. Research of Downhole Separation Technique for Rod Pumping Well, paper SPE 68719, presented at the ESP Asia Pacific oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, april 17-19. 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 "J. J. Giambiagi", 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.

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

SERIGHT, R.S. A Strategy for Attacking Excess Water Production. SPE 70067, presented at the SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference held in Midlan, Texas, May 2001.

SERRANO, R. DFPS – Downhole Fluid Proceswsing Service Water Handling Alternative. Workshop Manejo del agua - Control de Arena, ICP, Piedecuesta, 29 abril 2009.

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.

STUEBINGER, L., et al. Dual Injection and Lifting Systems: Rod Pumps. SPE 38790, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, 5-8 October 1997.

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.

SWISHER, M.D., and WOJTANOWICZ, A.K. New Dual Completion Method Eliminates Bottom Water Coning. SPE 30697, presented at 1995 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX, 22-25 October 1995.

TUBEL, P., and HERBERT, R. Intelligent System for Monitoring and Control of Downhole Oil Water Separation Applications. SPE 49186, presented at the 1998

SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 27-30 September 1998.

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 Environmental Conference, Austin, Texas, 28 February – 3 March 1999.

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

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

VEIL, J.A. Summary of Data from DOE-Subsidized Field Trial #1 of Downhole Oil/Water Separator Technology — Texaco Well Bilbrey 30 — Federal No. 5, Lea County, New Mexico, prepared for U.S. Department of Energy, National Petroleum Technology Office, United States : s.n., May 2000.

_____ Interest Revives in Downhole Oil/Water Separators, Oil & Gas Journal, pp. 47–56, 26 Feb. 2001.

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

ANEXO A. E-MAIL DEL MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE SOBRE LA NORMATIVIDAD AMBIENTAL DE AGUAS DE INYECCIÓN.

Radicado No. 4120-E1-125880 de Octubre 28 2009
De: **licencias** (licencias@minambiente.gov.co)
Enviado: miércoles, 18 de noviembre de 2009 11:41:37 a.m.
Para: alirioleal@ingenieros.com; rddmr@hotmail.com
Bogotá, D.C.,

Señores
ALIRIO LEAL HERNÁNDEZ y
RICARDO DORADO DOMINGUEZ
alirioleal@ingenieros.com y rddmr@hotmail.com
Tel. 315-7442015 y 317-4818741

Ref: Su radicado No. 4120-E1-125880 de Octubre 28 2009.

COR-2358-09

Cordial Saludo Señores Leal y Dorado

La presente con el fin de dar respuesta a su solicitud de la referencia, sobre normatividad ambiental legal vigente, relacionada con inyección de agua producida en yacimientos de petróleo en estratos o zonas consideradas “disposal”, me permito señalar lo siguiente:

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

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

1. Proyección de agua residual industrial a producir.
2. Volumen de agua estimado a reinyectar.

3. Presión estimada de inyección comparada con las características de la Formación receptora.
4. Resultados de las pruebas piloto de inyección.
5. Descripción técnica y diseño del pozo inyector y su georreferenciación.
6. Descripción y especificaciones de la infraestructura y equipos a instalar para llevar a cabo la reinyección.
7. Condiciones fisicoquímicas de las aguas de Formación y características fisicoquímicas de las mismas con las que se plantea inyectarlas.
8. Descripción estratigráfica e hidráulica de la(s) unidad(es) receptora(s). Columna estratigráfica del pozo o los pozos inyectores con sus respectivos espesores e interpretación geológica.
9. Mapa estructural del área (en superficie y subsuelo), con el fin de definir la conectividad de la unidad en la que se piensa inyectar con acuíferos suprayacentes y consideraciones técnicas realizadas a partir de dicha información, que permita evaluar si la reinyección de las aguas de Formación presentará afectación o no sobre los acuíferos superiores.
10. Interpretación y correlación de la Formación (es) receptora con pozos aledaños.
11. Caracterizar las unidades receptoras en cuanto a sus propiedades de: porosidad, permeabilidad, indicador de zonas de flujo, índice de calidad de yacimiento, capacidad de almacenamiento, entre otros.
12. Proponer un sistema de seguimiento a de los acuíferos presentes en el área donde se proyecte realizar la reinyección.

Cabe advertir, que antes de iniciar las actividades de reinyección, la empresa deberá informar y obtener la autorización respectiva del Ministerio de Minas y Energía para intervenir la formación seleccionada.

Así mismo, las empresas a las que se les autorice este sistema, deberán cumplir con las obligaciones que este Ministerio imponga en el acto administrativo que autoriza tal actividad.

Cordialmente,

EDILBERTO PEÑARANDA CORREA

Asesor Dirección de Licencias, Permisos y Trámites Ambientales

Elaboró: Robert J Villabona- Geólogo DLPTA

Luisa Fernanda Olaya- Abogada DLPTA

Revisó: Myriam Hernández – Bióloga DLPTA

ANEXO B. CASOS HISTÓRICOS DEL SISTEMA ESP-DOWS.

Tabla B1. CASOS HISTÓRICOS del 1 al 13 de las instalaciones DOWS.

<u>Pozo</u>	<u>Pais (Estado)</u>	<u>Fecha</u>	<u>Empresa Sep y Oper-campo</u>	<u>Campo</u>	<u>Profundidad ft</u>	<u>Fuente</u>
#1-26	Canada (Alberta)	jul-94 a ene-95	REDA – Imperial Redwater	Redwater	3281	spe{38535 y 52703(ref12)}
Well 2 ²¹²	ND ²¹³	Oct-95	REDA	ND	3284,3	38535-spe
Well 3	ND	Sep-95	REDA	ND	3294,1	38535-spe
Well 4	ND	Sep-95	REDA	ND	3359,7	38535-spe
Well 5	ND	Dic-95	REDA	ND	3002,1	38535-spe
Well 6	ND	Dic-95	REDA	ND	2559,2	38535-spe
Well 7	ND	Ene-96	REDA	ND	2559,2	38535-spe
Well 8	ND	Abr-96	REDA	ND	2552,6	38535-spe
Well 9	ND	May-96	REDA	ND	5945,2	38535-spe
Well 10	ND	May-96	REDA	ND	8376,4	38535-spe
Well 11	ND	Jul-96	REDA	ND	8373,1	38535-spe
Well 12	ND	Ago-96	REDA	ND	1640,5	38535-spe
Well 13	ND	Ago-96	REDA	ND	6400	38535-spe

Fuente Información recopilada por los autores.

²¹² Negro: Caso Exitoso; Rojo: Fracaso; Verde: No hay reporte de instalación, solo estudio de factibilidad.

Lila: Satisfactorio

²¹³ ND: Dato no disponible al público.

Tabla B2. Casos históricos de 14 al 27.

<u>Pozo</u>	<u>País (Estado)</u>	<u>Fecha</u>	<u>Empresa Separador-Operador</u>	<u>Campo</u>	<u>Profundidad ft</u>	<u>Fuente</u>
7C2	Canadá (Alberta)	Jul-95	REDA - Pinnacle/Alliance	Alliance	ND	52703-spe/35817-spe
06D	Canadá(Alberta)	Ago-95	REDA - Pinnacle/Alliance	Alliance	3595	52703-spe/35817-spe
07C	Canadá (Alberta)	Sep-95	REDA - Pinnacle/Alliance	Alliance	3231	52703-spe/35817-spe
00/11C-05	Canadá (Alberta)	Dic-95	_PanCanadian	Provost	ND	52703-spe
00/11A2-05	Canadá (Alberta)	Dic-95	_PanCanadian	Provost	ND	52703-spe
00/16-05	Canadá (Alberta)	Ene-96	_PanCanadian	Provost	ND	52703-spe
00/02-09	Canadá (Alberta)	May-96	_PanCanadian	Bashaw	ND	52703-spe
Well 13	ND	May-96	_Talisman Energy		ND	52703-spe
08--17	Canadá (Alberta)	Jul-96	_Anderson	Swan Hills Unit#2	ND	52703-spe
3c7-12/dB	Canadá (Saskatchewan)	Ago-96	_Talisman Energy	Creelman	ND	52703-spe
153X	USA (Colorado)	Ago-96	_Chevron Fee	Rangely	ND	52703-spe
B7-27	Canadá (Saskatchewan)	may-97 nov-97	_Wascana	South Success	ND	52703-spe
4dB-16/1d6	Canadá (Saskatchewan)	Abr-97	_Talisman Energy	Handsworth	ND	52703-spe

Fuente. Los autores.

Tabla B3. CASOS HISTÓRICOS del 28 al 40 de las instalaciones DOWS.

<u>Pozo</u>	<u>Pais (Estado)</u>	<u>Fecha</u>	<u>Empresa Sep y Oper-campo</u>	<u>Campo</u>	<u>Fuente</u>
#7	USA (Wyoming)	Jun-97	_Marathon Etah	Garlan	52703-spe
02 / 12 - 01	Canada (Alberta)	Jul-97	_Gulf Canada	Fenn-Big Valley	52703-spe
9 - 30	Canada (Saskatchewan)	oct-97 a mar-98	_Tri-Link Resources	Bender	52703-spe
2d5-13/1c7	Canada (Saskatchewan)	Ago-97	_Talisman Energy	Handsworth	52703-spe
4-#2 ²¹⁴	USA (New Mexico)	ND	_Santa Fe Energy Jones Canyon	Indian Basin	52703-spe
#1107	USA (Texas)	Jul-98	_Chevron HSA	Wickett	52703-spe
00/07-09	Canada (Alberta)	Nov-97	_PanCanadian	Bashaw	52703-spe
Dickson-17	USA (Texas)	Oct-95	Texaco	East-Texas	D.O.E.
SU 1040	USA (Texas)	Feb-96	Texaco	Levelland	D.O.E.
Parkman 4-27	Canadá (Saskatchewan)	Jul-96	Talismán Energy Tidewater	Parkman	D.O.E.
Salem 85-40	USA (Illinois),	Ago-96	Texaco	Salem	D.O.E.
Shepard 65	USA (Texas),	Sep-96	Chevron	East Texas	D.O.E.
Parkman 1-17	Canadá (Saskatchewan)	Ene-97	Richland	Parkman	D.O.E.

Fuente. Los autores.

²¹⁴ Los casos que presenten los datos escritos en las tablas C5, C6 y C7 con color verde indica que no existe reportes de haber realizado la implementación del sistema DOWS a nivel de campo.

Tabla B4. CASOS HISTÓRICOS del 41 al 49 de las instalaciones DOWS

<u>Pozo</u>	<u>Pais (Estado)</u>	<u>Fecha</u>	<u>Empresa Sepador- Operador campo</u>	<u>Campo</u>	<u>Profundidad ft</u>	<u>Fuente</u>
RMOTC 77A*20	USA (Wyoming)	Feb-97	Texaco	RMOTC	ND	ND
NN2	Canadá (Alberta),	Feb-97	Talismán Energy Hayter	Chatwin	ND	ND
NN3	Canadá (Alberta),	Abr-97	Talisman Energy- South Sturgeon	Grande Praire	ND	ND
PNB 14-20	Canadá (Alberta)	May-97	Chevron	Drayton Valley	ND	ND
Utik 13-21	Canadá (Alberta)	Jun-97	Petro Canadá	Utikuma	ND	ND
NN4	USA (Texas)	Jul-97	Texaco-Igram	East Texas	ND	ND
NN5	Canadá (Alberta)	Jul-97	Tristar	Sylvan- Lake	ND	ND
Sylvan-Lake 00-08	Canadá (Alberta)	Ago-97	Crestar Energy Ranchman	Sylvan- Lake	ND	ND
Southward 11-13	Canadá (Saskatchewan,)	Ene-98	ND	Carlile	ND	ND

Fuente. Los autores.

Tabla B5. CASOS HISTÓRICOS del 41 al 49 de las instalaciones DOWS

<u>Pozo</u>	<u>Lugar y Fecha</u>		<u>Empresa Sep y Oper-campo</u>	<u>Campo</u>	<u>Profundidad <ft></u>	<u>Fuente</u>
Eldingen 58	Alemania (Hannover)	Oct-97	REDA	Eldingen	4674	50617-SPE
LA 90	Francia (Pau)	Ene-98	ELF	Lacq Superieur	2021	54748-SPE
VM-097	Argentina (Mendoza)	Abr-98	Centrlift-REPSOL-YPF	La Ventana	7631	69408-SPE
Vi-284	Argentina (Mendoza)	Feb-99	Centrlift-REPSOL-YPF	Vizcacheras	5907	69408-SPE
Vi-261	Argentina (Mendoza)	Jun-00	Centrlift-REPSOL-YPF	Vizcacheras	5934	69408-SPE
Vi-122	Argentina (Mendoza)	Ago-00	Centrlift-REPSOL-YPF	Vizcacheras	5920	69408-SPE
LVT-17 *	Venezuela (Apure)	Dic-01	Wood Group ESP/READ Well Service/PDVSA	La Victoria	ND	81123-SPE
XJ30-2	China	Oct-00	Phillips	Xijiang platform	ND	USDOE
Y-276	Oman	Feb-01	PDO	Yibal	ND	USDOE
Amo C-1	Ecuador	Abr-01	REPSOL - YPF	Tivacuno	ND	USDOE

Fuente. Los autores.

A continuación presentamos un resumen de los casos que poseen mayor información al público²¹⁵, se hará un breve análisis²¹⁶ en cuanto a beneficios encontrados en los yacimientos, lecciones aprendidas, trabajos correctivos, y por último se afirma si es un caso éxito, satisfactorio o fracaso.

B1. CASO ALEMANIA. CAMPO EDILGEN.

DESCRIPCIÓN.

El pozo Eldingen 58 producía originalmente 504 BFPD mediante bombeo mecánico. La instalación del sistema de separación en fondo ESP – DOWS implicó cambiar el sistema de levantamiento artificial. La tabla 13 resume las características del sistema ESP – DOWS instalado.

La Figura B3 muestra un esquema de la configuración de la herramienta ESP-DOWS en el Pozo Edilgen 58 donde se destaca la de línea capilar para control y monitoreo que posee la triple función de:

- Calibrar la Presión de inyección.
- Tomar muestras del agua de inyección.
- En caso de fuerza mayor servir para inyectar fluidos de estimulación al pozo.

BENEFICIOS ENCONTRADOS: No producción de arena, No formación de emulsión, Buena distancia entre zonas, Compatibilidad del agua, Utilización de línea capilar para control y monitoreo.

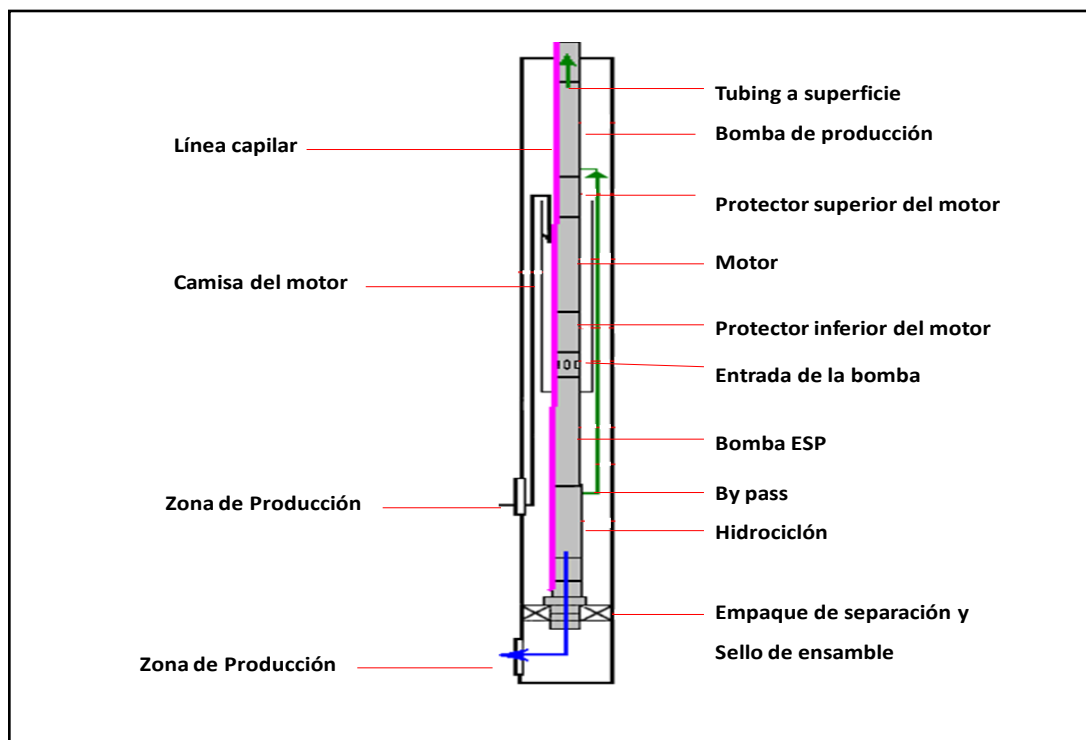
RECOMENDACIONES: Masificar el sistema en pozos con características similares.

²¹⁵ Artículos reportados en la SPE, datos del Informe de John Veil 2004 y otras fuentes.

²¹⁶ Análisis hecho por los autores, supervizado por Raúl Triana Líder de Gerenciamiento de Agua en el ICP.

- El pozo Eldingen-58 cumplió con las expectativas de diseño de la herramienta ESP – DOWS, y es considerado un el primer caso de **ÉXITO** fuera de Norte América; ya que la producción de petróleo se incrementó en un 210%, de 10(BOPD) aumentó a 31(BOPD); y la producción de agua declinó en un 64%; de 470(BWPD) disminuyó a 168(BWPD). Esta producción se mantuvo en el tiempo (por lo menos tres años), *“en el primer año de operación de la herramienta ESP-DOWS no produjo ningún daño a la permeabilidad en la matriz de la formación”*²¹⁷.

Figura B3. Esquema diseño del equipo ESP-DOWS en el pozo Eldingen-58



Fuente: P.H.J. Verbeek; SPE 50617. Modificada por los autores.

²¹⁷ JACOBS D. & SCHMIDT D. Pilotprojekt in der BEB-Bohrung Eldingen 58: Downhole Dehydration Downhole - dehydration : Results from a field trial in BEB's Eldingen field. Pág.1.

B2. CASO FRANCIA. CAMPO LACQ SUPERIEUR.

DESCRIPCIÓN.

Lacq Superieur es un campo maduro localizado cerca de Pau en el suroeste de Francia. El campo producía 8000 BWPD y 441 BOPD mediante 30 pozos de los cuales solo 3 eran operados por bombas electrosumergibles ESP²¹⁸. La selección del pozo candidato a instalación DOWS se limitó a los pozos con bombas ESP. Según Chapuis: “el pozo LA 90 fue seleccionado debido a su amplio diámetro de *casing* y el bajo costo de las facilidades de superficie en la locación”²¹⁹. El yacimiento productor era una roca calcárea que hacía parte de la formación **Lower Senonien** depositada durante el cretáceo superior.

La producción de pozo LA 90 previa a la instalación del sistema DOWS era 9.45 BOPD con corte de agua 98%.

Según Chapuis: “el sistema DOWS fue diseñado para producir el pozo a una tasa de flujo total entre 945 BFPD y 1701 BFPD”²²⁰. El sistema DOWS fue instalado en el pozo LA 90²²¹ a una profundidad de 2021 pies TVD (2434.4 pies MD)²²².

La operación del sistema DOWS en el pozo LA 90 es técnicamente diferente al resto de las instalaciones reportadas. En este caso el agua y el aceite separados en fondo son llevados a superficie a través de dos sartas de tubería independientes, el agua separada es reinyectada en otro pozo. En el pozo LA 90, la corriente de agua separada en fondo es llevada hacia superficie y reinyectada en el pozo LA 06²²³.

Los reportes de Gay y Chapuis no exponen las razones por las cuales se optó por esta configuración. Presumiblemente no existía una zona de disposición en el pozo LA 90 o sería necesario profundizar el pozo para alcanzarla y debido a que es un pozo somero no se vio ningún inconveniente en levantar el agua a superficie y después inyectarla en el pozo LA 06.

²¹⁸ CHAPUIS, C.; SPE 54748, p.2.

²¹⁹ *Ibid.* p.2.

²²⁰ *Ibid.*, p.3.

²²¹ Abreviatura del pozo **Elf Lacq Superieur 90**.

²²² GAY, J; SPE 78541, p.4.

²²³ *Ibid.*, p.5.

La calidad del agua de inyección fue medida durante el período de operación del sistema DOWS. Gay reporta que la concentración de aceite en el agua de inyección promedió 500 ppm con el sistema operando a una relación de presión diferencial (PDR) entre 1.92 y 2.1; el autor agrega: “por debajo de 1.8 la eficiencia se deterioró rápidamente”²²⁴.

La figura B2 ilustra la configuración ESP – DOWS empleada en el pozo LA 90.

Análisis del estudio del pozo LACQ SUPERIEUR 90.

Aunque el trabajo realizado en el pozo LA 90 pareciera que no tiene razón de ser a primera vista, este trabajo fue muy importante en el desarrollo de la tecnología ESP-DOWS ya que al producir separadamente el petróleo y el agua hasta superficie por medio de una sarta dual se logró controlar la calidad de los fluidos. Evitando la formación de asfaltenos e hidratos en las líneas de producción y caracterizando muy bien la emulsión la cual retribuye con un mejor uso del sistema de separación y una exactitud en la predicción del daño en la formación en la zona de inyección.

- **LECCIONES APRENDIDAS:**

1. Mala instalación del cable plano al motor por parte de operario causó un corto-circuito durante la prueba funcional del equipo.
2. Pérdida de fluido de workover causó una demora en la producción de petróleo que alcanzó la superficie sólo una semana después de fluir el pozo y tomó tres semanas por lo menos para estabilizar.
3. Formación de parafinas la sarta de producción de petróleo (over-flow) e hidratos en la sarta de producción de agua (underflow).
4. Fallas en las válvulas de control y flowmeter.
5. Producción a tasa bajas produce segregación de fluidos de producción.

- **TRABAJOS CORRECTIVOS REALIZADOS EN EL DISEÑO DEL SISTEMA ESP-DOWS:**

1. Instalar dispositivos de calor en líneas.
2. Ajustes en sistemas de control y monitoreo.
3. Operar el sistema de rango óptimo.
4. Mejor diseño del desarrollo de la tecnología.

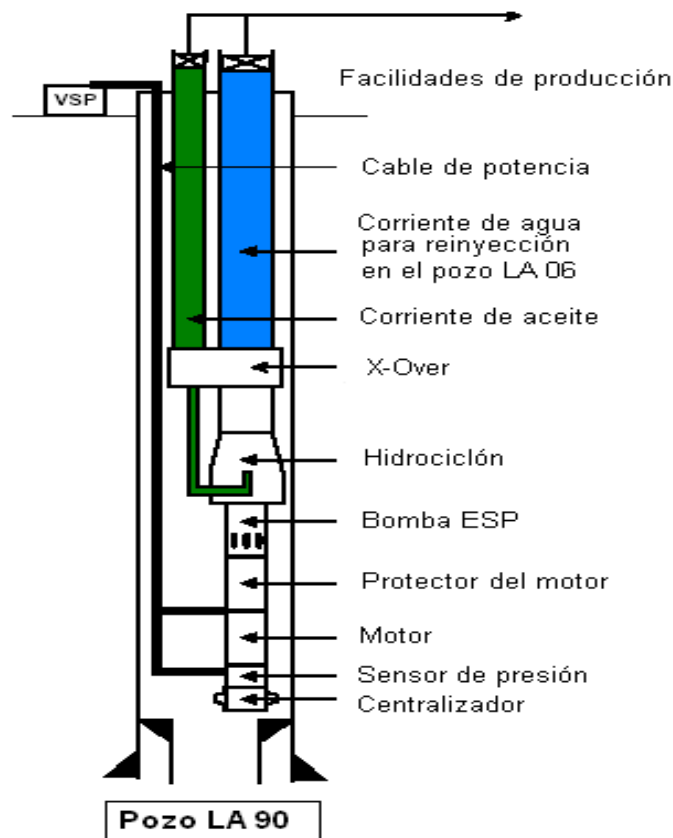
²²⁴ *Ibíd.*, p.5.

- **BENEFICIOS ENCONTRADOS:**

La poca profundidad conlleva a un bajo costo de levantamiento de agua a superficie.

A pesar de los trabajos correctivos realizados en el sistema híbrido²²⁵ instalado en el pozo LA 90, este fue un caso de **ÉXITO** ya que la producción de crudo se incrementó un 63,16%; de una tasa diaria de petróleo de 19<BOPD> aumentó a 31<BOPD>. Y la producción de agua declinó en un 98,34%; de 961<BWPD> disminuyó a 16<BWPD>.

Figura B2. Configuración ESP – DOWS empleada en el pozo LA 90.



Fuente: Chapuis, C.; SPE 54748.

²²⁵ DOWS-SARTA DUAL.

C.3. CASO ARGENTINA. CAMPO LA VENTANA.

DESCRIPCIÓN.

El campo La Ventana fue descubierto en 1957, producen de la formación Barrancas los yacimientos TRC (*Top Red Conglomerate*) y BRC (*Base Red Conglomerate*) y de la formación Río Blanco los yacimientos VC (V́ctor Claro), VO

(V́ctor Oscuro) y LRB (*Lower Río Blanco*). Hacia 2001 la producci3n del campo era 235.620 <BFPD> a trav3s de 230 pozos productores activos y 85 pozos inyectoros; la producci3n de crudo 13.482 BOPD con GOR 124 SCF/STB; y la producci3n de agua 222.138 BWPD. El corte de agua del campo en 2001 era 94%. La gravedad API del crudo producido era 29 °API²²⁶.

Scaramuzza²²⁷ describe el criterio de selecci3n de los pozos candidatos a la instalaci3n del sistema DOWS, considerado en los campos La Ventana y Vizcacheras:

1. Corte de agua mayor a 80%.
2. Producci3n de petr3leo cerca al l3mite econ3mico pero con potencial de reservas incrementales.
3. Integridad del cemento.
4. Zona de disposici3n disponible por debajo del intervalo productor.
5. Adecuado completamiento de pozo (acceso a zona de inyecci3n sin perforaci3n adicional).
6. Consideraci3n de las propiedades del fluido, presi3n y tasas de inyecci3n.
7. Pozos con altos costos de levantamiento y tratamiento de agua.

Con base en estos criterios se seleccion3 el pozo VM-097, productor de los yacimientos Tope de Conglomerado Rojo (TRC) y Base de Conglomerado Rojo (BRC) de la formaci3n Barrancas. La tasa de flujo del pozo se report3 en 2.520 <BFPD> con corte de agua 97.7%²²⁸.

²²⁶ SCARAMUZZA, J.; SPE 69408, p.5.

²²⁷ *Ib3d.*, p.2.

²²⁸ *Ib3d.*, p.3.

La zona de inyección escogida fueron las arenas D1 y D2 del yacimiento Víctor Claro de la formación Río Blanco, en las cuales se realizaron pruebas de inyectividad. El sistema ESP - DOWS Subsep proporcionado por Centrilift fue instalado el 24 de abril de 1998.

El 24 de Abril de 1998 se intervino el pozo VM-097 al cual se le instaló el equipo DOWS previo asentarse un packer tipo "D" que permite separar las arenas inyectoras del VC de la formación Río Blanco de las productivas, TRC y BRC de la formación superior Barrancas. El equipo bajado consta de dos hidrociclones (SubSep Centrilift) en paralelo con orificio calibrado de flujo superior de 9.95 mm, una bomba de inyección Centrilift S-400 tipo FC-2700 de cuatro cuerpos que totalizan 464 etapas, admisión modelo FPint-H, sello inferior invertido S-400 tipo FSB-3PL, dos motores tándem S-450 con un total de 197 Hp (50 Hz) y una cámara superior de presión conectada al tubing²²⁹.

ANÁLISIS DE ESTUDIO PARA EL POZO VM-097

- **Observaciones:**

1. La instrumentación de fondo de pozo es vital para identificar los problemas rápidamente y alertar al operador: En este caso las instalaciones no disponían de instrumentación de fondo, fue muy difícil establecer cambios en la inyectividad de los pozos sino después de sacar el equipo y realizar un ensayo de inyectividad. La pérdida de producción en superficie puede ser causada por muchos problemas difíciles de identificar sin el uso de la instrumentación de fondo.
2. La zona de producción es una arenisca inconsolidada (Formación Barrancas) en consecuencia el riesgo de operación de la herramienta ESP-DOWS es muy alto; ya que es muy probable que la producción finos cause taponamiento en la zona de inyección originando el aumento progresivo de producción del fluido total en superficie con una leve pero constante pérdida de petróleo producido y el calentamiento del motor debido a la sobrecarga del sistema, como efectivamente ocurrió.

²²⁹Análisis del rendimiento del separador de petróleo – agua en fondo de pozo (DOWS) aplicado a bombeo Electrosumergible Yacimientos La Ventana y Vizcacheras Mendoza Argentina. Junio,2003.Pág.9

3. Pobre distancia entre zonas (sólo 24<pies>) lo que causó recirculación del agua inyecta.

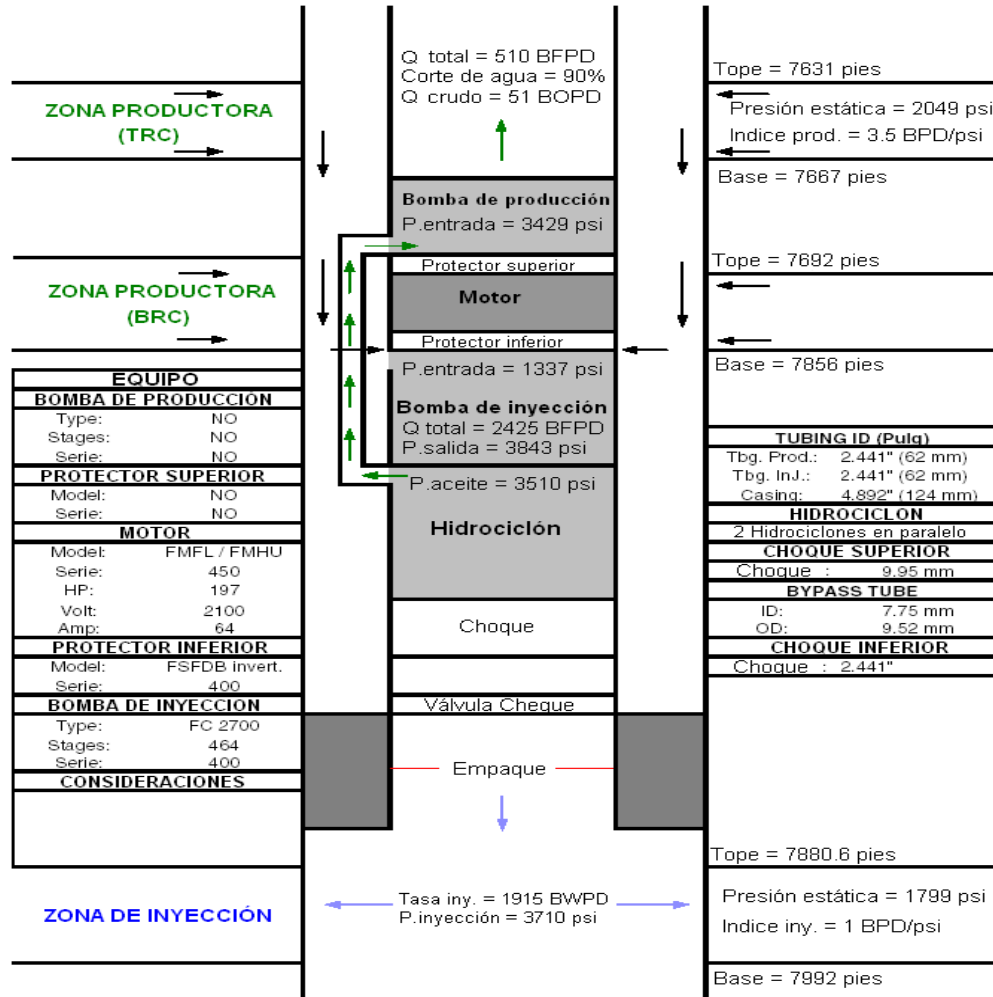
- **Lecciones Aprendidas:**

1. Escoger pozos con mayor diámetro de casing para la instalación de la de línea capilar de gran importancia para tener control del sistema ESP-DOW.
2. Instalar algún tipo de instrumentación en fondo de pozo como sensores y flowmeters para tener una mejor inspección y supervisión del sistema ESP-DOWS.
3. Escoger un pozo sin producción de finos ya que el riesgo de operación de la herramienta es muy crítico.
4. Escoger un pozo de mejor distancia entre zonas para evitar la recirculación del agua de inyección.

RESULTADO:

El sistema ESP-DOWS fué **satisfactorio** desde el punto de vista de la producción excepto por cortos períodos al comienzo de la operación, en que la producción de petróleo se mantenía levemente por encima de los valores históricos. Inmediatamente después ubicar la herramienta la producción de petróleo de 56.7 <BOPD> incrementó a 66,7<BOPD> y la producción de agua de 2463,3<BWPD> declinó a 465<BWPD>de forma instantánea. La herramienta en el pozo VM-097 sólo duró seis meses en operación y no llenó las expectativas trazadas debido a fue retirada como consecuencia del taponamiento de la zona de inyección que aumentó en la producción del fluido total a superficie con una disminución de la producción de petróleo del 38%; de 66,7<BOPD>declinó a 40,95 <BOPD> y la producción de agua incrementó en un 21% de 465<BWPD> aumentó a 567<BWPD>.

Figura B3. Configuración del sistema ESP–DOWS en VM-097, campo La Ventana de Argentina.



Fuente: Scaramuzza, J.; SPE 69408.

ANEXO C: FLUJO DE CAJA

ANEXO C. FLUJO DE CAJA

Tabla C1 Flujo de Caja Compra

DETALLE	Mes 0 mar-10	Mes 1 abr-10	Mes 2 may-10	Mes 3 jun-10	Mes 4 jul-10
PARÁMETROS DE CÁLCULO	VALOR				
Producción mensual de crudo (Blis)		30 15750	30 15300	30 15000	30 14700
Producción mensual agua (Blis)		38400	38700	38700	39000
Precio del crudo (US\$/Barril)	55,67	55,67	55,67	55,67	55,67
Costo de operación y mantenimiento de DOWS (US\$/día)	500				
INGRESOS					
Ingresos por ventas (US\$)		\$ 876.802,5	\$ 851.751,0	\$ 835.050,0	\$ 818.349,0
Ahorros en costos de agua (US\$)		\$ 377.188,9	\$ 376.322,6	\$ 376.322,6	\$ 375.506,3
INGRESOS TOTALES (US\$)		\$ 1.253.941,4	\$ 1.228.073,6	\$ 1.211.372,6	\$ 1.193.855,3
EGRESOS					
Costo levantamiento de crudo (US\$)		\$ 21.779,1	\$ 21.156,8	\$ 20.742,0	\$ 20.327,2
Costo tratamiento de crudo (US\$)		\$ 97,9	\$ 95,1	\$ 93,2	\$ 91,4
Costo levantamiento del agua (US\$)		\$ 921,6	\$ 928,8	\$ 928,8	\$ 936,0
Costo de tratamiento del agua (US\$)		\$ 271,1	\$ 273,2	\$ 273,2	\$ 275,3
Costo de disposición del agua (US\$)		\$ 19.200,0	\$ 19.350,0	\$ 19.350,0	\$ 19.500,0
Otros costos indirectos (US\$)		\$ 34.492,5	\$ 33.507,0	\$ 32.850,0	\$ 32.193,0
Costo de ope. y mant/to de DOWS (US\$)		\$ 15.000,0	\$ 15.000,0	\$ 15.000,0	\$ 15.000,0
Depreciación del sistema ESP-DOWS (US\$)		\$ 18.083,8	\$ 18.084,8	\$ 18.085,8	\$ 18.086,8
EGRESOS TOTALES (US\$)		\$ 109.846,0	\$ 108.395,8	\$ 107.323,1	\$ 106.409,7
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO (US\$)		\$ 1.144.095,4	\$ 1.119.677,8	\$ 1.104.049,5	\$ 1.087.446
IMPUESTO DE RENTA (US\$)	35%	\$ 400.433,4	\$ 391.887,2	\$ 386.417,3	\$ 380.606,0
INVERSIÓN (US\$)	\$ 1.812.607,0	-\$ 1.812.607,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0
DEPRECIACIÓN (US\$)		\$ 19.892,2	\$ 19.893,3	\$ 19.894,4	\$ 19.895,5
FLUJO NETO DE CAJA DEL PROYECTO (US\$)		\$ 763.554,2	\$ 747.683,9	\$ 737.526,6	\$ 726.735,1
FLUJO NETO DE CAJA ACUMULADO (US\$)		-\$ 1.812.607,0	-\$ 1.049.052,8	\$ 436.157,6	1.162.893

Tabla C1. Continuación

Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
ago-10	sep-10	oct-10	nov-10	dic-10	ene-11	feb-11	mar-11
30	27	27	30	30	30	28	30
14700	12960	13770	15600	15300	15150	14000	14700
39000	34560	34830	39000	39450	39900	40290	40500
55,67	55,67	55,67	55,67	55,67	55,67	55,67	55,67
\$ 818.349,0	\$ 721.483,2	\$ 766.575,9	\$ 868.452,0	\$ 851.751,0	\$ 843.400,5	\$ 779.380,0	\$ 818.349,0
\$ 375.506,3	\$ 387.587,8	\$ 386.853,1	\$ 375.506,3	\$ 374.281,8	\$ 373.057,3	\$ 371.996,1	\$ 371.424,7
\$ 1.193.855,3	\$ 1.109.071,0	\$ 1.153.429,0	\$ 1.243.958,3	\$ 1.226.032,8	\$ 1.216.457,8	\$ 1.151.376,1	\$ 1.189.773,7
\$ 20.327,2	\$ 17.921,1	\$ 19.041,2	\$ 21.571,7	\$ 21.156,8	\$ 20.949,4	\$ 19.359,2	\$ 20.327,2
\$ 91,4	\$ 80,6	\$ 85,6	\$ 97,0	\$ 95,1	\$ 94,2	\$ 87,0	\$ 91,4
\$ 936,0	\$ 829,4	\$ 835,9	\$ 936,0	\$ 946,8	\$ 957,6	\$ 967,0	\$ 972,0
\$ 275,3	\$ 244,0	\$ 245,9	\$ 275,3	\$ 278,5	\$ 281,7	\$ 284,4	\$ 285,9
\$ 19.500,0	\$ 17.280,0	\$ 17.415,0	\$ 19.500,0	\$ 19.725,0	\$ 19.950,0	\$ 20.145,0	\$ 20.250,0
\$ 32.193,0	\$ 28.382,4	\$ 30.156,3	\$ 34.164,0	\$ 33.507,0	\$ 33.178,5	\$ 30.660,0	\$ 32.193,0
\$ 15.000,0	\$ 13.500,0	\$ 13.500,0	\$ 15.000,0	\$ 15.000,0	\$ 15.000,0	\$ 14.000,0	\$ 15.000,0
\$ 18.087,8	\$ 18.088,8	\$ 18.089,8	\$ 18.090,8	\$ 18.091,8	\$ 18.092,8	\$ 18.093,8	\$ 18.094,8
\$ 106.410,7	\$ 96.326,3	\$ 99.369,7	\$ 109.634,8	\$ 108.801,1	\$ 108.504,2	\$ 103.596,4	\$ 107.214,3
1.087.445	1.012.745	1.054.059	1.134.323	1.117.232	1.107.954	1.047.780	1.082.559
\$ 380.605,6	\$ 354.460,6	\$ 368.920,8	\$ 397.013,2	\$ 391.031,1	\$ 387.783,8	\$ 366.722,9	\$ 378.895,8
\$ 0,0	-\$ 90.000,0	-\$ 90.000,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0
\$ 19.896,6	\$ 19.897,7	\$ 19.898,8	\$ 19.899,9	\$ 19.901,0	\$ 19.902,1	\$ 19.903,2	\$ 19.904,3
\$ 726.735,6	\$ 588.181,7	\$ 615.037,3	\$ 757.210,1	\$ 746.101,6	\$ 740.071,9	\$ 700.960,0	\$ 723.567,9
1.889.628	2.477.810	3.092.847	3.850.058	4.596.159	5.336.231	6.037.191	6.760.759

Tabla C2. Flujo de Caja Alquiler

DETALLE	Mes 0 mar-10	Mes 1 abr-10	Mes 2 may-10	Mes 3 jun-10	Mes 4 jul-10	Mes 5 ago-10
PARÁMETROS DE CÁLCULO						
Producción mensual de crudo (Bls)		30	30	30	30	30
Producción mensual agua (Bls)		15750	15300	15000	14700	14700
Precio del crudo (US\$/Barril)		38400	38700	38700	39000	39000
Costo levantamiento crudo (US\$/Bbl)		55,67	55,67	55,67	55,67	55,67
	1,3828					
INGRESOS						
Ingresos por ventas (US\$)		\$ 876.802,5	\$ 851.751,0	\$ 835.050,0	\$ 818.349,0	\$ 818.349,0
Ahorros en costos de agua (US\$)		\$ 73.604,9	\$ 73.445,6	\$ 73.445,6	\$ 73.286,3	\$ 73.286,3
INGRESOS TOTALES (US\$)		\$ 950.407,4	\$ 925.196,6	\$ 908.495,6	\$ 891.635,3	\$ 891.635,3
EGRESOS						
Costo levantamiento de crudo (US\$)		\$ 21.779,1	\$ 21.156,8	\$ 20.742,0	\$ 20.327,2	\$ 20.327,2
Costo tratamiento de crudo (US\$)		\$ 97,9	\$ 95,1	\$ 93,2	\$ 91,4	\$ 91,4
Costo levantamiento del agua (US\$)		\$ 921,6	\$ 928,8	\$ 928,8	\$ 936,0	\$ 936,0
Costo de tratamiento del agua (US\$)		\$ 271,1	\$ 273,2	\$ 273,2	\$ 275,3	\$ 275,3
Costo de disposición del agua (US\$)		\$ 19.200,0	\$ 19.350,0	\$ 19.350,0	\$ 19.500,0	\$ 19.500,0
Otros costos indirectos (US\$)		\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0
Costo de ope. y mant/to de DOWS (US\$)		\$ 59.100,0	\$ 59.100,0	\$ 59.100,0	\$ 59.100,0	\$ 59.100,0
Depreciación sistema ESP-DOWS (US\$)		\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0
EGRESOS TOTALES (US\$)		\$ 101.369,7	\$ 100.904,0	\$ 100.487,3	\$ 100.229,9	\$ 100.229,9
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO (US\$)		\$ 849.037,7	\$ 824.292,6	\$ 808.008,3	\$ 791.405,4	\$ 791.405,4
IMPUESTO DE RENTA (US\$)		\$ 297.163,2	\$ 288.502,4	\$ 282.802,9	\$ 276.991,9	\$ 276.991,9
INVERSIÓN (US\$)		\$ 607.022,0	\$ 1,0	\$ 2,0	\$ 3,0	\$ 4,0
DEPRECIACIÓN (US\$)		\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0
FLUJO NETO DE CAJA DEL PROYECTO (US\$)		\$ 551.874,5	\$ 535.791,2	\$ 525.207,4	\$ 514.416,5	\$ 514.417,5
FLUJO NETO DE CAJA ACUMULADO (US\$)		-\$ 607.022,0	-\$ 55.147,5	\$ 1.005.851,1	\$ 1.520.267,7	\$ 2.034.685,2

Tabla C2. Continuación

Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
sep-10	oct-10	nov-10	dic-10	ene-11	feb-11	mar-11
27	27	30	30	30	28	30
12960	13770	15600	15300	15150	14000	14700
34560	34830	39000	39450	39900	40290	40500
55,67	55,67	55,67	55,67	55,67	55,67	55,67
\$ 721.483,2	\$ 766.575,9	\$ 868.452,0	\$ 851.751,0	\$ 843.400,5	\$ 779.380,0	\$ 818.349,0
\$ 75.644,2	\$ 75.500,8	\$ 73.286,3	\$ 73.047,3	\$ 72.808,3	\$ 72.601,2	\$ 72.489,7
\$ 797.127,4	\$ 842.076,7	\$ 941.738,3	\$ 924.798,3	\$ 916.208,8	\$ 851.981,2	\$ 890.838,7
\$ 17.921,1	\$ 19.041,2	\$ 21.571,7	\$ 21.156,8	\$ 20.949,4	\$ 19.359,2	\$ 20.327,2
\$ 80,6	\$ 85,6	\$ 97,0	\$ 95,1	\$ 94,2	\$ 87,0	\$ 91,4
\$ 829,4	\$ 835,9	\$ 936,0	\$ 946,8	\$ 957,6	\$ 967,0	\$ 972,0
\$ 244,0	\$ 245,9	\$ 275,3	\$ 278,5	\$ 281,7	\$ 284,4	\$ 285,9
\$ 17.280,0	\$ 17.415,0	\$ 19.500,0	\$ 19.725,0	\$ 19.950,0	\$ 20.145,0	\$ 20.250,0
\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0
\$ 53.190,0	\$ 53.190,0	\$ 59.100,0	\$ 59.100,0	\$ 59.100,0	\$ 55.160,0	\$ 59.100,0
\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0
\$ 89.545,1	\$ 90.813,6	\$ 101.480,0	\$ 101.302,3	\$ 101.332,9	\$ 96.002,6	\$ 101.026,5
\$ 707.582,3	\$ 751.263,1	\$ 840.258,3	\$ 823.496,0	\$ 814.875,9	\$ 755.978,6	\$ 789.812,2
\$ 247.653,8	\$ 262.942,1	\$ 294.090,4	\$ 288.223,6	\$ 285.206,6	\$ 264.592,5	\$ 276.434,3
\$ 5,0	\$ 6,0	\$ 7,0	\$ 8,0	\$ 9,0	\$ 10,0	\$ 11,0
\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0
\$ 459.933,5	\$ 488.327,0	\$ 546.174,9	\$ 535.280,4	\$ 529.678,4	\$ 491.396,1	\$ 513.388,9
\$ 2.494.618,7	\$ 2.982.945,7	\$ 3.529.120,6	\$ 4.064.401,0	\$ 4.594.079,4	\$ 5.085.475,5	\$ 5.598.864,4

Tabla C3. Flujo de Caja Actual

DETALLE	VALOR	Mes 0 mar-10	Mes 1 abr-10	Mes 2 may-10	Mes 3 jun-10
PARÁMETROS DE CÁLCULO			30	30	30
Producción mensual de crudo (Blis)			15750	15300	15000
Producción mensual agua (Blis)			60000	60600	61200
Precio del crudo (US\$/Barril)	55,67		55,67	55,67	55,67
Costo Alquiler Sistema ESP- (US\$/día)	370				
INGRESOS					
Ingresos por ventas (US\$)			\$ 876.802,5	\$ 851.751,0	\$ 835.050,0
Ahorros en costos de agua (US\$)			\$ 0,0	\$ 1,0	\$ 2,0
INGRESOS TOTALES (US\$)			\$ 876.802,5	\$ 851.752,0	\$ 835.052,0
EGRESOS					
Costo levantamiento de crudo (US\$)			\$ 21.779,1	\$ 21.156,8	\$ 20.742,0
Costo tratamiento de crudo (US\$)			\$ 97,9	\$ 95,1	\$ 93,2
Costo levantamiento del agua (US\$)			\$ 1.440,0	\$ 1.454,4	\$ 1.468,8
Costo de tratamiento del agua (US\$)			\$ 423,6	\$ 427,8	\$ 432,1
Costo de disposición del agua (US\$)			\$ 30.000,0	\$ 30.300,0	\$ 30.600,0
Otros costos indirectos (US\$)			\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0
EGRESOS TOTALES (US\$)			\$ 53.740,6	\$ 53.434,2	\$ 53.336,1
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO (US\$)			\$ 823.061,9	\$ 798.317,8	\$ 781.715,9
IMPUESTO DE RENTA (US\$)	0%		\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0
INVERSIÓN (US\$)	\$ 90.000,0	-\$ 90.000,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0
FLUJO NETO DE CAJA DEL PROYECTO (US\$)		-\$ 90.000,0	\$ 823.061,9	\$ 798.317,8	\$ 781.715,9
FLUJO NETO DE CAJA DEL PROYECTO (US\$)		-\$ 90.000,0	\$ 733.061,9	\$ 1.531.379,7	\$ 2.313.095,6
VPN	Tasa				
\$ 54.266.966,93	12% Annual				
TIR					
912%					
VPN Ingresos					\$ 9.272.123,49
VPN Egresos					\$ 602.086,27
RBC					15,39999157

Tabla C3. Continuación

Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Jul-10	ago-10	sep-10	oct-10	nov-10	dic-10	ene-11	feb-11	mar-11
30	30	27	27	30	30	30	28	30
14700	14700	12960	13770	15600	15300	15150	14000	14700
61800	62400	56700	57240	64200	64800	65400	61600	66600
55,67	55,67	55,67	55,67	55,67	55,67	55,67	55,67	55,67
\$ 818.349,0	\$ 818.349,0	\$ 721.483,2	\$ 766.575,9	\$ 868.452,0	\$ 851.751,0	\$ 843.400,5	\$ 779.380,0	\$ 818.349,0
\$ 3,0	\$ 4,0	\$ 5,0	\$ 6,0	\$ 7,0	\$ 8,0	\$ 9,0	\$ 10,0	\$ 11,0
\$ 818.352,0	\$ 818.353,0	\$ 721.488,2	\$ 766.581,9	\$ 868.459,0	\$ 851.759,0	\$ 843.409,5	\$ 779.390,0	\$ 818.360,0
\$ 20.327,2	\$ 20.327,2	\$ 17.921,1	\$ 19.041,2	\$ 21.571,7	\$ 21.156,8	\$ 20.949,4	\$ 19.359,2	\$ 20.327,2
\$ 91,4	\$ 91,4	\$ 80,6	\$ 85,6	\$ 97,0	\$ 95,1	\$ 94,2	\$ 87,0	\$ 91,4
\$ 1.483,2	\$ 1.497,6	\$ 1.360,8	\$ 1.373,8	\$ 1.540,8	\$ 1.555,2	\$ 1.569,6	\$ 1.478,4	\$ 1.598,4
\$ 436,3	\$ 440,5	\$ 400,3	\$ 404,1	\$ 453,3	\$ 457,5	\$ 461,7	\$ 434,9	\$ 470,2
\$ 30.900,0	\$ 31.200,0	\$ 28.350,0	\$ 28.620,0	\$ 32.100,0	\$ 32.400,0	\$ 32.700,0	\$ 30.800,0	\$ 33.300,0
\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0
\$ 53.238,0	\$ 53.556,7	\$ 48.112,7	\$ 49.524,6	\$ 55.762,7	\$ 55.664,6	\$ 55.774,9	\$ 52.159,5	\$ 55.787,1
\$ 765.114,0	\$ 764.796,3	\$ 673.375,5	\$ 717.057,3	\$ 812.696,3	\$ 796.094,4	\$ 787.634,6	\$ 727.230,5	\$ 762.572,9
\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0
\$ 0,0	\$ 0,0	-\$ 90.000,0	-\$ 90.000,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0
\$ 765.114,0	\$ 764.796,3	\$ 673.375,5	\$ 717.057,3	\$ 812.696,3	\$ 796.094,4	\$ 787.634,6	\$ 727.230,5	\$ 762.572,9
\$ 3.078.209,6	\$ 3.843.005,9	\$ 4.516.381,3	\$ 5.233.438,6	\$ 6.046.134,9	\$ 6.842.229,3	\$ 7.629.863,9	\$ 8.357.094,3	\$ 9.119.667,2