

**ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA PARA LA SELECCIÓN E
IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE SEPARACIÓN DE AGUA EN
FONDO (DOWNHOLE OIL-WATER SEPARATION -DOWS-) EN POZOS
CANDIDATOS DE UN CAMPO DE LA GERENCIA REGIONAL DEL
MAGDALENA MEDIO (ECOPETROL S.A.)**

**KEVIN RINCÓN CHÁVEZ
WILMAN ENRIQUE ÁLVAREZ QUIROZ**

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

2013

**ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA PARA LA SELECCIÓN E
IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE SEPARACIÓN DE AGUA EN
FONDO (DOWNHOLE OIL-WATER SEPARATION -DOWS-) EN POZOS
CANDIDATOS DE UN CAMPO DE LA GERENCIA REGIONAL DEL
MAGDALENA MEDIO (ECOPETROL S.A.)**

**KEVIN RINCÓN CHÁVEZ
WILMAN ENRIQUE ÁLVAREZ QUIROZ**

**Trabajo de investigación presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
M.Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ
DOCENTE UIS**

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

2013

DEDICATORIA

A Dios por guiarme en el camino correcto y brindarme salud para finalizar esta gran etapa.

A Mi Cucha, Mi Cucho y Mis Hermanos por su apoyo y compañía constante durante mis años de estudio.

A Atlético Nacional por tantas alegrías, gracias Mi Verde del Alma!

Y a Punta del Este Restaurante – Bar por ser nuestro centro de estudios y diversiones.

KEVIN RINCÓN CHÁVEZ

DEDICATORIA

A Dios, por ser ese ser omnisciente que nos acompaña en todos los momentos importantes de nuestras vidas forma poco comprendida.

A mis padres, Wilman Álvarez Almenares y Sol Marina Quiroz, por su apoyo incondicional y por brindarme esta gran oportunidad de formarme como profesional. Los amo.

A mis hermanas, Lilia Yaneth, Martha Patricia y Nolvis Marina, por todas esas peleas y momentos agradables que nunca puedo olvidar.

A mi sobrinita preciosa, Martina Ivanna, por ser un motivo de felicidad más para nuestra familia.

A mi cuñado Jean Paul, a mis tíos, mis primos y demás familiares, por todos sus consejos durante mi formación universitaria.

A Silvia, por su compañía, apoyo, consejos y cariño incondicional durante esta etapa de mi vida. Gracias por soportar todas mis locuras. Te adoro mucho.

A mis grandes amigos, Kevin y Leonel, por aquellos momentos de alegría, parrandas, bebetas y demás que nunca olvidaré.

A Punta del Este (Restaurante-Bar), por todos esos momentos agradables donde estudiábamos y tomábamos con Verónica, Jessica y los demás que se colaban.

A mi equipo del alma, A.C. Milan, por esas grandes alegrías, tristezas y sufrimientos tras cada partido. Tu Sei Tutta La Mia Vita. Forza Milan!!

WILMAN ENRIQUE ÁLVAREZ QUIROZ

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander, la Escuela de Ingeniería de Petróleos y sus profesores por tantas enseñanzas durante nuestro proceso de aprendizaje en estos años de estudio.

A nuestro director, Ingeniero Fernando Calvete, por aportar sus conocimientos, apoyo y por ser nuestra guía durante la realización del proyecto.

A los Ingenieros de ECOPETROL S.A., Hernán Pedraza, Daniel Rojas, José Arnobio Vargas y Mauro Amaya por permitirnos la realización del proyecto en el Campo Yariguí-Cantagallo.

Al Grupo de investigación Modelamiento de Procesos Hidrocarburos (GMPH), y a todos sus integrantes por su apoyo, colaboración y respaldo a favor de la realización de nuestro proyecto de grado.

A los Ingenieros Samuel Muñoz y Erik Montes, calificadores del proyecto, por su tiempo y disposición.

Y a todas las personas que de una u otra manera hicieron posible la culminación del proyecto de grado.

TABLA DE CONTENIDO

	Págs.
INTRODUCCIÓN	22
1. SEPARACIÓN DE AGUA Y ACEITE EN FONDO DE POZO (DOWS)	25
1.1. FUNDAMENTOS DE LA TECNOLOGÍA DOWS	26
1.2. CONDICIONES PARA LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DOWS	29
1.3. BENEFICIOS DE LA TECNOLOGÍA DOWS	31
1.3.1. Beneficios económicos	31
1.3.2. Beneficios ambientales	36
1.3.3. Beneficios en el Yacimiento y el Pozo	38
1.4. LIMITACIONES Y RIESGOS DE LA TECNOLOGÍA DOWS	39
2. SISTEMA BOMBEO MECÁNICO-DOWS	41
2.1. TIPOS DE TECNOLOGÍAS BOMBEO MECÁNICO-DOWS	41
2.1.1. Separadores Gravitacionales	41
2.1.1.1. Dual Action Pumping System (DAPS)	42
2.1.1.2. Triple Action Pumping System (TAPS)	46
2.1.1.3. Q-Sep G	48
2.1.2. Separación con hidrociclones	49
2.1.2.1. Q-Sep H	51
2.2. CASOS REPORTADOS	52
2.2.1. Casos con aumento en la producción de aceite	53
2.2.2. Casos con disminución de la producción de aceite	54
2.2.3. Casos sin cambios en la producción de aceite	55
2.2.4. Casos con datos desconocidos de producción de aceite	55
2.2.5. Casos con disminución de la producción de agua	56
2.2.6. Casos con datos desconocidos de producción de agua	57
2.2.7. Casos con aumento de producción de aceite y disminución de	

producción de agua	58
2.2.8. Problemas presentados en los casos reportados	59
3. GENERALIDADES DEL CAMPO YARIGUÍ–CANTAGALLO	62
3.1. LOCALIZACIÓN	62
3.2. GEOLOGÍA Y ESTRUCTURA	63
3.3. YACIMIENTOS PRODUCTORES	67
3.3.1. Arenas B3	67
3.3.2. Arenas C	67
3.3.3. Arenas Cantagallo (CG)	68
3.4. FLUIDOS PRESENTES EN EL YACIMIENTO	69
3.5. HISTORIA DE PRODUCCIÓN	70
4. EVALUACIÓN TÉCNICA	72
4.1. PRESELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS	72
4.1.1. Pozo 1	74
4.1.2. Pozo 2	74
4.1.3. Pozo 3	75
4.1.4. Pozo 4	76
4.1.5. Pozo 5	76
4.1.6. Resumen de los Pozos	77
4.2. CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA EVALUACIÓN TÉCNICA (SCREENING)	78
4.2.1. Corte de Agua	78
4.2.2. Gravedad API	79
4.2.3. Capacidad de flujo	80
4.2.4. Zona de inyección y compatibilidad entre fluidos	81
4.2.5. Casing	82
4.2.6. Pozo y su estado mecánico	83
4.2.7. Gas libre	84
4.2.8. Litología de las zonas productoras e inyectoras y producción de arena	85

4.2.9. Rangos establecidos de los parámetros de selección	86
4.3. EVALUACIÓN TÉCNICA DE BM-DOWS EN EL CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO	87
4.3.1. Corte de agua	88
4.3.2. Gravedad API	88
4.3.3. Capacidad de flujo	89
4.3.4. Aislamiento entre zonas productora-inyectora y compatibilidad entre fluidos	89
4.3.5. Pozo y su estado mecánico	90
4.3.6. Casing y su estado mecánico	91
4.3.7. Gas libre	91
4.3.8. Producción de arena	91
4.3.9. Resumen del análisis técnico	92
4.4. DISEÑO DE LOS POZOS	93
4.4.1. Diseño del Pozo 4	94
4.4.2. Resultados de los diseños	110
4.5. ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS DESPUÉS DE LA INSTALACIÓN DE DAPS	114
4.6. CARTAS DINAGRÁFICAS DE SUBSUELO EN DAPS	119
5. EVALUACIÓN FINANCIERA	123
5.1. EVALUACIÓN FINANCIERA APLICADA A UN PROYECTO DE PRODUCCIÓN	124
5.1.1. Inversión Inicial o Neta	124
5.1.2. Flujo de Efectivo	125
5.1.3. Costos	126
5.1.4. Impuestos	127
5.1.4.1. Regalías	127
5.1.4.2. Impuesto sobre la renta	129
5.1.5. Criterios de evaluación financiera	129
5.1.5.1. Valor Presente Neto (VPN)	130

5.1.5.2. Tasas de Rendimiento Económico	131
5.1.5.3. Tiempo de Recuperación de la Inversión (PAYBACK TIME)	133
5.1.5.4. Relación Costo-Beneficio (RCB)	134
5.2. EVALUACIÓN FINANCIERA APLICADA A LA TECNOLOGÍA DOWS	134
5.2.1. Datos y consideraciones que se deben tener en cuenta para realizar la evaluación financiera de la tecnología DOWS	135
5.2.2. Inversión inicial del proyecto	137
5.2.3. Ahorros del proyecto	139
5.2.3.1. Análisis de la producción del campo	140
5.2.4. Egresos del proyecto	140
5.2.5. Flujos de Caja	141
5.2.6. Criterios de evaluación financiera del proyecto	144
5.2.6.1. Valor Presente Neto (VPN)	144
5.2.6.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)	145
5.2.6.3. Tiempo de Recuperación Simple (PAYBACK SIMPLE)	147
5.2.6.4. Relación Costo-Beneficio (RCB)	147
5.2.6.5. Resultados financieros	147
6. ANÁLISIS DE RIESGO E INCERTIDUMBRE	149
6.1. CARACTERIZACIÓN DE RIESGOS	151
6.1.1. Identificación de riesgos	152
6.1.1.1. Riesgos Estratégicos o de Supervivencia del Esquema de Negocio	152
6.1.1.2. Riesgos de Asignación de Recursos	153
6.1.1.3. Riesgos Operacionales o de Negocios	154
6.1.1.4. Riesgos de Entorno	156
6.1.2. Espinas de pescado	157
6.1.3. Diagramas causa-efecto integrado	158
6.1.4. Diagramas de influencia	160
6.2. ANÁLISIS DE RIESGOS	162
6.2.1. Análisis Cualitativo	162

6.2.2. Análisis Semicuantitativo	165
6.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	168
6.3.1. Análisis tipo araña	169
6.3.2. Análisis de tornado	171
6.4. ANÁLISIS DE ESCENARIOS	173
6.5. SIMULACIÓN MONTECARLO	175
6.5.1. ¿Qué es la simulación Montecarlo?	176
6.5.2. Construcción del modelo	177
6.5.3. Análisis de resultados	179
CONCLUSIONES	182
RECOMENDACIONES	183
BIBLIOGRAFÍA	184
ANEXOS	187

LISTA DE FIGURAS

	Págs.
Figura 1. Esquema general de DOWS en fondo de pozo	27
Figura 2. Tasa de producción vs Tiempo, en pozo con DOWS y con sistema de levantamiento convencional a tiempos tempranos de la vida del yacimiento	33
Figura 3. Tasa de producción vs Tiempo, en pozo con DOWS y con sistema de levantamiento convencional a tiempos cercanos al límite económico	34
Figura 4. Esquema general de los Separadores Gravitacionales–DOWS	42
Figura 5. Esquema de DAPS	43
Figura 6. Esquema de TAPS	47
Figura 7. Esquema de Q-SEP G	48
Figura 8. Esquema y funcionamiento de un hidrociclón	49
Figura 9. Esquema general de un Sistema Hidrociclón-DOWS	50
Figura 10. Esquema de Q-Sep H	51
Figura 11. Localización geográfica del campo Yariguí-Cantagallo	62
Figura 12. Estructura del campo Yariguí-Cantagallo	64
Figura 13. Secuencia estratigráfica del campo Yariguí-Cantagallo	65
Figura 14. Registro eléctrico, Secuencia terciaria de un pozo del campo Yariguí-Cantagallo.	66
Figura 15. Historia de producción del campo Yariguí-Cantagallo hasta el año 2009	71
Figura 16. Gravedad específica promedio de mezclas de agua y aceite	98
Figura 17. Tabla de datos de las varillas y la bomba	99
Figura 18. Plunger Stroke Factor	107
Figura 19. Carga Máxima de la Barra Pulida - Peak Polished Rod Load	108
Figura 20. Carga Mínima de la Barra Pulida – Minimun Polished Rod Load	109

Figura 21. Diseño del sistema BM-DOWS en el pozo 1	115
Figura 22. Diseño del sistema BM-DOWS en el pozo 3	116
Figura 23. Diseño del sistema BM-DOWS en el pozo 4	117
Figura 24. Diseño del sistema BM-DOWS en el pozo 5	118
Figura 25. Carta dinagráfica básica	119
Figura 26. Proceso de operación de la bomba de subsuelo de bombeo mecánico convencional	120
Figura 27. Entrada del aceite con gotas de agua a la bomba superior	122
Figura 28. Representación gráfica de los flujos de efectivo	125
Figura 29. Representación gráfica del Valor Presente Neto (VPN)	130
Figura 30. Representación gráfica del flujo de caja acumulado del proyecto	141
Figura 31. Cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto	146
Figura 32. Diagrama de espina de pescado de la tecnología DOWS	158
Figura 33. Diagrama causa-efecto integrado de la tecnología DOWS	159
Figura 34. Diagrama de influencia de la tecnología DOWS	161
Figura 35. Diagrama tipo araña aplicado al VPN del proyecto	170
Figura 36. Diagrama de tornado aplicado al VPN del proyecto	172
Figura 37. Histograma de frecuencias de la simulación Montecarlo del VPN	179
Figura 38. Histograma de frecuencia de la simulación Montecarlo de los volúmenes de agua inyectada	181
Figura 39. Histograma de frecuencia de la simulación Montecarlo de los ahorros generados por la inyección de agua	181

LISTA DE TABLAS

	Págs.
Tabla 1. Pozos con aumento en la producción de aceite	53
Tabla 2. Pozos con disminución de la producción de aceite	54
Tabla 3. Pozos sin cambios en la producción de aceite	55
Tabla 4. Pozos con cambio de la producción de aceite desconocida	56
Tabla 5. Pozos con disminución de producción de agua	56
Tabla 6. Pozos con cambio de la producción de agua desconocida	58
Tabla 7. Pozos con aumento de producción de aceite y disminución de producción de agua	58
Tabla 8. Comentarios de los casos reportados	61
Tabla 9. Producción de los Pozos	77
Tabla 10. Información Adicional de los Pozos	77
Tabla 11. Cortes de agua según autores y casos reportados	79
Tabla 12. Gravedad API según diferentes autores	79
Tabla 13. Capacidad de flujo de los separadores según casos exitosos	80
Tabla 14. Separación entre zonas de los casos exitosos	81
Tabla 15. Separación mínima entre zona productora e inyectora para DAPS	82
Tabla 16. Tamaños de Casing según los autores	83
Tabla 17. Tamaños de Casing según casos reportados	83
Tabla 18. Litologías de los casos reportados	86
Tabla 19. Criterios de selección para el Screening-DAPS	87
Tabla 20. Criterios de selección para cada pozo	92
Tabla 21. Desplazamiento de la bomba superior para diferentes S y N	103
Tabla 22. Resultados del diseño del Pozo 1	110
Tabla 23. Resultados del diseño del pozo 3	111
Tabla 24. Resultados del diseño del pozo 4	112

Tabla 25. Resultados del diseño del pozo 5	113
Tabla 26. Sistema de pago de regalías escalonadas de petróleo en Colombia	128
Tabla 27. Inversión inicial del proyecto	139
Tabla 28. Volúmenes totales de fluidos producidos e inyectados durante el tiempo de evaluación de la tecnología	142
Tabla 29. Flujo de caja acumulado del proyecto	143
Tabla 30. Valor Presente Neto (VPN) del proyecto	145
Tabla 31. Resultados de la evaluación financiera aplicada al proyecto	148
Tabla 32. Riesgos estratégicos asociados a la tecnología DOWS	153
Tabla 33. Riesgos de asignación de recursos asociados a la tecnología DOWS	154
Tabla 34. Riesgos operacionales asociados a la tecnología DOWS	155
Tabla 35. Riesgos de entorno asociados a la tecnología DOWS	156
Tabla 36. Matriz de riesgos asociados a la tecnología DOWS	164
Tabla 37. Escalas a utilizar para calificar el impacto y la probabilidad de ocurrencia	166
Tabla 38. Análisis semicuantitativo de los riesgos estratégicos	166
Tabla 39. Análisis semicuantitativo de los riesgos de asignación de recursos	167
Tabla 40. Análisis semicuantitativo de los riesgos operacionales	167
Tabla 41. Análisis semicuantitativo de los riesgos de entorno	168
Tabla 42. Análisis de escenarios previos a la simulación de Montecarlo	175
Tabla 43. Resultados de la simulación Montecarlo	180

LISTA DE ANEXOS

	Págs.
ANEXO A. CASOS REPORTADOS	187
ANEXO B. ESTADOS MECÁNICOS ACTUALES DE LOS POZOS DE ESTUDIO	189
ANEXO B.1. ESTADO MECÁNICO ACTUAL DEL POZO 1	189
ANEXO B.2. ESTADO MECÁNICO ACTUAL DEL POZO 2	190
ANEXO B.3. ESTADO MECÁNICO ACTUAL DEL POZO 3	191
ANEXO B.4. ESTADO MECÁNICO ACTUAL DEL POZO 4	192
ANEXO B.5. ESTADO MECÁNICO ACTUAL DEL POZO 5	193
ANEXO C. DATOS DE LA BOMBA Y LAS VARILLAS - NORMA API RP11L	194
ANEXO D. DETERMINACIÓN APROXIMADA DE LA VARIACIÓN DEL PRECIO DE LA TECNOLOGÍA DAPS CON EL TIEMPO	197
ANEXO E. COTIZACIONES DE LOS EQUIPOS, IMPLEMENTOS Y OPERACIONES DE ACONDICIONAMIENTO DE LOS POZOS CANDIDATOS	198
ANEXO F. DATOS DEL POTENCIAL DE PRODUCCIÓN MENSUAL DEL PROYECTO	199
ANEXO G. ÍNDICE DE OPERACIONES DE INTERVENCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO	200
ANEXO H. EVALUACIÓN FINANCIERA	201
ANEXO H.1. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL POZO 1	201
ANEXO H.2. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL POZO 3	203
ANEXO H.3. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL POZO 4	205
ANEXO H.4. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL POZO 5	207
ANEXO I. MINITUTORIAL @RISK	209

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA PARA LA SELECCIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE SEPARACIÓN DE AGUA EN FONDO (DOWNHOLE OIL-WATER SEPARATION -DOWS-) EN POZOS CANDIDATOS DE UN CAMPO DE LA GERENCIA REGIONAL DEL MAGDALENA MEDIO (ECOPETROL S.A.)*

AUTORES: Kevin Rincón Chávez
Wilman Enrique Álvarez Quiroz**

PALABRAS CLAVES: DOWS, Separación en fondo, Producción, Corte de Agua, Campo Yariguí-Cantagallo, Análisis de Riesgo, Incertidumbre.

DESCRIPCIÓN:

Los costos que implican la producción de altas cantidades de agua son un problema para las empresas a nivel mundial, por este motivo, hoy en día se busca la forma de mitigar dicha producción. En la actualidad existen algunos métodos implementados para disminuir la cantidad de agua que llega a superficie, como la cementación remedial y la inyección de geles, pero este tipo de procedimientos o técnicas podrían comprometer la producción de crudo.

Este proyecto nace como solución para la alta producción de agua el Bloque IV del Campo Yariguí-Cantagallo y busca demostrar la viabilidad técnica y financiera de la tecnología de separación de agua y aceite en fondo en sus pozos con Bombeo Mecánico como Sistema de Levantamiento Artificial. En Campos Colombianos se han realizado diferentes estudios con un separador de fondo llamado Hidrociclón, por lo tanto, se busca la innovación y así estudiar un tipo que nunca antes ha sido implementado en este país, los separadores gravitacionales.

La metodología para determinar la factibilidad tanto técnica como financiera de la tecnología DOWS consistió en: primero, seleccionar un campo de la Gerencia Regional del Magdalena Medio (ECOPETROL S.A.). Segundo, seleccionar los pozos candidatos para realizar el estudio, teniendo en cuenta los parámetros de selección (screening). Tercero, realizar el diseño de la tecnología en cada uno de los pozos candidatos y realizar la evaluación técnica. Cuarto, realizar la evaluación financiera bajo los criterios de evaluación como lo son el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el tiempo de recuperación de la inversión (Payback Time) y la Relación Costo-Beneficio (RCB). Quinto, realizar una reevaluación de las finanzas del proyecto, planteando diferentes escenarios y observar el efecto en el VPN.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Fernando Enrique Calvete González.

ABSTRACT

TÍTULO: STUDY OF TECHNICAL AND ECONOMICAL FEASIBILITY FOR THE SELECTION AND IMPLEMENTATION OF THE DOWNHOLE WATER SEPARATION (DOWNHOLE OIL/WATER SEPARATION -DOWS-) IN CANDIDATE WELLS OF A FIELD OF THE MIDDLE MAGDALENA REGIONAL MANAGEMENT (ECOPETROL S. A.)*

AUTHORS: Kevin Rincón Chávez
Wilman Enrique Álvarez Quiroz**

KEY WORDS: DOWS, Downhole separation, Production, Water cut, Yariguí-Cantagallo field, Risk Analysis, Uncertainly.

DESCRIPTION:

The costs involved in the production of high amounts of water are a problem for companies worldwide, for this reason, nowadays is looked for ways to mitigate this production. Actually, there are some methods implemented to decrease the amount of water in the surface, as the remedial cementing and the injection of gels, but these kinds of procedures or techniques could compromise the oil production.

This project was created as a solution for the high water production of the IV Block of Cantagallo Field and is looked for to demonstrate the technical and economic feasibility of the Downhole oil and water separation technology in its wells with Rod Pump as Artificial Lift System. In Colombian Fields, have realized different studies with a downhole separator called Hydrocyclon, therefore, is looked for to innovate and study another kind that has never been implemented in this country, the gravity separators.

The methodology to determine the technical and financial feasibility of the DOWS technology consisted of: first, select a field from the Middle Magdalena Regional Management (Ecopetrol SA). Second, select candidate wells for the study, taking into account the selection parameters (screening). Third, make the design of technology in each of the candidate wells and conduct the technical evaluation. Fourth, make the financial evaluation with evaluation criteria such as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), the recovery time of the investment (Payback Time) and Benefit-Cost Ratio (BCR). Fifth, make a reassessment of project finances, raising different scenarios and observe the effect on the NPV.

* Degree Project

** Physicochemical Engineering's Faculty. Petroleum Engineering School. Director: M.Sc. Fernando Enrique Calvete González.

INTRODUCCIÓN

El agua, junto con el gas, es uno de los fluidos que generalmente se encuentran acompañando al crudo en los yacimientos. Debido a esto, en toda etapa de producción, grandes volúmenes de agua ascienden a superficie en conjunto con los hidrocarburos de interés. La problemática que se ha venido presentando en muchos de los campos petrolíferos del mundo con dichos volúmenes acuosos, está ligada a la tendencia al alza que estos describen, la cual se evidencia tarde o temprano en toda etapa de producción.

Estos grandes volúmenes de fluidos no representan un valor comercial dentro de la industria, y su disposición final se encuentra regulada por diferentes normas y organismos internacionales que velan por su adecuado manejo, para así contribuir con la reducción del impacto ambiental que es generado por las grandes compañías petroleras durante la etapa de explotación.

Se estima que a escala mundial en promedio, por cada barril de aceite se extraen a superficie aproximadamente cinco barriles de agua, es decir una proporción 1:5 aceite-agua respectivamente. Esta cifra tiende a aumentar con el paso de los años, lo cual resulta ser muy alarmante para la industria debido a que esto puede generar el reemplazo o la expansión de las facilidades de superficies existentes, destinadas al tratamiento y la disposición del agua de producción. En otras palabras, la rentabilidad económica de los proyectos de producción tiende a disminuir en la medida que aumenten los volúmenes de agua que ascienden a superficie.

En la actualidad, existen diferentes métodos que tienen como objetivo reducir la producción de esos grandes volúmenes de agua. Dentro de estos cabe mencionar: la cementación de zonas o estratos con flujo preferencial de agua, la inyección de geles, y la separación de agua y aceite en fondo de pozo. El último

de estos métodos, conocido como DOWS (por su sigla del inglés *Downhole Oil-Water Separation*), es una tecnología que ha venido adquiriendo gran auge en la industria de los hidrocarburos, más específicamente en el ámbito del manejo del agua (Water Management), y a diferencia de las otras dos mencionadas, tiene la ventaja de no comprometer la productividad del pozo en el momento de su implementación.

Con la realización de esta investigación se busca evaluar, y dar a conocer la tecnología DOWS a la industria de los hidrocarburos colombiana, como alternativa viable a la problemática del manejo de los grandes volúmenes de agua de producción, y presentar a la Empresa Colombiana de Petróleos-ECOPETROL S.A. una posible solución a su constante preocupación sobre el manejo y disposición de dichos volúmenes, con base en un estudio detallado de factibilidad técnica-financiera y análisis de riesgos, de la aplicación de esta tecnología en pozos candidatos de la Gerencia Regional del Magdalena Medio.

El trabajo de investigación consta de siete capítulos. En el primero de estos se da a conocer las generalidades de la tecnología DOWS, dando describiendo las ventajas y desventaja, consideraciones que se deben tener en cuenta a la hora de llevar a cabo un proyecto de implementación, con la aplicación de esta en un pozo específico.

En el segundo capítulo se tratan las diferentes configuraciones que existen a la hora de instalar la tecnología en conjunto el sistema de levantamiento artificial Bombeo Mecánico. Además, se darán a conocer las diferentes experiencias y análisis de cada uno de los casos reportados, en donde se ha llevado a cabo la utilización de la tecnología.

En el capítulo 3 se desarrolla lo atinente al estudio, se da a conocer el campo de estudio (perteneciente a la Gerencia Regional del Magdalena Medio) y sus

características más relevantes, tales como la ubicación geográfica, la geología, estructura y estratigrafía de los yacimientos productores, las propiedades de los fluidos, entre otras.

El capítulo 4, comprende el proceso de selección de los pozos candidatos y la evaluación de la tecnología en cada uno de ellos, en donde se expone la posible configuración (diseño) que puede ser generada en el transcurso de su instalación.

La rentabilidad económica de la tecnología es puesta a prueba y analizada a través de una evaluación financiera, que es realizada con la implementación de cuatro diferentes parámetros: el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Tiempo de Recuperación de la Inversión (PAYBACK TIME), y la Relación Costo-Beneficio (RCB). En el capítulo 5 se dan a conocer los resultados obtenidos, y se hace la interpretación y análisis de los mismos.

El capítulo 6 comprende el análisis de riesgo e incertidumbre aplicado a la evaluación financiera, donde se plantean diferentes escenarios, que representan las eventualidades que se pueden presentar una vez instalada la tecnología. Con la ayuda de la simulación Montecarlo, se corroboran las diferentes variaciones que se evidencian en una variable de interés, en este caso el VPN (el programa a utilizar para poder llevar a cabo las diferentes simulaciones es @RISK).

Por último, en el capítulo 7 se expresan las conclusiones y recomendaciones finales de este importante trabajo de investigación.

1. SEPARACIÓN DE AGUA Y ACEITE EN FONDO DE POZO (DOWS)

Los llamados “Campos Maduros” de petróleo son aquellos campos que se encuentran en la etapa de declinación de la producción, habiendo pasado previamente por su pico de producción¹. Generalmente cuando los campos alcanzan esta etapa de madurez, continúan con la fase de agotamiento, donde la producción de hidrocarburos comienza a declinar y la cantidad de agua se empieza a evidenciar de forma excesiva.

La producción de agua en grandes volúmenes es un factor de mucha preocupación para las empresas, debido a que representa demasiados riesgos para la vida económica del campo. Al producir agua en altas proporciones, ésta bloquea el paso de los hidrocarburos desde el yacimiento hasta la cara del pozo, imposibilitando así el flujo de estos y por ende una disminución considerable de la producción de los mismos. Como el agua no es fluido comercializable, esta es una limitante en la vida económica del proyecto de producción de un yacimiento, pues al producirse pocos barriles de petróleo y muchos de agua, el prospecto financiero empieza a declinar paulatinamente, hasta el punto en que las inversiones y los costos de operaciones superan a las ganancias y el margen de rentabilidad del proyecto, provocando el cierre o abandono de algunos pozos que presentan cortes de agua muy elevados.

Debido a la problemática que hoy enfrentan la mayoría de los campos petroleros a nivel mundial y en Colombia con respecto a las altas tasas de producción de agua, han surgido varias alternativas que tienen como finalidad evitar o reducir la producción excesiva de este fluido en superficie, y ampliar el límite económico de un yacimiento considerablemente. Una de estas alternativas para reducir

¹ La producción de petróleo de un campo describe un comportamiento curvo con un máximo en su centro. A ese máximo se le conoce como “Cenit” o Pico de Producción del campo (Teoría de Hubbert), y a partir de esta etapa cada barril se hace progresivamente más caro de extraer hasta superficie.

significativamente la producción de agua es la Separación de Agua y Aceite en Fondo de Pozo (Downhole Oil-Water Separation - DOWS -).

En las secciones que se abordarán a continuación, se darán a conocer de forma general los fundamentos, condiciones, beneficios y limitaciones y riesgos de la separación de agua y aceite en fondo de pozo -DOWS-.

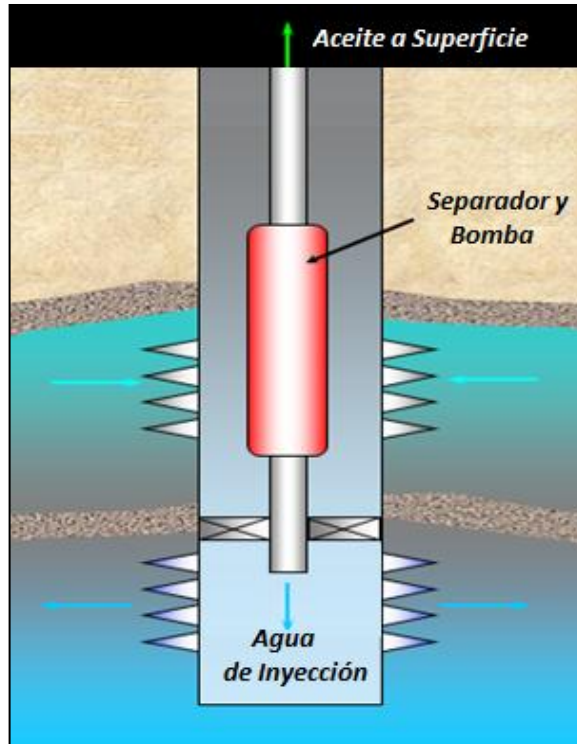
1.1. FUNDAMENTOS DE LA TECNOLOGÍA DOWS

La tecnología de separación de agua y aceite en fondo, conocida como DOWS, nació como solución a la alta producción de agua que presentaban algunos pozos en los años noventa; los grandes volúmenes de agua en superficie representaban altos costos en tratamiento y disposición. Esta opera separando el agua y aceite en el fondo del pozo, donde el agua separada se inyecta en otra zona del mismo pozo y el aceite es bombeado a superficie; dicho aceite contiene gotas de agua formando una emulsión, la cual es necesaria romper mediante tratamientos en las facilidades de producción.

DOWS consiste principalmente de dos sistemas, uno de separación y otro de bombeo e inyección. En la Figura 1 se muestra un esquema general de la tecnología en el fondo del pozo.

A la fecha, se han desarrollado cuatro tipos de sistemas de separación líquido/líquido en fondo: los separadores gravitacionales, los hidrociclones y las membranas de separación y una que todavía se encuentra en estudio: la separación por centrifugación. Estos deben ser combinados con un sistema de levantamiento artificial (SLA) para así completar el funcionamiento de la tecnología, hasta el momento se han aplicado a cuatro diferentes: Bombeo Mecánico (Rod Pump), Bombeo Electro-sumergible (ESP, Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP) y Gas Lift.

Figura 1. Esquema general de DOWS en fondo de pozo.



Fuente: New Paradigm Engineering LTD². Modificada.

Los separadores gravitacionales toman ventaja de la separación gravitacional que ocurre en el anular entre el tubing y el casing por parte del aceite y del agua.³ Debido a la diferencia de densidades que poseen ambos fluidos, durante este proceso el aceite se acumula arriba y por supuesto, el agua se acumula en la parte de abajo de la columna hidrostática, proceso controlado por la Ley de Stokes. La tecnología DOWS por separadores gravitacionales toma ventaja de este proceso, pues posee una válvula en la parte inferior del sistema, por la cual se permite el ingreso del agua que será inyectada, y otra válvula en la parte superior que recibe el aceite y lo bombean a superficie; este tipo de separador es usado comúnmente con el Bombeo mecánico.

² Presentación en format digital, disponible en: <http://www.newparadigm.ab.ca/Lib/Paradigms.html>

³ OGUSINA, O. O y WIGGINS, M. L. A Review of Downhole Separation Technology. SPE 94276.

La separación en los hidrociclones ocurre debido a la diferencia entre la fuerza centrífuga generada por el fluido mientras va girando y la fuerza de arrastre que tienen las gotas⁴; dependiendo del diseño del separador, es posible tener altas fuerzas centrífugas que permitirían una mayor efectividad en el proceso. El fluido entra por el tope del hidrociclón, el cual le imprime el movimiento, el agua por tener mayor densidad se mueve hacia el costado y cae para así ser inyectada, y el aceite se ubica en el medio y luego sube para posteriormente a la superficie a través del tubing.

Los otros tipos de separadores poseen desventajas en eficiencia de separación, complejidad, costo y muchas limitaciones; las membranas de separación consisten en una filtración de componentes mediante el uso de polímeros semipermeables que permiten el paso de algunas moléculas del fluido por sus diminutos poros. Lo esperado con este sistema es producir hidrocarburo libre de agua. El aceite y el agua que se produce e inyecta, respectivamente, son en realidad emulsiones, es decir, el aceite que llega a superficie posee gotas pequeñas de agua, y el agua que es reinyectada en la zona de disposición posee gotas pequeñas de aceite. A la fecha, existen dos tipos de membranas de separación:

- Membranas de Osmosis Inversa: Los polímeros semipermeables utilizados en este tipo de membranas tienen los poros más pequeños que existen en este tipo de tecnología, por lo tanto, es necesaria mucho más presión para que el fluido en interés atraviese sin inconvenientes.
- Membranas de Microfiltración: Estas membranas poseen polímeros con poros más grandes, por lo tanto, es necesaria menos presión.

⁴ OGUSINA, O. O y WIGGINS, M. L. A Review of Downhole Separation Technology. SPE 94276.

1.2. CONDICIONES PARA LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DOWS

Para Ogusina y Wiggins⁵, existen diferentes condiciones que los yacimientos y los pozos deben cumplir para la aplicación de la tecnología DOWS, las cuales serán nombradas a continuación:

- **Alto corte de agua**

Se recomienda el uso de la tecnología en pozos con un corte de agua alto, pues el fin inicial al crear DOWS es disminuir la producción excesiva de agua en los pozos.

- **Presencia de una zona de inyección adecuada**

Esta condición es de las más importantes, pues es necesario que la zona de inyección tenga suficiente permeabilidad y porosidad para recibir sin problemas el agua que se va a inyectar en ella. La producción e inyección ocurren simultáneamente y sin parar, por lo tanto, el agua entrará continuamente en la formación. En algunos casos será necesario realizar reperforaciones y en las zonas de inyección algunas estimulaciones como acidificación o fracturamiento hidráulico.

- **Localización de la zona de inyección**

Es necesario que la zona de inyección de agua esté aislada de la zona de producción, aunque eso no implica que no pueda ser en la misma formación. Cuando no se tiene suficiente espacio entre ellas, es posible que el agua inyectada migre hacia la zona de producción, es decir, que dicha agua recircule, generando así que la tasa de aceite disminuya considerablemente pues en algún

⁵ OGUSINA, O. O y WIGGINS, M. L. A Review of Downhole Separation Technology. SPE 94276.

momento la columna de fluidos estaría formada principalmente con agua, produciendo así este fluido en mayor proporción.

- **Compatibilidad entre el agua de producción y la zona de inyección**

Cuando se tienen pozos en los cuales la zona de inyección no es compatible con el agua que será inyectada, generalmente, se presentan precipitaciones de inorgánicos como escapas o incrustaciones que terminaría forzando y dañando el sistema mediante taponamientos y/o corrosión. Por lo tanto, en la mayoría de los casos se realiza una prueba de compatibilidad entre las aguas para evitar la presencia de este tipo de problemas.

- **Gravedad API del aceite**

La tecnología DOWS no funciona correctamente con aceites pesados, debido a que su densidad es muy cercana a la del agua, dificultando así realizar la separación correctamente. Además este tipo de aceite tiene preferencia a formar emulsiones con el agua, las cuales serán fuertes y difíciles de separar en fondo.

- **Integridad del pozo**

Es necesario que la zona de inyección esté cementada correctamente y que el casing no tenga ningún problema, con el fin de evitar fugas en fondo y la recirculación del agua a la zona de producción.

- **Formaciones no consolidadas**

Pozos con alta producción de arena no son recomendados para la instalación de la tecnología de separación de agua y aceite en fondo, puesto que dicha arena taponaría el sistema interrumpiendo su correcta operación.

1.3. BENEFICIOS DE LA TECNOLOGÍA DOWS

Inicialmente, el beneficio buscado al crear la tecnología de separación de agua/aceite en fondo de pozo (DOWS) era disponer del agua de producción de forma diferente y más económica a las habituales; dicha tecnología brinda otros beneficios que aunque se consideran adicionales, son de gran importancia y deben ser tenidos en cuenta para su aplicación en cualquier proyecto.

A continuación se describen los beneficios adicionales brindados por la tecnología DOWS clasificados en: Beneficios económicos, ambientales y en el yacimiento y el pozo.

1.3.1. Beneficios económicos

En todo proyecto de la industria petrolera lo más importante a la hora de tomar una decisión con respecto a la implementación de una tecnología o del uso de algún proceso en los pozos, es la rentabilidad, es decir, la diferencia entre los ingresos y egresos que dicha tecnología o proceso brinda durante su implementación.

La tecnología DOWS ofrece varios beneficios y ventajas económicas con respecto a la producción de pozos que operan de forma convencional, entre estos beneficios se consideran como principales el aumento de la producción de aceite y la disminución de los costos en tratamiento y disposición del agua de producción, pero se tienen otros que aunque son de menos importancia también son necesarios nombrarlos.

- **Aumento de la producción de aceite**

Cuando la tecnología DOWS es utilizada en pozos que fueron seleccionados correctamente, el aumento de la producción de aceite es inminente y ocurre de forma diferente dependiendo del caso. A continuación se nombrarán 4 casos muy comunes en pozos de todo el mundo:

Cuando la producción de algunos pozos está limitada por la capacidad del manejo del agua que tienen las facilidades de superficie, lo cual no permite que los pozos operen a la presión máxima permitida, al implementar DOWS, la producción de agua disminuye considerablemente, lo cual permite que el pozo opere a su máxima capacidad llevando a superficie aceite en mucha mayor proporción.

Algunos campos se encuentran limitados por el suministro de energía eléctrica, utilizada principalmente en los sistemas de levantamiento artificial, pues gran cantidad de dicha energía se usa para levantar el agua de producción. La implementación de DOWS disminuye el agua en superficie, lo cual implica menos energía implementada para su levantamiento. Para este tipo de pozos, Suarez afirma: *“En esos casos, un incremento en la producción de petróleo puede ser generado si la potencia requerida para inyectar agua es menor que la potencia para levantar el agua a superficie”*⁶.

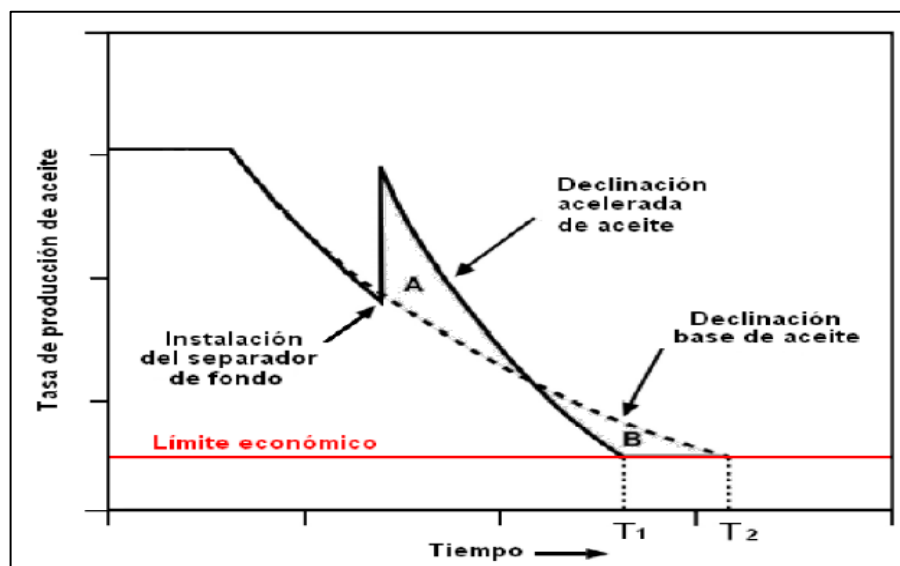
Cuando se tienen pozos los cuales están cerrados porque su alta producción de agua no permite que sea rentable su operación, es posible implementar DOWS, el cual reactivará el pozo y aumentará considerablemente su producción puesto que inicialmente era nula. Existe otro caso no muy común en el cual uno o varios pozos están cerrados debido a la distancia entre estos y las facilidades de superficie, su alta producción de agua y su baja producción de aceite no justifica el

⁶ SUAREZ, S., et al. Feasibility of Downhole Oil/Water Separation and Reinjection in the GOM. SPE 57285.

uso de carrotanques para el transporte de los fluidos; al usar DOWS en dichos pozos, es posible su reactivación.

Según Blanco y Davies⁷, cuando se utiliza la separación en fondo es posible alcanzar el límite económico con un tiempo mucho menor, en comparación a un sistema de levantamiento convencional. A tiempos tempranos en la vida de un yacimiento, utilizar la tecnología DOWS aumenta significativamente la producción de aceite y luego se presenta una declinación que permite que se llegue al límite económico con anterioridad. En los casos en que se implementa la tecnología en yacimientos cercanos a su límite económico, se observa un comportamiento parecido al del caso anterior. En la Figura 2 y 3, se muestra dicho comportamiento observado por los investigadores en su experiencia.

Figura 2. Tasa de producción vs Tiempo, en pozo con DOWS y con sistema de levantamiento convencional a tiempos tempranos de la vida del yacimiento.

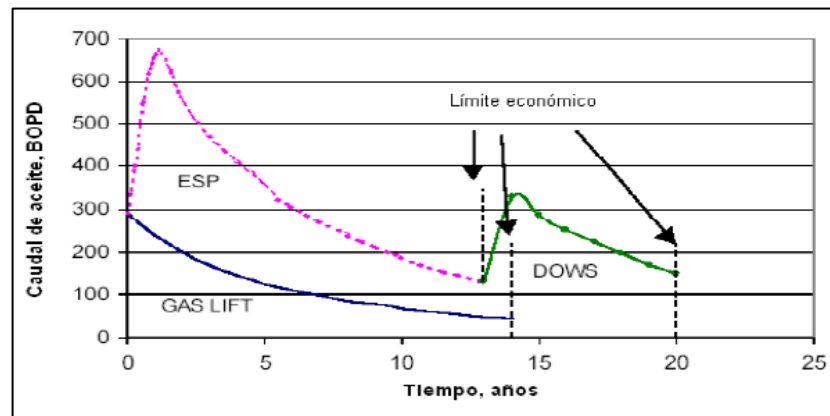


Fuente: BLANCO, A., et al. Technical and Economical application Guidelines for Downhole Oil/Water Separation Technology. Modificada.

⁷ BLANCO, A. E., DAVIES, D. R.; Technical and Economic Application Guidelines for Downhole Oil-Water Separation Technology. SPE 67182.

En la figura 2 se observa que al utilizar la tecnología DOWS en los inicios de la producción de un pozo, es posible aumentar de forma considerable la producción de aceite, pero la declinación ocurriría de forma más acelerada, obteniendo así finalmente, llegar al límite económico con anterioridad. En la figura 3 se observa cómo es posible alargar el tiempo en el cual la operación de un pozo continúa siendo rentable, es decir, que llegue en mayor tiempo al límite económico.

Figura 3. Tasa de producción vs Tiempo, en pozo con DOWS y con sistema de levantamiento convencional a tiempos cercanos al límite económico.



Fuente: BLANCO, A., et al. Technical and Economical application Guidelines for Downhole Oil/Water Separation Technology. Modificada.

- **Disminución de los costos de las facilidades de superficie y sistemas de recolección**

En los pozos que operan de forma convencional la producción de agua aumenta diariamente, y en algunos de ellos habrá un momento en que la capacidad de las facilidades de superficie no será suficiente para el tratamiento y manejo de dicha agua producida. Cuando esto ocurre, será necesario ampliar principalmente las líneas de flujo, los tanques para los tratamientos y las piscinas de recolección y almacenamiento de agua; la implementación de DOWS, al disminuir la producción

de agua, a su vez, disminuye los gastos en las facilidades de superficie de dichos pozos, pues no será necesario aumentar su capacidad.

La disminución de los gastos no se ve reflejada al realizar un cambio en las dimensiones de los tanques, de las líneas de flujo o de las piscinas, pero el hecho de instalar nuevos equipos o elementos implica nuevos gastos y en realidad no serían necesarios si se aplica DOWS.

- **Disminución del consumo de químicos**

Tanto el pozo como las facilidades de superficie deben ser tratados de diferentes formas para evitar así la presencia de daños mecánicos en el sistema de producción. El uso de químicos es una constante en todos los pozos a nivel mundial, ya sea para evitar la corrosión, para impedir la deposición de inorgánicos, para romper las emulsiones o para otro tipo de problemas. Entre los químicos más utilizados, se tienen: los inhibidores de corrosión, los inhibidores de escamas o incrustaciones y los desemulsificantes. En pozos en los cuales se producen altos volúmenes de agua, el dinero invertido para el uso de dichos químicos es considerablemente alto; al implementar la tecnología DOWS, como se ha dicho repetidamente, la producción de agua disminuirá, lo cual reduce a su vez los gastos en químicos para su tratamiento a través del sistema de producción.

- **Disminución de costos ambientales**

Como sucede en los pozos convencionales, un incremento en la producción de agua que ocurre en cada pozo al transcurrir el tiempo implica más contaminación ambiental a la hora de disponer de dicho fluido, ya sea en superficie o en el subsuelo. Cuando esto ocurre, los costos relacionados con la disposición del agua aumentan, lo cual no es rentable para ninguna empresa; al implementar DOWS,

los niveles de producción de agua se disminuyen y luego se estabilizan, lo cual asegura a la empresa menores costos ambientales⁸.

Otro beneficio económico a tener en cuenta, consiste en la reducción de los impuestos debido a la emisión de gases. La producción de altos volúmenes de agua implica que cuando se realicen procedimientos térmicos en superficie, como la estabilización de la corriente de crudo⁹, se liberen grandes cantidades de gases contaminantes como CO₂ o H₂S; por supuesto, al implementar DOWS dichos gases son liberados, pero en bajas proporciones, disminuyendo así los impuestos pagados por la liberación de dichos gases.

- **Menor inversión en pozos de inyección**

Existen algunos pozos en los cuales la producción de agua se considera tan excesiva que su operación deja de ser rentable, estos pozos generalmente son convertidos a inyectoros y ésta es una de las soluciones más utilizadas en la industria de los hidrocarburos, pero esto implica la instalación de bombas de inyección, líneas de alta presión, entre otros elementos, y de gasto de mayor energía, es decir, una nueva inversión; al implementar DOWS, se realizaría también una inversión pero con ganancias considerables, evitando así la adecuación de estos pozos a pozos inyectoros.

1.3.2. Beneficios ambientales

Aunque en toda inversión monetaria como la de la industria petrolera, lo más importante son las ganancias, no se deben dejar sin considerar otros factores relevantes como lo es el medio ambiente. DOWS es una tecnología que tiene en

⁸ SHAW, C., et al. Economics of Downhole Oil-Water Separation. A case History and Implications for the North Sea, SPE 50618.

⁹ SUAREZ, S., et al. Feasibility of Downhole OilWater Separation and Reinjection in the GOM. SPE 57285.

cuenta dicho factor, y posee grandes beneficios y ventajas con respecto a la producción de pozos de forma convencional; aunque algunos de estos beneficios ya fueron nombrados, no se ha explicado de qué forma ayudan al ambiente.

- Como se dijo anteriormente, el agua que es producida generalmente es vertida en cuerpos de agua, ya sean subterráneos o superficiales, como acuíferos, ríos, lagos, entre otros; al disminuir la cantidad de agua debido a la instalación de DOWS, la contaminación por dicha deposición disminuye considerablemente. En algunos casos, esos cuerpos de agua son fuentes potables para el consumo humano y evitar su contaminación es uno de los grandes beneficios ambientales de la tecnología.
- Las fugas y derrames son una constante en pozos que no controlan su alta producción de agua, esto ocurre ya sea en las facilidades o en la tubería de producción. La tecnología evita que ocurran estos problemas; en las facilidades, la capacidad de los tanques será mayor a la necesaria debido a la cantidad de fluidos que llegará a superficie, por lo tanto a menos que haya una catástrofe o un error humano en el diseño u operación, los derrames no sucederán. Las fugas ocurren durante la producción, a través del casing, contaminando acuíferos o el mismo yacimiento en zonas incompatibles; la tecnología DOWS brinda un menor riesgo de contaminación debido a la poca cantidad de agua que atraviesa el sistema de producción.
- Dentro de los beneficios económicos, se nombró la disminución del consumo de químicos y dicha mejoría no se considera sólo económica sino también ambiental. Cuando se inyectan químicos en los procesos para separar emulsiones o para tratar el agua se contamina de una u otra forma el medio ambiente, por lo tanto, al disminuir el uso de ellos, debido a la instalación de DOWS, disminuye el riesgo de contaminar y de afectar tanto la salud de las personas que los utilizan como el medio ambiente.

- Previamente, se mencionó que en procesos térmicos para la separación de emulsiones se produce la liberación de gases contaminantes como CO₂ o H₂S; la disminución de la emisión de estos gases, debido a la instalación de la tecnología DOWS en diferentes pozos, beneficia considerablemente al medio ambiente pues estaría menos expuesto a estos tóxicos.

1.3.3. Beneficios en el Yacimiento y el Pozo

Los beneficios a nivel de yacimiento los especifica Suarez¹⁰, al afirmar:

“La reinyección en la formación productora proporciona los siguientes beneficios: mantenimiento de la presión de la formación productora, el barrido potencial de petróleo adicional fuera de la zona bypassada, aislada o de porciones subyacentes de la formación y el mantenimiento de las presiones de inyección a un diferencial relativamente consistente a la presión de producción.”

A nivel de pozo se presentan otros beneficios como:

- Disminución de la corrosión en la tubería de producción y las líneas de flujo; esto ocurre debido a la menor presencia de agua, que implica que las tuberías no estén en contacto con altas cantidades de dicho fluido, brindándoles así un mayor tiempo de vida útil.
- Se disminuye la posibilidad de presentarse la depositación de inorgánicos y la formación de hidratos en el pozo, debido a la producción de poca cantidad de agua a través de él.

¹⁰ SUAREZ, S., et al. Feasibility of Downhole Oil/Water Separation and Reinjection in the GOM. SPE 57285.

- Al separar e inyectar el agua en el fondo, el peso de la columna hidrostática disminuirá, lo cual permite que la tasa de flujo de aceite a través del pozo aumente.

1.4. LIMITACIONES Y RIESGOS DE LA TECNOLOGÍA DOWS

Dentro de las limitantes y los diferentes problemas que se pueden generar al implementar la tecnología DOWS es menester mencionar:

- Los costos de inversión en la compra de la tecnología resultan ser más elevados en comparación con la implementación de un sistema de levantamiento artificial convencional¹¹.
- El mantenimiento del equipo resulta ser más complicado y requiere de personal capacitado y especializado en esta. Las labores de workover resultan ser más costosas y más extenuantes debido a la complejidad del sistema.
- La zona de inyección para disponer al agua debe estar completamente aislada y presentar buena inyectividad, de lo contrario las presiones operacionales de las bombas serían muy altas, provocando así un desgaste de éstas.
- La tecnología es apropiada para pozos que tengan altos cortes de agua, viscosidad baja del aceite, buena gravedad API del hidrocarburo, baja producción de arena, baja producción de gas libre y un tamaño de casing adecuado para la disposición del equipo.
- El contenido de sólidos en el agua debe ser muy bajo, debido a que puede causar corrosión del equipo, disminuyendo su vida útil. Además se pueden

¹¹ SCARAMUZZA, J. L., et al. Dowhole Oil/Water Separation System – Field Pilot – Secondary Recovery Application Project. SPE 69408.

formar escamas y taponamientos en el casing y en la zona de inyección para disponer del agua.

- El contenido de aceite en el agua a la hora de la inyección debe ser muy bajo (entre 10 y 200 ppm), de lo contrario puede dañar gravemente la zona inyectora si esta no tiene saturación de aceite residual.
- Si la inyección del agua se realiza en una zona muy cercana a la de producción, se puede dar recirculación del agua.
- Las emulsiones muy fuertes y la presencia de gas implican una menor eficiencia en el proceso de separación.
- La indebida selección del pozo candidato (screening), un diseño inapropiado de la tecnología y mala selección de la zona inyectora generarán resultados totalmente negativos.
- La inestabilidad del precio del petróleo, las políticas o normatividades legales de la tecnología pueden restringir su implementación.
- Las fallas humanas por falta de capacitación o descuido general son un riesgo que afectan notablemente la tecnología DOWS.

2. SISTEMA BOMBEO MECÁNICO-DOWS

La combinación entre la separación de agua y aceite en fondo de pozo y el bombeo mecánico se considera como un sistema completo, el cual ha sido estudiado y desarrollado de diferentes formas, creándose así varios tipos de tecnologías que fueron aplicadas a diferentes pozos en todo el mundo. Para conseguir los mejores resultados a la hora de aplicar las tecnologías se considera indispensable realizar una buena selección de los pozos teniendo en cuenta un screening que indica los parámetros más importantes y críticos que limitan su aplicación.

Los tipos de tecnologías DOWS – BM y los casos reportados a nivel mundial son los temas que se desarrollarán en el presente capítulo.

2.1. TIPOS DE TECNOLOGÍAS BOMBEO MECÁNICO-DOWS

Actualmente, en la industria de los hidrocarburos se han creado y patentado diferentes tecnologías para realizar la separación en fondo, y a la fecha sólo dos han sido combinadas junto con el bombeo mecánico: los separadores gravitacionales y los hidrociclones.

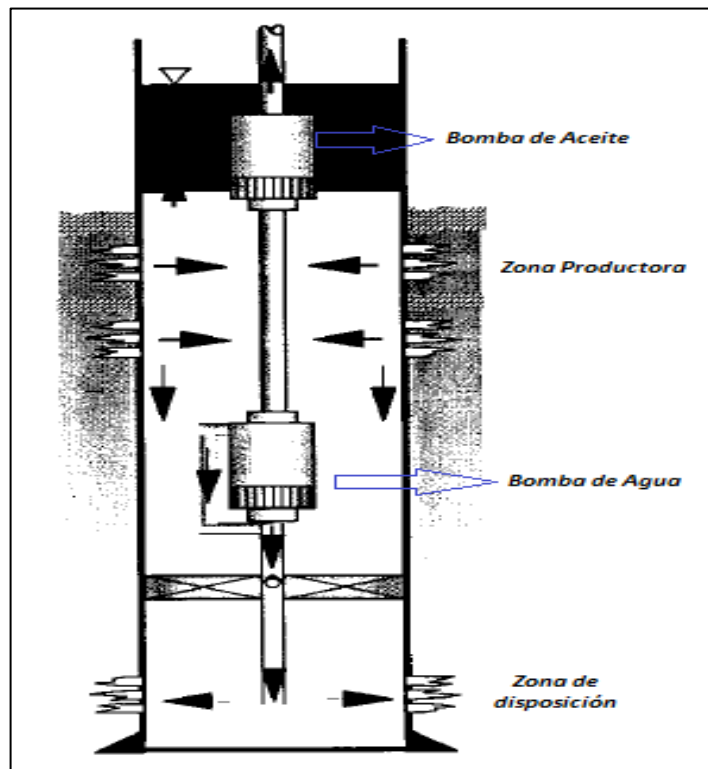
2.1.1. Separadores Gravitacionales

Como se ha dicho anteriormente, los separadores gravitacionales constituyen una tecnología que toma ventaja ante la separación por gravedad que ocurre en el anular tubing/casing por parte del aceite y del agua¹². Debido a la diferencia de densidades existente entre ambos fluidos, en el anular, el aceite se acumula en la parte superior y por supuesto, el agua se acumula en la parte inferior de la columna hidrostática (proceso controlado por la Ley de Stokes). La tecnología

¹² OGUSINA, O. O y WIGGINS, M. L. A Review of Downhole Separation Technology. SPE 94276.

DOWS por separadores gravitacionales utiliza este proceso como elemento principal para su funcionamiento, pues posee una entrada en la parte inferior del sistema, por la cuál se permite el ingreso del agua que será inyectada, y una entrada en la parte superior que recibe el aceite y lo bombea a la superficie. Los separadores gravitacionales son usados en pozos con Bombeo mecánico (Rod Pump) como sistema de levantamiento artificial. En la Figura 4 se muestra un esquema para este tipo de sistema.

Figura 4. Esquema general de los Separadores Gravitacionales–DOWS.



Fuente: PEACHEY, B. R. Downhole Oil/Water Separation Moves into High Gear. Modificada.

2.1.1.1. Dual Action Pumping System (DAPS)

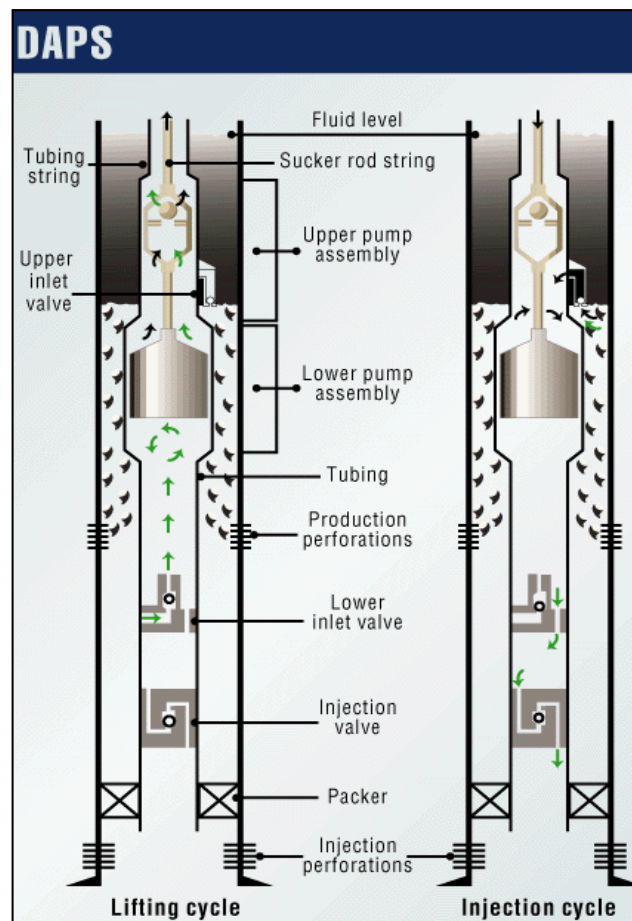
En 1995, Texaco y Dresser crearon la primera tecnología con este tipo de separadores, llamada Dual Action Pumping System (DAPS) y lo que la hace

especial es que fue la primera tecnología en la que se ubicaron las dos entradas de fluido que hacen parte del sistema, una en la parte superior para recibir el aceite y otra en la parte inferior para tomar el agua y disponerla en la zona de inyección.

- **Componentes del sistema DAPS**

En la Figura 5, se muestra una imagen detallada de algunas partes que componen el sistema DAPS y del funcionamiento en general de la tecnología.

Figura 5. Esquema de DAPS.



Fuente: Veil, J., Langhus, B., and Belieu, S. DOWS Reduce Produced Water Disposal Costs.

Dentro del sistema encontramos: una sarta de tubería (tubing string), una sarta de varillas (sucker rod string), la bomba superior que posee una válvula superior de entrada de fluidos, un émbolo, un barril y una válvula viajera, la bomba inferior que posee una válvula inferior de entrada de fluidos, un barril y una válvula de inyección; y finalmente un empaque, en algunos casos ubican una on-off tool en medio de la válvula inferior y la de inyección. Es necesario afirmar que se deben tener las perforaciones tanto de producción como de inyección para que la tecnología funcione correctamente.

- **Funcionamiento del sistema DAPS**

Es posible describir el funcionamiento de DAPS, distinguiendo dos procesos que ocurren durante su operación: el ciclo de producción (lifting cycle) y el ciclo de inyección (injection cycle).

I. Ciclo de Producción

Durante la carrera descendente (downstroke), la válvula viajera de la bomba superior se cierra y la válvula superior de entrada de fluidos se abre debido a que comienza a haber un espacio libre en el barril el cual ocurre por la bajada del émbolo y dicho espacio debe ser llenado por fluidos, en este caso aceite con pequeñas cantidades de agua, puesto que en el anular ya se dio la separación gravitacional y el fluido menos pesado se ubicaría a la entrada de la válvula superior; como la eficiencia de separación no es del 100%, a la bomba superior entran pequeñas cantidades de agua.

Durante la carrera ascendente (upstroke), el émbolo se encarga de empujar hacia arriba el petróleo con gotas de agua, abriendo así la válvula viajera y permitiendo que los fluidos puedan ser bombeados a superficie; se asegura que los fluidos no regresen al anular porque la válvula de entrada superior es una standing valve, la

cual funciona como una válvula cheque que permite flujo en una sola dirección, en este caso, hacia adentro de la bomba.

II. Ciclo de inyección

Durante la carrera ascendente, el agua con pequeñas partículas de petróleo entra a la bomba inferior a través de la válvula inferior de entrada de fluidos, permitiendo que se depositen en barril. Durante la carrera descendente, el émbolo empuja hacia abajo los fluidos y pasan a través de la válvula de inyección para que así sean introducidos en los perforados. Al igual que en el ciclo de producción, en este ciclo también se asegura que los fluidos que se encuentran dentro del barril no se regresen al anular gracias a que la válvula de entrada inferior también es una standing valve.

Todo el proceso de operación del sistema DAPS se presenta dentro de la sarta de tubería, es decir, las entradas superior e inferior de fluidos de las bombas van conectadas directamente al anular, espacio entre ésta y el casing donde ocurre la acumulación y separación del agua y el aceite; a su vez se tiene una sarta de varillas que se encarga de conectar todo el sistema dentro del tubing, tanto de ambas bombas como de la bomba superior a superficie; el empaque cumple la función de aislar la zona productora y la zona inyectora dentro del pozo, para así evitar que se mezclen los fluidos y sea efectiva tanto la producción como la inyección. Y finalmente, una On-Off tool, es una herramienta opcional dentro del diseño del pozo y cumple la función de acoplamiento o desacoplamiento del BHA, es decir, en caso tal que se requiera retirar las herramientas del fondo, con ésta es posible hacerlo desde la profundidad en la que está ubicada hacia arriba; su instalación depende de la confiabilidad hacia el sistema DAPS y del dinero que se tiene para invertir en el proyecto.

Como se observa en la figura, el sistema de subsuelo de DAPS es una modificación de lo que es un Bombeo Mecánico, la diferencia radica en la segunda bomba y en la fuerza de compresión que sufren las varillas, es decir, en un diseño normal, las varillas están diseñadas para resistir sólo una fuerza de tensión debido al peso de los fluidos dentro de la bomba cuando se está en la carrera ascendente, pero, en el caso de este tipo de DOWS, las varillas también sienten una fuerza de compresión durante la carrera descendente, pues en esta se está inyectando el agua en la zona de disposición. Como solución a este problema, se instalan las últimas varillas ubicadas antes de llegar a la bomba superior de un material más pesado, según Stuebinger¹³, el material recomendado es plomo.

- **Limitaciones del sistema DAPS**

La tecnología DAPS presenta algunas limitaciones, entre las cuales se tienen¹⁴:

- a. Capacidad de flujo baja.
- b. No manejan eficientemente el gas natural o los finos.
- c. Requieren zonas de inyección con alta porosidad y permeabilidad.
- d. Necesita suficiente espacio vertical entre las zonas de producción en inyección para permitir suficiente separación gravitacional.
- e. El equipo requiere la instalación revestimientos o casing de 4 ½ pulgadas o más anchas.

2.1.1.2. Triple Action Pumping System (TAPS)

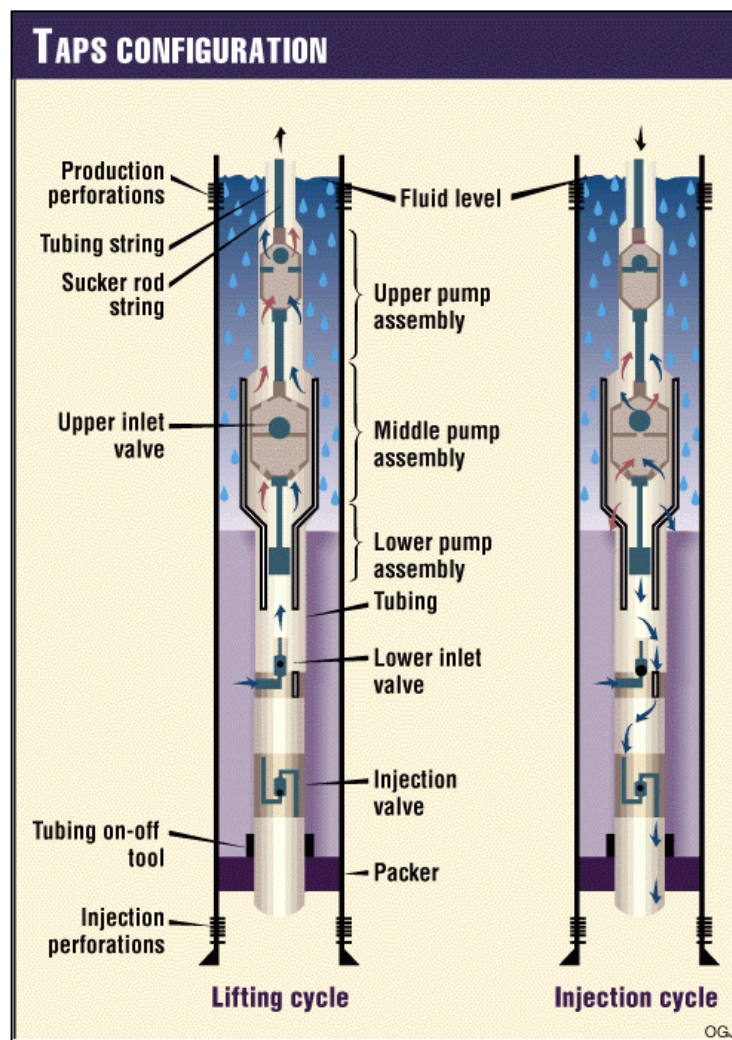
Luego de analizar resultados de los pozos en los que se instaló DAPS, se observó que en yacimientos con baja permeabilidad la tecnología no daba buenos resultados, por lo tanto, Texaco en 1998 inventó un nuevo sistema al que llamó

¹³ STUEBINGER L. Y.

¹⁴ OGUSINA, O. O y WIGGINS, M. L. A Review of Downhole Separation Technology. SPE 94276.

Triple Action Pumping System (TAPS). TAPS puede ser utilizada cuando las formaciones de inyección requieren altas presiones debido a su permeabilidad; lo que hace especial este sistema es la adición de una nueva válvula en la parte inferior que permite inyectar el agua a grandes presiones. En la Figura 6, se muestra una imagen detallada de las piezas que componen el TAPS y de su funcionamiento.

Figura 6. Esquema de TAPS.

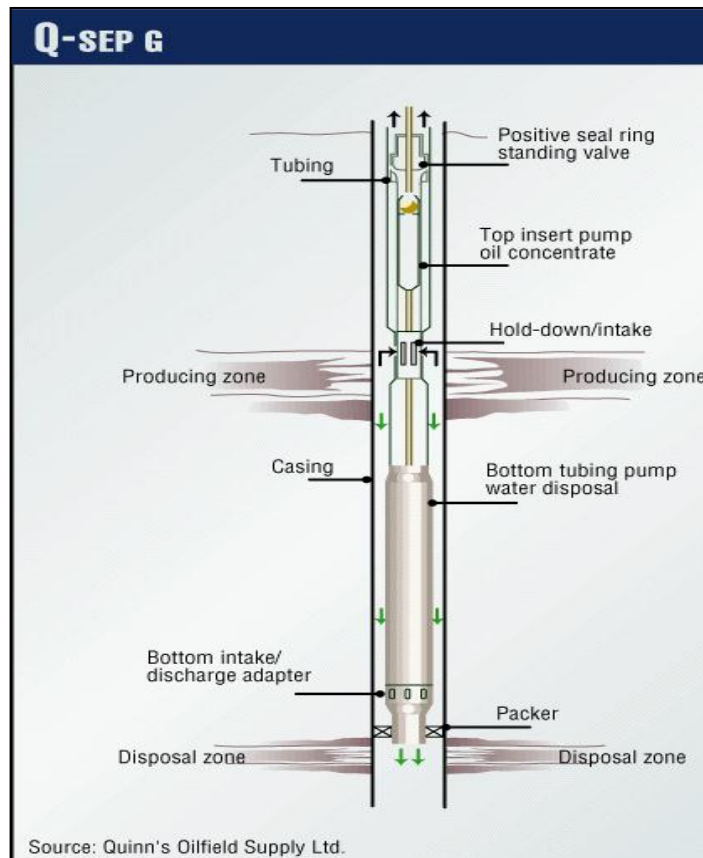


Fuente: Oil and Gas Journal: "Test proves out triple-action pump in downhole separation".

2.1.1.3. Q-Sep G

La empresa Quinn Oilfield Supply Ltd. también creó su propio separador gravitacional en fondo y lo llamó Q-SEP G. “Este sistema es diseñado para evadir la tensión de compresión experimentada por la sarta de varillas en el sistema DAPS debida a la presión de inyección. Este sistema proporciona una doble operación de levantamiento de hidrocarburo e inyección de agua en el upstroke mientras lleva a cabo una separación gravitacional mejorada durante el downstroke”¹⁵. En la Figura 7, se muestra un esquema del separador Q-SEP G.

Figura 7. Esquema de Q-SEP G.



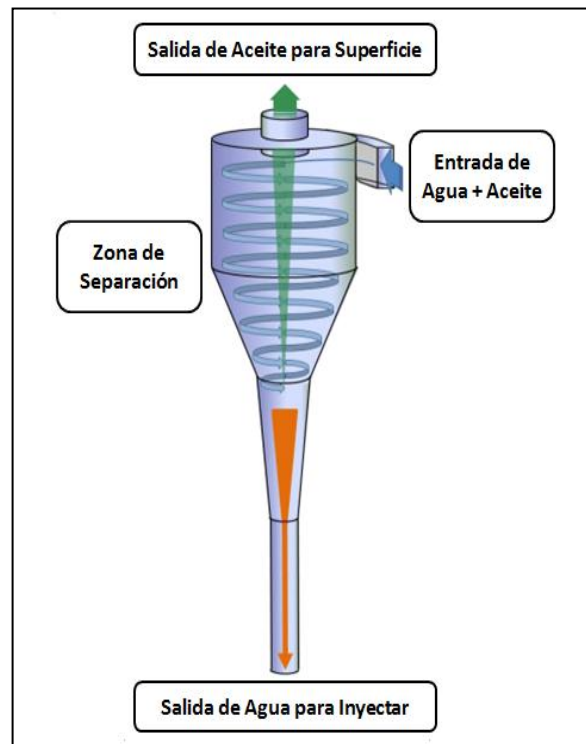
Fuente: Veil, J., Langhus, B., and Belieu, S., “DOWS Reduce Produced Water Disposal Costs”.

¹⁵ OGUSINA, O. O. y WIGGINS, M. L. A Review of Downhole Separation Technology. SPE 94276.

2.1.2. Separación con hidrociclones

Los hidrociclones se crearon como un mecanismo de separación del agua y del aceite en superficie, y su uso como un equipo de facilidades tiene una amplia cobertura a nivel mundial actualmente. Fue hasta 1994 que se empezó a utilizar este tipo de tecnología para la separación en fondo. Su uso se debe prácticamente a su geometría, que hace posible que los fluidos alcancen altas velocidades tangenciales y así es posible la separación de los mismos debido a la fuerza centrífuga y la diferencia de densidades. Además, su implementación tiene gran aceptación debido a que no tiene partes móviles, lo que lo hace eficiente y óptimo para las labores de separación de agua y aceite en fondo. En la figura 8 se puede apreciar el esquema general de un hidrociclón de fondo.

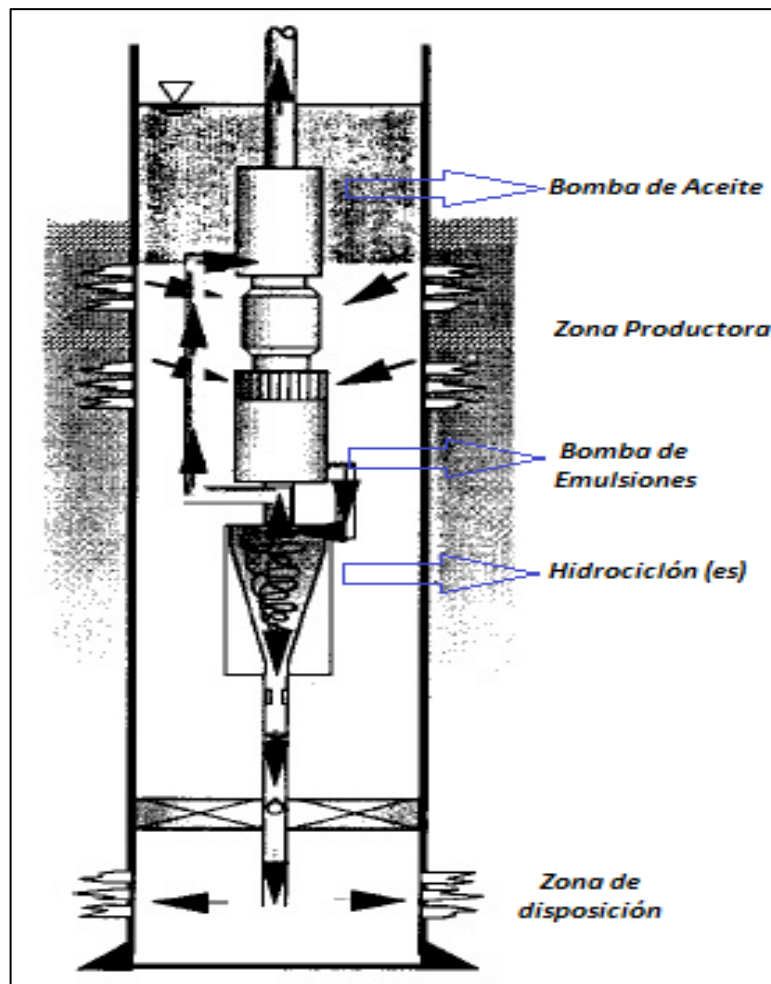
Figura 8. Esquema y funcionamiento de un hidrociclón.



Fuente: C-FER Technologies. Technology Creates Advantage. 2005.

La tecnología de separación con hidrociclones en fondo ha sido utilizada en combinación con varios sistemas de levantamiento artificial. Dentro de esas combinaciones se encuentran hidrociclones con Bombeo Electro-sumergible, con Bombeo por Cavidades Progresivas, con Gas Lift y con Bombeo Mecánico; en la figura 9, se observa un esquema general de un sistema Hidrociclón-DOWS.

Figura 9. Esquema general de un Sistema Hidrociclón-DOWS.

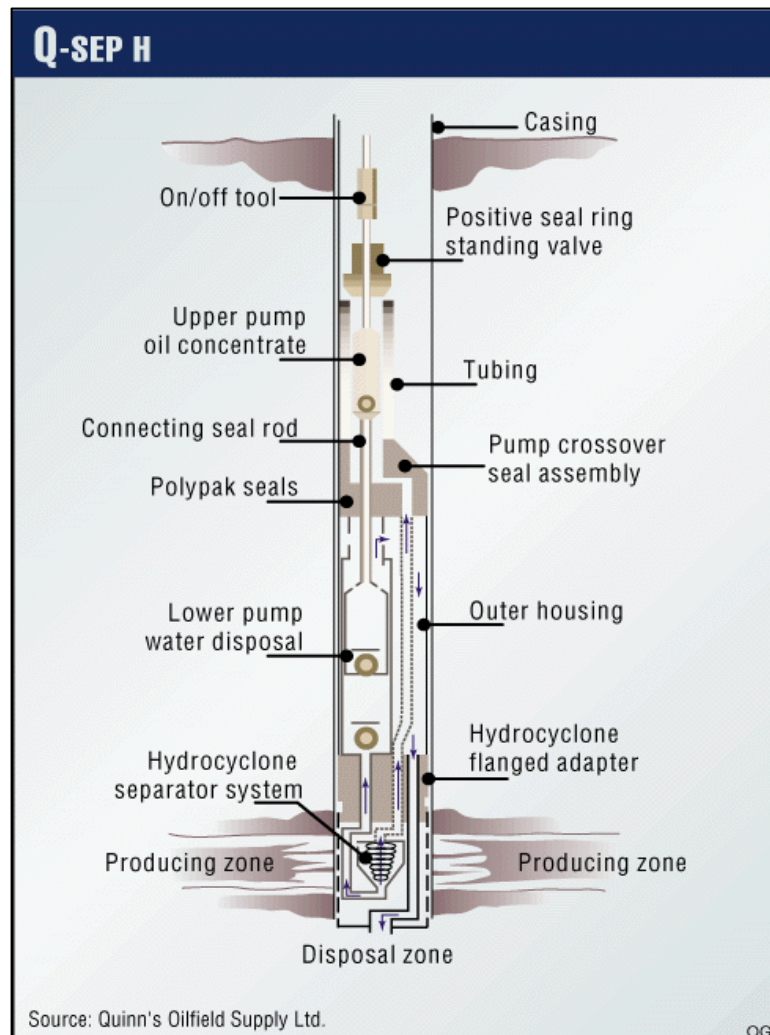


Fuente: PEACHEY, B. R. Downhole Oil/Water Separation Moves into High Gear. Modificada.

2.1.2.1. Q-Sep H

En 1998, la empresa Quinn Oilfield Supply Ltd. desarrolló un sistema Bombeo Mecánico - DOWS llamado Q-Sep H, en el cual se combinaba este sistema de levantamiento artificial con un hidrociclón, para así formar una tecnología muy completa y práctica. En la figura 10, se muestra un esquema general de esta tecnología.

Figura 10. Esquema de Q-Sep H.



Fuente: Veil, J., Langhus, B., and Belieu, S., “DOWS Reduce Produced Water Disposal Costs”.

Como se observa en la Figura 10, los fluidos provenientes del yacimiento al entrar al pozo llegan directamente al hidrociclón, el cual se encarga de separarlos, enviando el aceite hacia arriba para que así sea bombearlo por la bomba mecánica a superficie y el agua es enviada hacia abajo para que ésta sea reinyectada dentro del mismo pozo.

2.2. CASOS REPORTADOS

En el informe de Jhon A. Veil de 1999 se reportaron 37 instalaciones de DOWS en diferentes pozos en todo el mundo, de las cuales 16 eran separadores gravitacionales y 21 eran hidrociclones; pero en 2004 el mismo autor publicó un nuevo reporte en el cual da a conocer el número real de instalaciones: 59, de las cuales 19 corresponden a separadores gravitacionales, 39 a hidrociclones y 1 a un sistema de separación PCP-DOWS.

El objetivo de estudio son aquellos pozos en los cuales se instalaron los separadores gravitacionales, ya sea Dual Action Pumping System (DAPS), Triple Action Pumping System (TAPS) o Q-Sep G puesto que estas tecnologías son específicamente para pozos con Bombeo mecánico como sistema de levantamiento artificial. Es necesario decir que de las 39 instalaciones de hidrociclones ninguna era un Q-Sep H, por lo tanto este sistema no se tomará en cuenta durante el siguiente análisis.

Las instalaciones de separadores gravitacionales reportadas por Jhon A. Veil (ver Anexo 1) se encontraban ubicadas en Estados Unidos y Canadá, con 8 y 11 respectivamente. Como se ha dicho reiteradamente, el beneficio inicial buscado con esta tecnología es disminuir la producción de agua y en 16 de las 19 instalaciones esto ocurrió, en las otras 3 no se tienen datos al respecto; pero también es importante analizar el comportamiento de la producción de aceite en

los diferentes pozos, pues de una u otra forma dicho comportamiento afecta el resultado buscado con la aplicación de esta tecnología.

2.2.1. Casos con aumento en la producción de aceite

En 10 de las 19 instalaciones con separadores gravitacionales la producción de aceite aumentó, lo cual demuestra que si se realiza una buena selección de los pozos en los cuales se pretende aplicar la tecnología es posible obtener su excelente funcionamiento, viable tanto técnica como económicamente, y así lograr los mejores resultados; en la tabla 1 se muestran los casos reportados por Veil en los cuales ésto ocurrió.

Tabla 1. Pozos con aumento en la producción de aceite.

Operador y Nombre del Pozo	Tipo de DOWS	Producción (Barriles por día - bpd)		
		Aceite		
		Pre- DOWS	Post- DOWS	% Incremento
Texaco Dickson #17	DAPS	3	10	233
Chevron Shepard #65	DAPS	7	16,5	136
Talisman Energy Tidewater Parkman 4-27	DAPS	16	33	106
Texaco RMOTC 77 Ax20	DAPS	5	10	100
Talisman Energy Hayter	DAPS	25	32	28
Chevron PNB 14-20	DAPS	75	84	12
Petro Canada Unik 13-21	DAPS	8	10	25
Texaco Ingram	DAPS	15	26	73
Petro Canada E4-10-16	Q-Sep G	30	38	27
Renaissance Energy	Q-Sep G	13	18	38
	TOTAL	197	277,5	40,9

Fuente: Jhon A. Veil, “Downhole Separation Technology Performance - Relationship to Geology conditions”, 2004.

En la tabla anterior es posible observar un porcentaje de incremento promedio de la producción de aceite, teniendo en cuenta la cantidad producida antes y después

de la instalación de los separadores gravitacionales en los diferentes pozos, siendo 40,9% este valor.

2.2.2. Casos con disminución de la producción de aceite

En 6 de las 19 instalaciones la producción de aceite disminuyó, lo cual ocurrió por la inadecuada selección de los pozos, por la poca separación entre la zona productora e inyectora y por errores humanos. La mala selección de los pozos se vio reflejada en una mala separación ya sea por el pequeño tiempo de residencia que tenían los fluidos en el anular o por la baja gravedad API del crudo; la poca separación entre las zonas se reflejó en la recirculación del agua inyectada; y los errores humanos indican algunos daños que fueron cometidos durante operaciones de workover. En la tabla 2 se observan los casos reportados en los que la disminución de la producción de aceite ocurrió.

Tabla 2. Pozos con disminución de la producción de aceite.

Operador Y Nombre del Pozo	Tipo de DOWS	Producción (Barriles por día - bpd)		
		Aceite		
		Pre- DOWS	Post- DOWS	% Disminución
Richland Parkman 1-17	DAPS	20	15	25
Talisman Energy South Sturgeon	DAPS	27	26	4
Crestar Energy Ranchman Sylvan Lake 00/88	DAPS	25	2	92
Southward 11-13	DAPS	24,5	16	16
Texaco Bilbrey 30-Fed No. 5	TAPS	17	7	59
Renaissance Energy	Q-Sep G	50	37	26
	TOTAL	163,5	103	37

Fuente: Jhon A. Veil, "Downhole Separation Technology Performance - Relationship to Geology conditions", 2004.

En esta tabla es posible observar un porcentaje de disminución promedio de la producción de aceite el cual equivale a 37%, demostrando así que tanto el diseño como la selección de los pozos se hicieron de forma incorrecta.

2.2.3. Casos sin cambios en la producción de aceite

Si se analizan detalladamente, los casos en los que no varía la producción de aceite no indican que la tecnología haya funcionado de forma incorrecta pues el fin de la instalación de los separadores gravitaciones era disminuir la producción de agua, siendo el aumento de la producción de aceite un beneficio adicional al sistema. En la tabla 3 se observa el único caso reportado en el cual no hubo cambio de la producción de aceite.

Tabla 3. Pozos sin cambios en la producción de aceite.

Operador Y Nombre del Pozo	Tipo de DOWS	Producción (Barriles por día - bpd)		
		Aceite		
		Pre- DOWS	Post- DOWS	% Incremento
Texaco Salem #85-40	DAPS	6	6	0

Fuente: Jhon A. Veil, "Downhole Separation Technology Performance - Relationship to Geology conditions", 2004.

2.2.4. Casos con datos desconocidos de producción de aceite

En los reportes hechos por Veil se presentan dos pozos de los cuales no se conoce información acerca de su producción de aceite, es decir, no se sabe si aumentó, disminuyó o si se mantuvo igual, haciendo imposible un análisis de estos pozos.

Tabla 4. Pozos con cambio de la producción de aceite desconocida.

Operador Y Nombre del Pozo	Tipo de DOWS	Producción (Barriles por día - bpd)		
		Aceite		
		Pre- DOWS	Post- DOWS	% Incremento
Tristar	DAPS	35		
Texaco SU 1040	DAPS			

Fuente: Jhon A. Veil, “Downhole Separation Technology Performance - Relationship to Geology conditions”, 2004.

2.2.5. Casos con disminución de la producción de agua

La disminución del corte de agua y de su producción, es el motivo principal por el cual se instala la tecnología y los pozos en los que esto sucede se consideran como un índice para afirmar que la selección de ellos se hizo correctamente y que la tecnología funcionó de forma óptima. En la Tabla 5 es posible observar aquellos pozos con una disminución en el agua de producción.

Tabla 5. Pozos con disminución de producción de agua.

Operador Y Nombre del Pozo	Tipo de DOWS	Producción (Barriles por día - bpd)		
		Agua		
		Pre- DOWS	Post- DOWS	% Disminución
Texaco Dickson #17	DAPS	184	126	32
Talisman Energy Tidewater Parkman 4-27	DAPS	252	139	45
Texaco Salem #85-40	DAPS	655	150	77
Chevron Shepard #65	DAPS	269	127	53
Richland Parkman 1-17	DAPS	220	190	14
Texaco RMOTC 77 Ax20	DAPS	190	38	80
Talisman Energy Hayter	DAPS	250	25	90
Talisman Energy South Sturgeon	DAPS	932	179	81
Chevron PNB 14-20	DAPS	517	14	97
Petro Canada Unik 13- 21	DAPS	451	63	86

Operador Y Nombre del Pozo	Tipo de DOWS	Producción (Barriles por día - bpd)		
		Agua		
		Pre- DOWS	Post- DOWS	% Disminución
Tristar	DAPS	403	57	86
Crestar Energy Ranchman Sylvan Lake 00/88	DAPS	315	54	83
Texaco Bilbrey 30-Fed No. 5	TAPS	173	70	60
Petro Canada E4-10-16	Q-Sep G	470	61	87
Renaissance Energy	Q-Sep G	252	60	76
Renaissance Energy	Q-Sep G	441	36	84
	TOTAL	5974	1389	76,7

Fuente: Jhon A. Veil, "Downhole Separation Technology Performance - Relationship to Geology conditions", 2004.

Si se analiza el total de agua que se disminuyó en todos los pozos, es posible calcular que en promedio hubo una disminución del 76.7% del agua de producción, confirmando la buena selección realizada para instalar la tecnología.

2.2.6. Casos con datos desconocidos de producción de agua

En el reporte, Veil muestra 3 pozos de los cuales se desconoce si hubo un cambio o no en la producción de agua, por lo tanto no es posible determinar si su selección se hizo de forma correcta o si la tecnología operó de la forma esperada. En la tabla 6 se muestran estos 3 casos.

Tabla 6. Pozos con cambio de la producción de agua desconocida.

Operador Y Nombre del Pozo	Tipo de DOWS	Producción (Barriles por día - bpd)		
		Agua		
		Pre- DOWS	Post- DOWS	% Disminución
Texaco SU 1040	DAPS			
Texaco Ingram	DAPS		150	
Southward 11-13	DAPS	458		

Fuente: Jhon A. Veil, “Downhole Separation Technology Performance - Relationship to Geology conditions”, 2004.

2.2.7. Casos con aumento de producción de aceite y disminución de producción de agua

Cuando se realiza un excelente diseño de un pozo y se toman en cuenta las limitaciones que posee una tecnología y los criterios de selección del screening, es posible obtener los resultados que se tuvieron en estos pozos; en dichos casos, el funcionamiento de los sistemas de separación en fondo fue mucho mejor de lo esperado, gracias a que se disponía de excelentes zonas de disposición y a la gran eficiencia de separación ocurrida en el anular. En la tabla 7 se muestran estos casos.

Tabla 7. Pozos con aumento de producción de aceite y disminución de producción de agua.

Operador y Nombre del Pozo	Tipo de DOWS	Producción	Producción
		(Barriles por día - bpd)	(Barriles por día - bpd)
		% Disminución de Agua	% Incremento de Aceite
Texaco Dickson #17	DAPS	32	233
Talisman Energy Tidewater Parkman 4-27	DAPS	45	106
Chevron Shepard #65	DAPS	53	136

Operador y Nombre del Pozo	Tipo de DOWS	Producción	Producción
		(Barriles por día - bpd)	(Barriles por día - bpd)
		% Disminución de Agua	% Incremento de Aceite
Texaco RMOTC 77 Ax20	DAPS	80	100
Talisman Energy Hayter	DAPS	90	28
Chevron PNB 14-20	DAPS	97	12
Petro Canada Unik 13-21	DAPS	86	25
Petro Canada E4-10- 16	Q-Sep G	87	27
Renaissance Energy	Q-Sep G	76	38

Fuente: Jhon A. Veil, "Downhole Separation Technology Performance - Relationship to Geology conditions", 2004.

Si a estos pozos le anexamos el Texaco Salem #85-40 (con porcentaje de disminución de agua del 77% y porcentaje de aumento de aceite de 0%), se estarían nombrando los 10 pozos en los cuales la tecnología BM-DOWS funcionó correctamente pues se disminuyó la producción de agua y a su vez se mantuvo o se aumentó la producción de aceite, demostrando así una operación óptima de los sistemas de separación en fondo.

Ahora bien, si se calcula un porcentaje promedio de disminución, se obtiene que el 72.3% del agua de producción del total de los casos exitosos disminuyó, valor que será tomado en cuenta más adelante en el análisis económico.

2.2.8. Problemas presentados en los casos reportados

Según los casos reportados (ver Anexo 1) es posible determinar cuáles fueron los principales problemas presentados durante el tiempo en el cual los separadores

gravitaciones estaban instalados en los diferentes pozos. Los problemas más comunes fueron:

- Recirculación del agua inyectada debido a la poca distancia entre la zona productora y la zona inyectora.
- Zona de inyección taponada debido a la reinyección de agua junto con arena (arenamiento).
- Corrosión en la bomba y el tubing, causada por la gran cantidad de agua y arena.
- Errores humanos durante operaciones de Workover.
- Presencia de una alta producción de gas que no permite una buena separación de los fluidos.
- Poco tiempo de residencia que no permitía una buena separación entre el agua y el aceite.
- En algunos casos se retiró la tecnología porque los pozos fueron vendidos.

Al analizar estos problemas es posible afirmar que la desacertada decisión a la hora de seleccionar los pozos para la aplicación de la tecnología fue el principal inconveniente, pues no se tuvieron en cuenta parámetros muy importantes para su implementación como la producción de arena, la buena zona de disposición o inyección del agua separada y la presencia de altas cantidades de gas. En la tabla 8 se muestran comentarios hechos por Veil sobre algunos de los casos reportados, incluyendo los problemas presentados en varios pozos.

Tabla 8. Comentarios de los casos reportados.

Operador y Nombre del Pozo	Comentarios
Texaco Dickson #17	Cerrado
Texaco SU 1040	Se retiró rápidamente
Talisman Energy Tidewater Parkman 4-27	Problemas de corrosión en la bomba y tubing
Texaco Salem #85-40	Bombas dañadas por corrosión
Chevron Shepard #65	Ha funcionado bien
Richland Parkman 1-17	Inmediatamente luego de la instalación el pozo produjo 35 bopd y 160 bwpd.
Texaco RMOTC 77 Ax20	Durante workover se dañó la zona de inyección
Chevron PNB 14-20	Inestable y con gas pero DAPS funcionó bien
Petro Canada Unik 13-21	Después de 2 días dejó de funcionar
Crestar Energy Ranchman Sylvan Lake 00/88	Recirculación del agua
Southward 11-13	Poco tiempo de residencia, se reinyectó aceite
Texaco Bilbrey 30-Fed No. 5	Se vendió el pozo, se retiró TAPS
Petro Canada E4-10-16	Funcionó muy bien, se vendió
Renaissance Energy	Zona de inyección taponada
Renaissance Energy	Taponada con arena

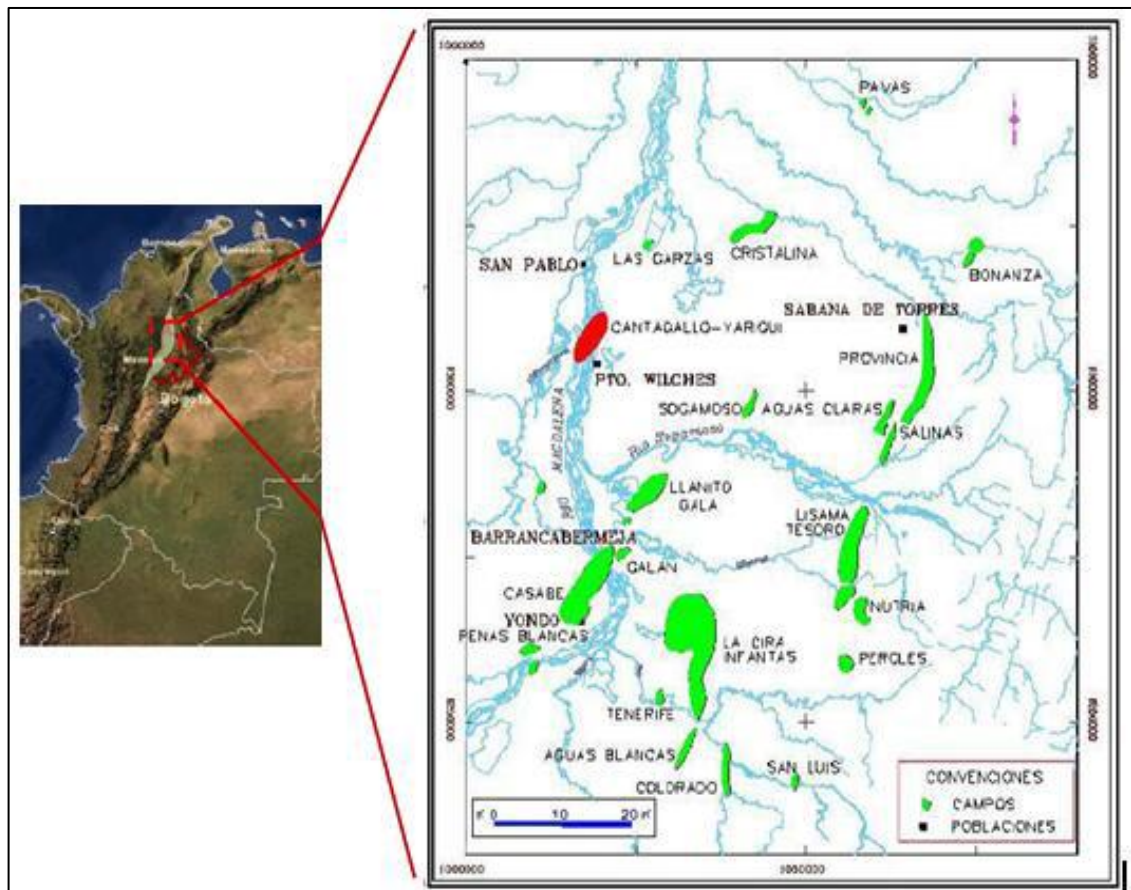
Fuente: Jhon A. Veil, "Downhole Separation Technology Performance - Relationship to Geology conditions", 2004.

3. GENERALIDADES DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO

3.1. LOCALIZACIÓN

El Campo Yariguí-Cantagallo se encuentra ubicado en la sección Noroccidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en territorio de los departamentos de Santander y Bolívar, entre las márgenes oriental y occidental del Río Magdalena. Este campo fue descubierto en 1943 con la perforación del pozo Cimitarra-2 (Cantagallo-2) en las arenas Cantagallo, B y C.

Figura 11. Localización geográfica del campo Yariguí-Cantagallo.



Fuente: ECOPETROL S.A.

3.2. GEOLOGÍA Y ESTRUCTURA

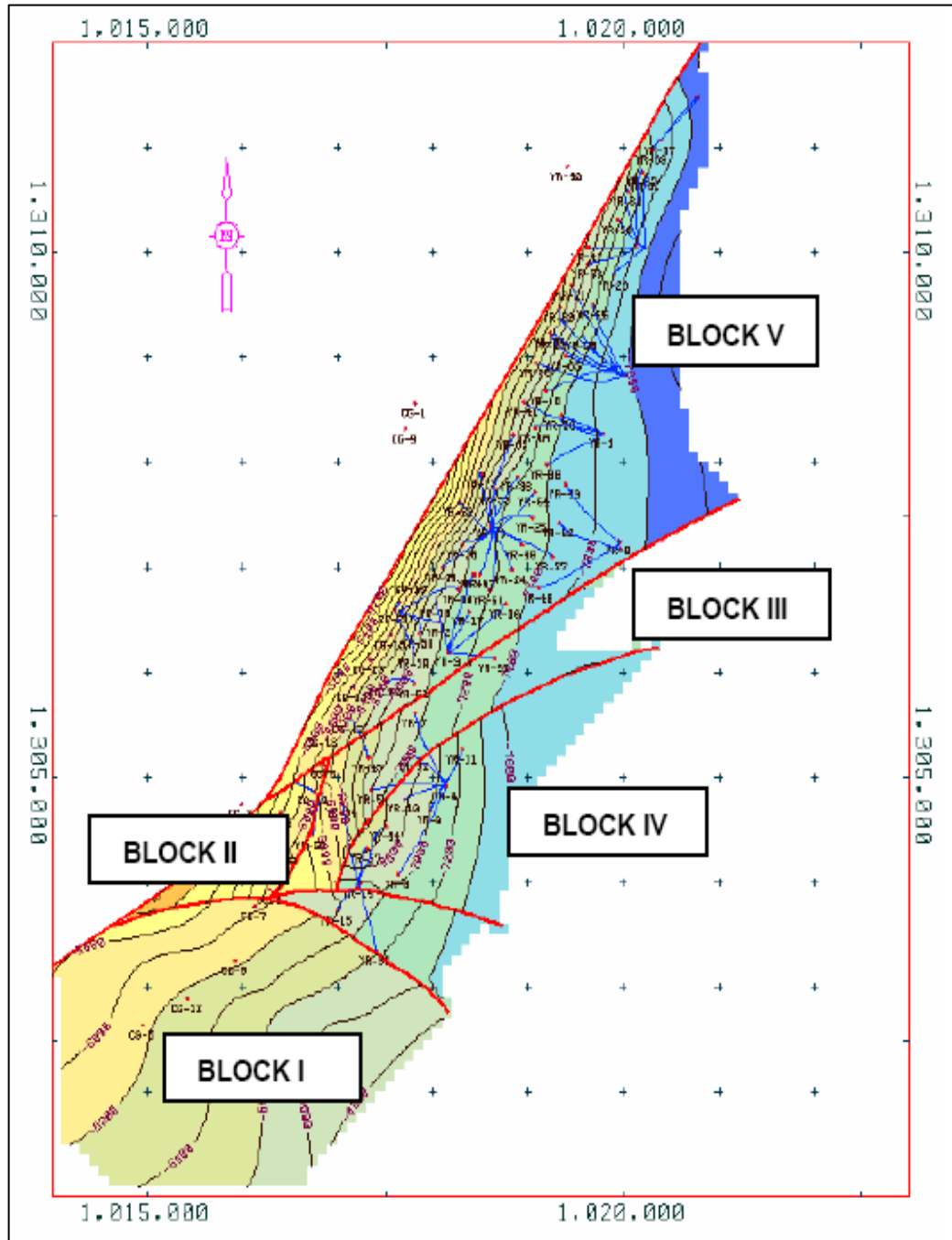
La estructura del campo, al tope de las arenas Cantagallo consiste en un monoclinal fallado de una longitud aproximada de 7 Km. de largo por 2 Km. de ancho, orientado NE-SO con buzamiento general E-SE y con mayor ángulo de buzamiento en el área cercana a la Falla de Cantagallo en donde alcanza los 50° y que disminuye hacia el Este hasta alcanzar los 9°. La reinterpretación realizada con la información de los pozos perforados recientemente, no sugieren cambios esenciales en la interpretación estructural del Campo presentado en estudios previos, únicamente se propone la presencia de cuatro discontinuidades adicionales (tres en el Bloque V y una en el Bloque III).

La Falla de Cantagallo, es el principal control estructural del campo al oeste, tiene un rumbo aproximado de N33°E y es considerada de tipo normal con un buzamiento casi vertical. En general se estableció que en el sector norte, la falla está desplazada horizontalmente unos 100 m al oeste. El desplazamiento vertical asociado a esta falla alcanza los 7000 pies, que en parte es debido a un movimiento de rumbo que ha sido propuesto con base en los fallamientos asociados a esta estructura y a la ausencia de sedimentos Cretáceos y parte de Terciarios al oeste de la falla. A pesar de esta interpretación de la Falla de Cantagallo, el estudio de geomecánica realizado para el Campo indica la dirección del esfuerzo principal máximo actual perpendicular a esta falla, lo que sugiere una componente importante compresiva de la misma. Esta falla ha servido de barrera a la migración y acumulación de hidrocarburos que unido a la discordancia del Eoceno, son las responsables de la acumulación en el Campo.

Existen otras fallas transversales, principalmente de tipo normal, que cortan el monoclinal en cinco bloques, de los cuales el bloque V contiene la mayoría de las reservas del campo y el mecanismo de producción de los yacimientos varía en cada uno de ellos, Cáceres (1976 y 1982). Adicionalmente, un acuífero natural

actúa al N-E de la estructura, a una profundidad entre -7200 TVDSS (bloque III) y -7950 TVDSS (bloque V).

Figura 12. Estructura del campo Yariguí-Cantagallo.



Fuente: ECOPETROL S.A.

La secuencia estratigráfica del campo, está constituida principalmente por rocas sedimentarias clásticas del Terciario (ver figura 13).

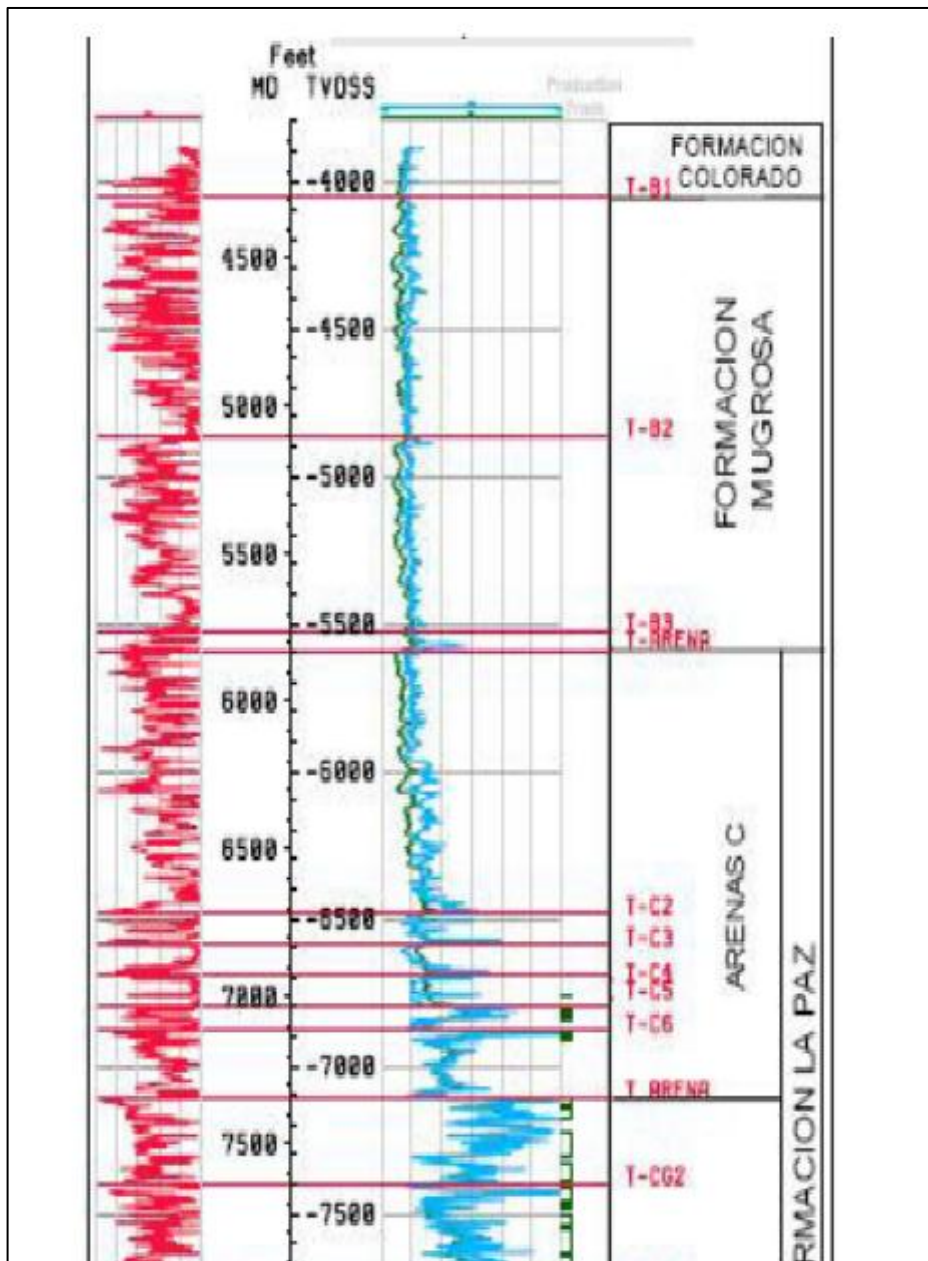
Figura 13. Secuencia estratigráfica del campo Yariguí-Cantagallo.

PER.	EPOCA	FORMACION	ZONA	LITOLOGIA	
Terciario	PLEISTOCENO PLIOCENO	GRUPO MESA (Tpm)			
	MIOCENO	GRUPO REAL (Trn)			
			OLIGOCENO	FM. COLORADO (Tco)	La Cira Shale
					Arenas A0
					Arenas A1
					Arenas A2
					Arenas A3
					Arenas B0
					Arenas B1
					FM. MUÑOSA (Tom)
Arenas B3					
Arenas C					
EOCENO	FORMACION LA PAZ (Tep)	Arenas Cantagallo			
Cretaceo	CAMPANIANO	FORMACION UMER (Hsu)			
	SANTONIANO	FORMACION LA LUNA (Ksl)			
	CONIACIANO				
	TURONIANO				
	APTIANO				
	ALBIANO	FORMACION SIMI (Ks)			
	APTIANO	FORMACION TABLAZO (Kt)			
	BARREMIANO	FORMACION PAJA (Kp)			
	HAUTERIVIANO	FORMACION ROSALBA (Krb)			
	VALANGINIANO	FORMACION TAMBO (Kts)			
JURASASICO	FORMACION BIRON (Kj)				

Fuente: ECOPEPETROL S.A.

En la figura 14 representa un registro eléctrico realizado en uno de los pozos del campo Yariguí–Cantagallo, en este se puede apreciar claramente la secuencia la secuencia terciaria atravesada por el pozo.

Figura 14. Registro eléctrico, Secuencia terciaria de un pozo del campo Yariguí–Cantagallo.



Fuente: ECOPEPETROL S.A.

3.3. YACIMIENTOS PRODUCTORES

En el Campo Yariguí–Cantagallo existen tres yacimientos productores de hidrocarburos. Estos se encuentran conformados por las arenas Cantagallo (CG), las arenas C y B3. Las arenas CG y C corresponden a la Formación Terciaria de La Paz, mientras que las arenas B3 corresponden al miembro basal de la Formación Mugrosa.

3.3.1. Arenas B3

Las arenas B3, ubicadas en la parte basal de la formación Mugrosa, es el tercer yacimiento productor en importancia del campo Yariguí-Cantagallo, tienen un espesor total aproximado de 60 pies y se encuentran a profundidades entre los 4500 y 6550 pies bajo el nivel del mar. Consta de areniscas de grano fino medio, raramente grueso o con cantos, que están intercalados con shales de color azul a gris.

El espesor promedio neto petrolífero (Net Pay) es de aproximadamente 40 pies y el área productora en el Campo es de 700 acres aproximadamente con una porosidad promedio de 20%.

3.3.2. Arenas C

Las arenas C es el segundo yacimiento en importancia del campo Yariguí-Cantagallo, tienen un espesor total que varía entre 800 y 1800 pies, y se encuentran a profundidades entre los 4600 y 6600 pies bajo el nivel del mar. Se considera que los niveles de energía dominantes durante la depositación de este miembro disminuyeron y el régimen de acomodación aumentó, generando un espacio mayor para la depositación de los cuerpos arenosos, lo que les confiere a estos una discontinuidad mayor en la horizontal.

La energía de depositación en los canales fue baja, lo que ocasionó una baja capacidad erosiva de estos canales, permitiendo de esta manera una mayor preservación de la parte superior de los ciclos estratigráficos que corresponde a niveles arcillosos. De esta manera, si los intervalos arcillosos que separan los desarrollos arenosos depositados por diferentes canales se preservan, la continuidad de estas arenas en la vertical es muy baja. Esta situación se presenta más notoriamente en la parte superior de estas arenas.

El espesor promedio neto petrolífero (Net Pay) es de aproximadamente 80 pies y el área productora en el Campo es de 3950 acres con una porosidad promedio de 19%.

3.3.3. Arenas Cantagallo (CG)

Las arenas Cantagallo son el yacimiento productor más importante del campo, tienen un espesor total que varía entre 1000 y 2000 pies, y se encuentran a profundidades entre los 5000 y 8000 pies bajo el nivel del mar. Se considera que fue depositada en un ambiente fluvial dominando por ríos de muy baja sinuosidad, con un nivel energético alto en un régimen de baja acomodación, en los cuales los depósitos de materiales arcillosos no presentan una extensión considerable en la horizontal debida la baja sinuosidad y a la superposición de otros canales fluviales. En la vertical los intervalos arcillosos fueron rodeados por nuevos canales, permitiendo de esta manera una buena continuidad de las arenas verticalmente. Las arenas CG son poco consolidadas y corresponden a areniscas de grano fino a grueso y conglomeraticos con intercalaciones de arcillolitas y esporádicos mantos de carbón. Las areniscas están compuesta principalmente por granos de cuarzo (65-85%), feldespatos (5-25%) principalmente potásicos y minerales arcillosos que varían entre un 3 y 11%, principalmente caolinita (50-80%) y esmécticas (5-20%).

El espesor promedio neto petrolífero (Net Pay) es de aproximadamente 300 pies y el área productora en el Campo es de 3950 acres, con una porosidad promedio de 20% y una permeabilidad del orden de 136 mD.

3.4. FLUIDOS PRESENTES EN EL YACIMIENTO

- **Aceite**

La gravedad del crudo que es producido en el campo Yariguí–Cantagallo presenta pequeñas variaciones que oscilan desde 19 a 20.9° API a una temperatura de 60° F. Por su parte, la viscosidad varía de 90 a 200 centistokes a temperaturas de 160° F y 130° F respectivamente.

- **Agua de Formación**

El contenido de sales de los volúmenes de agua que son producidos junto con el aceite del yacimiento de las arenas Cantagallo, oscila entre los 40000 y los 50000 ppm. La resistividad promedio de estos cuerpos acuosos se encuentra entre los rangos de 0.1 a 0.18 Ω m.

- **Gas**

Análisis cromatográficos realizados al gas del campo en las diferentes estaciones, arrojan resultados que indican la presencia de una composición de metano (C1) en un 93.46%, etano (C2) en un 2.2% y una mezcla de C3+ restante. El gas posee una viscosidad de 0.014 cp a 100° F y 1 atm, una gravedad específica de 0.6019, un peso molecular de 17.61 lb/mol, y un gpm de 0.807.

3.5. HISTORIA DE PRODUCCIÓN

Los pozos del campo Yariguí–Cantagallo en su mayoría son direccionales y fueron perforados desde islas naturales o construidas artificialmente, debido a que los yacimientos se encuentran debajo del río Magdalena. El mecanismo de producción de los yacimientos varía en cada uno de los bloques en los que está dividido el Campo. Los estudios realizados hasta la fecha y el comportamiento de producción indican la presencia de un empuje de agua bastante activo en el Bloque IV y en la parte norte del Bloque V. La liberación de gas en solución es el mecanismo predominante en los demás Bloques.

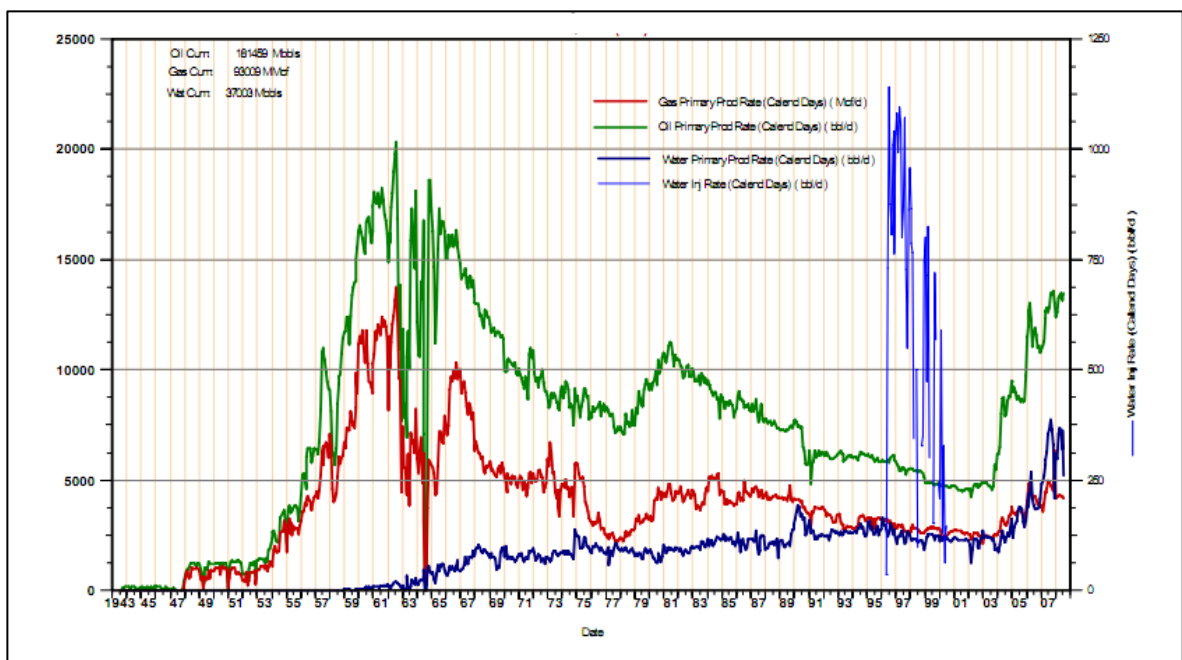
Los pozos inicialmente, produjeron por flujo natural por un periodo de tiempo relativamente corto, debido principalmente a su baja relación gas–aceite inicial y en general al escaso empuje hidráulico (excepto el Bloque IV), por lo tanto fue necesario producir los yacimientos con sistemas de levantamiento artificial, en su orden se utilizaron: gas–lift, bombeo mecánico, bombeo hidráulico y recientemente bombeo electro sumergible.

Actualmente, los sistemas de levantamiento que existen en el campo son el Bombeo Mecánico (BM) y Bombeo Electrosumergible (BES). Aproximadamente el 65% de los pozos presenta SLA por BM, mientras que el 35% presenta bombas BES. Esta última cifra viene presentando un auge actualmente, pues recientemente se han realizado labores de migración de BM a BES, al observar el buen comportamiento de este sistema de levantamiento en los pozos del campo. Inclusive, los nuevos pozos infill que se han venido perforando con el objetivo de aumentar las reservas probadas del campo, llevan instaladas bombas BES desde el inicio de su vida productiva.

El campo Yariguí-Cantagallo produce hoy en día aproximadamente 15.300 barriles de aceite por día (BOPD) y 14.000 barriles de agua por día (BWPD), con una

declinación de fluidos de 14%. Como es de observar, se producen altas cantidades de agua que a medida que pasa el tiempo, estos volúmenes tienden a aumentar. Debido a lo anterior, se hace necesaria la presencia de unas facilidades de manejo de este fluido con capacidades muy altas, por ello este campo posee una capacidad máxima de tratamiento de agua de 100.000 BWPD.

Figura 15. Historia de producción del campo Yariguí-Cantagallo hasta el año 2009.



Fuente: ECOPETROL S.A.

4. EVALUACIÓN TÉCNICA

En el capítulo anterior se describieron las propiedades y las características más relevantes del campo de estudio (Yariguí-Cantagallo). En este capítulo, se pondrá a prueba la eficiencia de la tecnología mediante una evaluación técnica de su implementación en diversos pozos del campo que resulten ser candidatos.

La evaluación técnica de la tecnología DOWS está conformada por dos partes: en la primera se seleccionaron los posibles pozos candidatos de la tecnología, los cuales serán regulados bajo unos parámetros de selección o screening. En segunda instancia se realizará el diseño y la adaptación de la tecnología en cada uno de los pozos; en esta sección se realizará el diseño del nuevo sistema de levantamiento modificado con la tecnología DOWS, selección y ubicación de la bomba a implementar, designación de la zona de inyección, entre otros aspectos claves.

A continuación, se realizará el proceso de selección de los candidatos para la implementación de la tecnología DOWS.

4.1. PRESELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

La tecnología DOWS está diseñada para reducir hasta en un 98% (según el caso más exitoso), los volúmenes de agua que ascienden a superficie junto con el aceite, inyectando en otro horizonte o inclusive en el mismo yacimiento ese volumen restante que ha sido separado.

En el capítulo anterior se dieron a conocer las propiedades del campo de estudio, dentro de ellas se encontraba la estructura del mismo. Este campo presenta la peculiaridad de estar dividido en cinco bloques, esto debido a las discordancias y discontinuidades que se evidencian en los principales yacimientos productores de

hidrocarburos. Los bloques I, II y III presentan un empuje natural por gas en solución, por lo tanto ninguno de estos pozos presenta problemas con la excesiva producción de agua, pues el corte de agua en estos pozos resulta ser muy bajo. Debido a esto, los pozos de estos tres bloques son descartados, pues no tiene sentido implementar la tecnología en pozos que no presentan problemas con el agua de producción.

Por otro lado, los bloques IV y la sección norte del bloque V presentan un empuje por agua debido a la acción de un acuífero activo en los estratos inferiores de las arenas Cantagallo, lo que viene generando un aumento en la producción de agua con el paso del tiempo. De acuerdo con lo anterior, los pozos candidatos a seleccionar deben pertenecer a estos bloques, pero es necesario tener en cuenta el sistema de levantamiento presente en estos.

Los separadores gravitacionales son el tipo de DOWS a implementar en los pozos que resulten candidatos, como se manifestó anteriormente, estos son instalados en pozos que presenten un sistema de levantamiento por bombeo mecánico, en esto se fundamenta el segundo criterio de preselección (siendo el primero la producción excesiva de agua).

La totalidad de los pozos que se encuentran en la sección norte del bloque V presentan bombas BES, por lo tanto son descartados debido a los objetivos del estudio. Por otro lado, la mayoría de los pozos del bloque IV presentan sistemas de levantamiento por bombeo electrosumergible, pero existe una población de cinco pozos que presentan el bombeo mecánico como SLA. Estos pozos fueron preseleccionados para realizar la evaluación técnica de la tecnología, las propiedades más representativas de estos serán dadas a conocer en esta misma sección.

4.1.1. Pozo 1

El pozo 1 posee una producción bruta de 74 BPD, un corte de agua del 40% y una relación gas – petróleo (RGP) de 375 SCF/STB, es decir, produce 44 BOPD, .30 BAPD y 17.000 SCF de gas, aproximadamente. La gravedad API del crudo en superficie es de 19 °API.

Sobre este pozo se sabe que en 1959 se realizó una estimulación (con ACPM y un crudo de otro campo), mediante la cual inicialmente se obtuvieron buenos resultados aumentando la producción de aceite de 160 a 537 BOPD en tan solo un mes, pero después de un tiempo dichos resultados pasaron a ser desastrosos pues se aumentó de forma gradual el corte de agua pasando de 0.5% a 30% y a su vez se disminuyó la producción de 559 a 200 BPD; 3 años después el pozo dejó de fluir, por lo que fueron necesarios algunos tratamientos para finalmente recañonear las zonas en algunos intervalos (7321 a 7342, 7358 a 7377 y 7381 a 7409 pies); debido a la baja producción se instaló Bombeo Mecánico como sistema levantamiento artificial. Hoy en día se tienen otros intervalos productores que se encuentran de 7045 a 7049 pies, 7064 a 7069 pies, 7094 a 7098 pies y de 7141 a 7151 pies. El fondo del pozo se encuentra a 9520 pies de profundidad.

En el Anexo 2.a se presenta el estado mecánico del pozo.

4.1.2. Pozo 2

Actualmente, el pozo 2 posee una producción bruta de 56 BPD, un corte de agua del 44% y una relación gas – petróleo (RGP) de 473 SCF/STB, es decir, produce 31 BOPD, .25 BAPD y 15.000 SCF de gas, aproximadamente. La gravedad API del crudo en superficie es de 21 °API.

La perforación de este pozo se realizó en 1958 con un lodo base aceite, hasta una profundidad de 8250 pies; inicialmente las pruebas de producción indicaban en promedio 1000 BPD. Debido a la presencia de algunos intervalos productores de agua se instaló un tapón puente, después del cual se produjo 230 BPD con un corte de agua del 0,2%, pero algunos años después se reabrieron esos intervalos debido a que ya se tenía la suficiente capacidad de tratamiento para la cantidad de agua que se produciría, aumentando la producción a 350 BPD con 37% de BSW.

Se presentaban grandes problemas con la producción de arena pero se remediaron temporalmente con la instalación de filtros y algunas operaciones de limpieza; luego dicha producción de disparó y se resolvieron finalmente mediante empaquetamiento con grava de las zonas (de 6701 a 7458 pies en profundidad).

Hoy en día los intervalos de interés se encuentran entre 6846 y 7450 pies de profundidad y el nivel de fluido se ubica a 4988.23 pies. En el Anexo 2.b se presenta el estado mecánico del pozo.

4.1.3. Pozo 3

El pozo 3 posee una producción bruta de 225 BPD, un corte de agua del 8% y una relación gas – petróleo (RGP) de 1209 SCF/STB, es decir, produce 207 BOPD, .18 BAPD y 250.000 SCF de gas, aproximadamente. La gravedad API del crudo en superficie es de 22 °API.

Su perforación inició en junio de 1980 y terminó en julio del mismo año, llegando en fondo a 7972 pies. Los intervalos de interés se encuentran entre 6610 y 7204 pies de profundidad y el nivel de fluido llega hasta los 4365 pies. En el Anexo 2.c se presenta el estado mecánico del pozo.

4.1.4. Pozo 4

Actualmente, el pozo 4 posee una producción bruta de 220 BPD, un corte de agua del 77% y una relación gas – petróleo (RGP) de 311 SCF/STB, es decir, produce 51 BOPD, -169 BAPD y 16.000 SCF de gas, aproximadamente. La gravedad API del crudo en superficie es de 20 °API y el fondo del pozo se encuentra a 8841 pies y el nivel de fluidos a 4045,67 pies.

Este pozo presentaba problemas de arenamiento, pero se resolvieron circulando agua en directa por el tubing, el cual tenía en su extremo un cuello dentado o tubo chaflán, cuya función consistía en remover mecánicamente la arena compactada y aumentar la presión de trabajo debido a la disminución del diámetro de la tubería. Dicho procedimiento se realizó en el año 2010, y a la fecha no ha sido necesario otro tipo de tratamientos contra el arenamiento, por lo que es posible afirmar que el pozo 4 actualmente no tiene problemas de alta producción de arena. En el Anexo 2.d se presenta el estado mecánico del pozo.

4.1.5. Pozo 5

Actualmente, el pozo 5 posee una producción bruta de 28 BPD, un corte de agua del 50% y una relación gas – petróleo (RGP) de 3626 SCF/STB, es decir, produce 14 BOPD, -14 BAPD y 51.000 SCF de gas, aproximadamente. La gravedad API del crudo en superficie es de 21 °API.

Este pozo tiene una profundidad final de 7676 pies y el intervalo de interés se encuentra entre 6484 y 7439 pies de profundidad. No se conoce mucha información sobre otro tipo de operaciones realizadas en este pozo. En el Anexo 2.e se presenta el estado mecánico del pozo.

4.1.6. Resumen de los Pozos

Es importante analizar la información de cada pozo para la evaluación técnica que se realizará, por lo tanto es necesario organizar la información de tal forma que sea más fácil encontrar los datos.

Tabla 9. Producción de los Pozos.

	SLA	BLOQUE	API	P. BRUTA	%BSW	P. NETA	RGP	KSCFD
Pozo 1	BM	4	19	74	40	44	375	17
Pozo 2	BM	4	21	56	44	31	473	15
Pozo 3	BM	4	22	225	8	207	1209	250
Pozo 4	BM	4	20	220	77	51	311	16
Pozo 5	BM	4	21	28	50	14	3626	51

Fuente: ECOPETROL S.A.

Se tiene información adicional acerca de la bomba de los pozos en el subsuelo y algunos datos de presiones en cada pozo; resto será mostrado en la siguiente tabla. Otros detalles específicos se encuentran en los estados mecánicos de cada pozo, mostrados en el Anexo 2.

Tabla 10. Información Adicional de los Pozos.

Pozo	Diámetro del émbolo (in)	Profundidad de entrada de la bomba (ft)	Presión de entrada de la bomba (psi (g))	PBHP (psi (g))	Presión del Casing (psi (g))
POZO 1	1,75	6045	504,5	1154,8	71
POZO 2	1,75	4875	80,2	845	70,9
POZO 3	2,25	5000	241,6	734,9	160,4
POZO 4	1,75	5053	282,2	1038,2	70
POZO 5	1,75	6450	737,5	1288,1	72,5

Fuente: ECOPETROL S.A.

4.2. CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA EVALUACIÓN TÉCNICA (SCREENING)

Realizar una excelente selección de los pozos es una condición necesaria para obtener los mejores resultados a la hora de implementar la tecnología de separación de agua y aceite en fondo de pozo, pues la mayoría de problemas presentados durante los casos reportados se dieron debido a su mala selección. La eficiencia de la tecnología se ve afectada por diferentes parámetros, los cuales serán evaluados en la siguiente sección.

Sobre las 4 tecnologías aplicadas a pozos con bombeo mecánico se tiene poca información, pero es suficiente para establecer algunos criterios de selección para así realizar la evaluación técnica. Si bien, de DAPS se tienen muchos casos reportados, de los otros sistemas se tienen pocos o ninguno (en el caso de Q-Sep H), por lo que el análisis de cada parámetro se realizará teniendo en cuenta la información encontrada en la literatura sobre cada tipo de tecnología y dichos casos reportados.

4.2.1. Corte de Agua

El corte de agua es la relación entre el caudal de agua producida y el del total de fluidos producidos, siendo el principal criterio tenido en cuenta a la hora de seleccionar los pozos para aplicar la tecnología. Los mejores resultados se obtienen en pozos con cortes de agua muy altos, puesto que en estos casos la eficiencia de separación es mayor y el ahorro con la disminución de los grandes volúmenes de agua que dejarían de llegar a superficie, para ser tratadas en las facilidades y luego disponer de ellas, es considerable.

En la tabla 11 se muestran los cortes de agua permitidos según diferentes autores y según los casos reportados en los cuales se obtuvieron buenos resultados.

Tabla 11. Cortes de agua según autores y casos reportados.

Autores	Corte de agua
O. O. Ogunsina, para separadores gravitacionales	> 80 %
M.L. Wiggins, para separadores gravitacionales	> 80 %
Sobie and Matthews (1997), para Hidrociclones-Bombeo Mecánico	> 85 %
Matthews (1998), para Hidrociclones-Bombeo Mecánico	> 85 %
Según Casos Reportados	Corte de agua
En promedio para Casos Exitosos	95,2 %

Fuente: Los Autores.

4.2.2. Gravedad API

La gravedad API es otro factor muy importante, pues la eficiencia de separación de la tecnología puede o no ser buena dependiendo de esta propiedad del aceite. En toda la literatura revisada mencionan que la separación en fondo no se recomienda para pozos que producen crudos pesados (entre 10 y 22,3° API) o extrapesados (menores a 10° API), pero algunos autores condicionan este criterio, estableciendo diferentes rangos que limitan el uso de esta tecnología. En la tabla 12 se muestran los rangos establecidos por los diferentes autores.

Tabla 12. Gravedad API según diferentes autores.

Autores	Gravedad API
Stuebinger, para DAPS	> 10°
Kevin Bouling, para DAPS	> 10°
Jhon A. Veil, para separadores gravitacionales	> 10°
Matthews (1998), para separadores gravitacionales	> 15°

Fuente: Los Autores.

4.2.3. Capacidad de flujo

Debido a que el estudio se hace para pozos con bombeo mecánico como sistema de levantamiento artificial, las capacidades de manejo de los separadores de fondo en este tipo de pozos son bajas; en algunos de los casos reportados es posible observar los caudales de flujo de ambos fluidos y éstos se tomarán en cuenta junto con las limitaciones que diferentes autores establecieron para los separadores con gravedad y para los hidrociclones.

En la tabla no se especifican los rangos para Q-Sep G y para TAPS debido a que en los casos reportados solo se tienen los datos completos de un solo pozo, lo cual no es suficiente para saber la capacidad mínima o máxima de estos separadores. De DAPS se reportan pozos con casing de 5.5 y 7 pulgadas, pero como ocurre con los otros separadores, no es posible establecer los rangos para aquellos con 7 pulgadas pues solo se tienen los datos completos de un pozo. Para el Sistema Hidrociclones - Bombeo Mecánico se tienen rangos recomendados de pozos con casing tanto de 5.5 como de 7 pulgadas de diámetro.

Tabla 13. Capacidad de flujo de los separadores según casos exitosos.

Autores	Casing (pulgadas)	Capacidad de flujo (bpd)	
		Mínima	Máxima
O. O. Ogunsina, para DAPS	-	-	1200
M.L. Wiggins, para DAPS	-	-	1200
Stuebinger, para DAPS	5,5	-	1000
Jhon A. Veil, para DAPS	5,5	-	1000
Sobie and Matthews (1997), para Hidrociclones-Bombeo Mecánico	5,5	-	1700
	7	-	2500
Matthews (1998), para Hidrociclones-Bombeo Mecánico	5,5	-	1700
	7	-	2500
Según casos exitosos	-	-	-
Para DAPS	5,5	195	661

Fuente: Los Autores.

4.2.4. Zona de inyección y compatibilidad entre fluidos

Para la instalación de cualquier tipo de tecnología DOWS es necesario la presencia de una zona de inyección adecuada, en la cual sea posible reinyectar el agua que se separó. Esta zona debe estar en excelentes condiciones, con buena porosidad y permeabilidad y lo más importante, debe estar aislada lo suficiente de la zona productora. Según Stuebinger¹⁶ y Veil y Langhus¹⁷, para obtener resultados exitosos al instalar el Dual Action Pumping System (DAPS), debe haber una distancia de mínimo 10 pies entre ambas zonas; si esta condición no se cumple, es posible que haya una recirculación del agua o una conificación, disminuyendo así la eficiencia de separación. Cabe decir que entre las zonas debe haber un empaque que se encargue de aislar los fluidos dentro del casig.

Ahora bien, teniendo en cuenta los casos exitosos en los que funcionó la tecnología y a su vez se tiene el dato de la separación entre las zonas, es posible afirmar que en promedio se necesita una distancia mínima de 109.5 pies, pero antes de decidir un valor es importante analizar la tabla 14.

Tabla 14. Separación entre zonas de los casos exitosos.

Operador y Nombre del Pozo	Separación entre formación productora e inyectora (pies)
Chevron Shepard #65	71
Texaco RMOTC 77 Ax20	240
Petro Canada Unik 13-21	46
Petro Canada E4-10-16	81

Fuente: Los Autores.

¹⁶ STUEBINGER, Lon. BOWLIN, Kevin. Dual injection and lifting systems: rod pumps. SPE 38790. 1997.

¹⁷ VEIL, J. A. y LANGHUS, B. G. Feasibility Evaluation of Downhole Oil/Water Separation (DOWS) Technology

Si observamos la tabla, en el pozo Petro Canada Unik 13-21 se tenía una separación de 46 pies entre ambas zonas y la tecnología funcionó bien, por lo que no sería conveniente tomar un valor promedio de los pozos si uno de ellos tenía 240 pies de distancia entre sus zonas. Según los casos exitosos reportados, se tomará el valor de 46 pies como referencia en este parámetro.

Tabla 15. Separación mínima entre zona productora e inyectora para DAPS.

Autores	Distacia entre Zona productora e inyectora (pies)
Stuebinger	> 10
Veil	> 10
Langhus	> 10
Según casos exitosos	> 46

Fuente: Los Autores.

Pero, no sólo tener una adecuada zona de inyección implica obtener los mejores resultados, hay otra variable que debe ser tomada en cuenta y es la compatibilidad que debe existir entre el agua inyectada y los fluidos de la zona de disposición; si esta compatibilidad no existe es posible que ocurra la formación de escamas, taponando así la zona en la cual se reinyecta el agua separada.

4.2.5. Casing

Tanto el tamaño del casing como su estado mecánico deben ser tomados en cuenta dentro de los parámetros para la selección de los pozos. Estos deben estar en buen estado y lo menos desgastados o corroídos posible para así evitar problemas como filtraciones detrás o a través del casing. Aunque en los casos reportados de pozos con separadores gravitacionales no se tiene ningún comentario que especifique que hubo problemas con el revestimiento, en algunos pozos con hidrociclones esto si se presentó, generando así una recirculación del agua inyectada y al mismo tiempo una disminución en la eficiencia de separación.

Con respecto al tamaño del casing, algunos autores especifican el tamaño mínimo en el cual las tecnologías se pueden instalar, y también en los casos reportados es posible observar los diferentes tamaños permitidos.

Tabla 16. Tamaños de Casing según los autores.

Autores	Tamaño de Casing (pulgadas)
Jhon A. Veil, para separadores gravitacionales	5,5 - 7
O. O. Ogunsina, para DAPS	> 4 1/2
M.L. Wiggins, para DAPS	> 4 1/2
Stuebinger, para DAPS	> 4 1/2
Jason Wacker, para DAPS	> 5,5
Jason Wacker, para TAPS	> 4 1/2
Sobie and Matthews (1997), para Hidrociclones-Bombeo Mecánico	5,5 - 7
Autores	Tamaño de Casing (pulgadas)
Matthews (1998), para Hidrociclones-Bombeo Mecánico	5,5 - 7

Fuente: Los Autores.

Tabla 17. Tamaños de Casing según casos reportados.

Según casos reportados	Tamaño de Casing (pulgadas)
Para DAPS	5,5 - 7
Para TAPS	5,5
Para Q-Sep G	7

Fuente: Los Autores.

4.2.6. Pozo y su estado mecánico

Los pozos verticales son la mejor opción para la instalación de un separador gravitacional, pues así se obtiene una mejor eficiencia de separación. Stuebinger afirma: “El pozo debe ser relativamente vertical entre la ubicación de la válvula

superior e inferior para que la separación ocurra”¹⁸; y Jhon A. Veil afirma: “Para promover una apropiada separación gravitacional del agua y el aceite, el pozo debe estar lo más vertical posible entre las entradas superiores e inferiores”¹⁹.

Además, el pozo debe caracterizarse por tener un estado mecánico adecuado, es decir, que se caracterice por sus buenas condiciones para así evitar todo tipo de problemas que puedan ocurrir durante la producción e inyección de fluidos.

4.2.7. Gas libre

Entre las limitaciones que tiene la tecnología se encuentra la baja producción de gas libre en los pozos, esto ocurre debido a que el gas posee una densidad muy baja, menor que la del agua y el aceite, ubicándolo en la parte superior de la columna hidrostática. Para los separadores gravitacionales este fenómeno no se debe ignorar, puesto que el gas al estar ubicado en la parte de arriba entrará con facilidad por la válvula superior del sistema, provocando así que se produzcan grandes cantidades de este, disminuyendo el volumen de aceite que llegaría a superficie; algo parecido ocurre con los hidrociclones, en este caso al ser el gas el fluido menos denso, se va a ubicar en el centro del hidrociclón para luego ser bombeado hacia la cabeza de pozo.

Ogunsina y Wiggins afirman: “Las limitaciones para el sistema DAPS incluye la inhabilidad para manejar eficientemente el gas natural”²⁰, pero ni ellos ni los otros autores afirman un rango en el cual los sistemas de separación en fondo en conjunto con el bombeo mecánico funcionen correctamente, por lo tanto se

¹⁸ STUEBINGER, Lon. BOWLIN, Kevin. Dual injection and lifting systems: rod pumps. SPE 38790. 1997.

¹⁹ VEIL, J. A. y LANGHUS, B. G. Feasibility Evaluation of Downhole Oil/Water Separation (DOWS) Technology

²⁰ OGUNSINA, O. O. WIGGINS, M. L. A Review of downhole separation technology. SPE 94276. 2004.

asumirá un valor de 10% de contenido máximo de gas libre en la entrada superior del separador gravitacional o la entrada del hidrociclón.

4.2.8. Litología de las zonas productoras e inyectoras y producción de arena

En algunos de los casos reportados por Veil se indican las litologías de la zona productora e inyectora, en otros se desconocen. Con dichos reportes es posible determinar la litología adecuada para la selección de los mejores candidatos pues en algunos de ellos se presentaron problemas debido a la misma litología.

En los pozos en los que la formación productora e inyectora son carbonatadas, el problema más común que se podría presentar es la liberación de partículas de CaSO_3 y CaSO_4 , pero sólo en uno de los casos reportados éste fue un motivo para evitar el buen funcionamiento de la tecnología. Por otro lado, cuando ambas formaciones son areniscas, la producción de arena, sí se consideraría como un problema importante, pues varios autores afirman que no es recomendable este tipo de formaciones para instalar DOWS. En los casos reportados en los que se tenían areniscas, se presentaron grandes problemas con la arena producida lo cual causó el cierre de los pozos.

Según las recomendaciones de los autores consultados sobre las litologías y con relación a los casos reportados, se recomienda implementar los separadores de fondo en pozos con bombeo mecánico con zona productora carbonatada y con la posible zona inyectora también carbonatada. Pero si se analizan detalladamente los problemas presentados, es posible afirmar que aunque las areniscas afectaban directamente, si esos pozos estuviesen en buen estado no se hubiesen presentado dichos problemas. Por lo tanto también es posible instalar la tecnología en pozos con zona productora e inyectora de areniscas pero teniendo en cuenta una limitación de producción de arena. Se establecerá un valor máximo

de 100ppm, el cual es asumido debido a que los autores no brindan un rango de aplicación de la tecnología.

Tabla 18. Litologías de los casos reportados.

Litología		Cantidad	Con problemas debido a la litología
F. Productora	F. Inyectora		
Areniscas	Areniscas	9	4
Carbonato	Carbonato	7	1
Areniscas	Desconocido	2	1
Carbonate	Desconocida	1	1

Fuente: Los Autores.

4.2.9. Rangos establecidos de los parámetros de selección

Durante la descripción de cada criterio es posible observar que en algunos se tiene información sobre los 4 tipos de separadores de fondo para pozos con bombeo mecánico como sistema de levantamiento artificial, pero solamente del Dual Action Pumping System (DAPS) se posee los datos suficientes para establecer los rangos adecuados y así seleccionar los pozos en los que la tecnología funcionaría de forma eficiente, por lo tanto, a la hora de realizar dicha selección en el campo de aplicación sólo se tomará en cuenta este tipo de separador gravitacional. Por este mismo motivo se profundizó más sobre DAPS cuando se describieron los tipos de separadores gravitacionales. En la tabla 19 se muestra el resumen de rangos y condiciones a cumplir para todos los criterios de selección.

Tabla 19. Criterios de selección para el Screening–DAPS.

Parámetro	Rango de aplicación
Corte de agua	> 75 %
Gravedad API	> 13°
Capacidad de flujo	De 195 a 1200 bpd
Distancia entre zona productora e inyectora	> 40 pies
Compatibilidad entre fluidos	SI
Tamaño del Casing	> 4 1/2
Estado del Casing	Bueno
Tipo de pozo	Vertical o al menos entre las entradas de las bombas
Estado mecánico del Pozo	Bueno
Contenido de gas libre	< 10 %
Litologías de zona productora e inyectora	Carbonatos o Areniscas
Producción de arena	< 100 ppm

Fuente: Los Autores.

4.3. EVALUACIÓN TÉCNICA DE BM-DOWS EN EL CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO

La evaluación técnica del sistema Bombeo Mecánico – DOWS del Bloque 4 en el Campo Yarigui-Cantagallo se realiza teniendo en cuenta los rangos establecidos para cada criterio de selección del screening en el subcapítulo anterior, es decir, la información de los pozos con Bombeo mecánico es analizada rigurosamente para elegir los mejores candidatos y así continuar con el estudio tanto técnico como económico. Hay que tener en cuenta, que el hecho de que un pozo se encuentre dentro de los rangos querría decir que la tecnología funcionaría de forma óptima, es decir, si alguno de ellos no cumple con las condiciones, no significa que BM-DOWS no es instalable en ese pozo.

A continuación, se seleccionarán los pozos que se encuentran dentro del rango permitido de cada parámetro del screening, para finalmente relacionar y decidir en los que la aplicación de la tecnología de separación en fondo resultaría con un funcionamiento óptimo.

4.3.1. Corte de agua

El corte de agua es el primer aspecto y el más importante a tener en cuenta para la aplicación de la tecnología BM-DOWS, y según el estudio realizado solo los pozos con este valor mayor a 75% pueden ser los mejores candidatos para su instalación; por lo tanto, luego de revisar la información que se tiene, solo el Pozo 4 cumple con esta condición. Como se dijo anteriormente, el hecho que los otros cuatro pozos no superen esta primera fase, no quiere decir que no se pueda instalar la tecnología.

Debido a que este parámetro sólo lo cumplió un pozo, no será necesario tomar en cuenta los otros para los criterios de selección que faltan por analizar, es decir, como se busca recomendar las mejores opciones, de ahora en adelante solo se analizará si el Pozo 4 se encuentra o no dentro de los rangos establecidos; de igual forma, al final se mostrará una tabla resumen de todos los pozos analizados en esta investigación.

4.3.2. Gravedad API

La medida de gravedad API del crudo del Pozo 4, en superficie, es de 20°API, pero la medida tomada en cuenta en este criterio es el valor en el subsuelo, es decir, teniendo en cuenta el efecto de la temperatura y la presión. Si se analiza el comportamiento del aceite en el fondo del pozo bajo esas condiciones, es posible suponer que la gravedad API del crudo de este pozo será mayor en la profundidad en la que se da la separación de los fluidos en el anular, por lo tanto este pozo se encuentra dentro del rango establecido para este parámetro porque su gravedad API sería superior a 13 °API.

4.3.3. Capacidad de flujo

La capacidad de flujo tiene en cuenta los fluidos producidos en cada pozo, el pozo 4 tiene una producción bruta de 220 barriles por día, por lo tanto, se encuentra dentro del rango permitido para la aplicación de este tipo de tecnología de separación en fondo (195 a 1200 bpd).

4.3.4. Aislamiento entre zonas productora-inyectora y compatibilidad entre fluidos

En los casos reportados, se observaron algunos pozos exitosos en los cuales se inyectó el agua separada en el mismo estrato o en la misma arena productora, siendo ésta una gran solución para este parámetro siempre y cuando se tenga un aislamiento suficiente para evitar la recirculación. Dicho aislamiento es uno de los criterios más importantes pues sino se presenta una zona de inyección de agua adecuada no funcionaría la tecnología de forma correcta.

Inicialmente hay que tomar en cuenta que el fondo de los intervalos productores del pozo 4 se encuentra a 7856 pies y el fondo del pozo a 8841 pies; también, como se dijo anteriormente, en el bloque 4 la Arena Cantagallo tiene su base a aproximadamente 8000 pies. La importancia de estos datos consiste en ubicar la zona en la cual se inyectará el agua separada por el sistema BM-DOWS, en este caso, DAPS.

La condición propuesta para este parámetro indica que debe haber una distancia mínima de 40 pies entre la zona productora y la inyectora, es decir, si el fondo de los intervalos productores del pozo 4 se encuentra a 7856 pies, es posible afirmar que a partir de los 7896 pies de profundidad hasta los 8000 pies se podría inyectar el agua, pues la porosidad (20%) y permeabilidad (136 mD) de la arena Cantagallo

no son un impedimento. La presencia del acuífero activo da un indicativo de que esa zona es candidata como posible zona de disposición.

Si se analiza el estado mecánico actual del pozo, es posible observar que se tienen dos retenedores a 7870 pies y a 7965 pies entre los cuales existe una zona cañoneada de 7876 a 7884 pies; luego de la instalación de DAPS, a la profundidad del primero se ubicará un empaque para que aisle las zonas, y será posible cañonear el espacio entre dicho empaque y el retenedor inferior para usarlas como intervalos de inyección. Al tener en cuenta que para evitar la recirculación del agua la zona de disposición debe estar a una profundidad mayor a 7896 pies, se decidió cañonear de 7900 hasta 7960 pies y a su vez, cementar el intervalo nombrado anteriormente, pues si se inyecta a través de ellos, la recirculación es muy posible.

Con respecto a la compatibilidad, es necesario realizar un estudio en el cual se demuestre que el agua a inyectar es compatible con el agua presente en la zona de inyección. Teniendo en cuenta que hasta ahora no se ha presentado ningún problema dentro del pozo con respecto a las aguas presentes y que el mecanismo de empuje de los fluidos en el Bloque 4 es de empuje natural por el acuífero, es posible asumir que estas dos son compatibles,

4.3.5. Pozo y su estado mecánico

La condición a tener en cuenta en este caso es la direccionalidad del pozo, en razón a que esta debe ser vertical en su totalidad o al menos en la zona en la cual se va a ubicar el sistema BM-DOWS y en el estado mecánico observamos que el pozo 4 cumple esta condición. A su vez, es posible determinar que el mismo se encuentra en excelente estado, permitiendo así la instalación de la tecnología sin ningún inconveniente.

4.3.6. Casing y su estado mecánico

Analizando la información concerniente al estado mecánico del pozo 4 es posible observar que su Casing se encuentra en buenas condiciones y que posee un tamaño de 7 pulgadas, por lo tanto este parámetro no es un inconveniente para la instalación de la tecnología en este pozo.

4.3.7. Gas libre

Las gran cantidad de gas que producen estos pozos es un problema para el correcto funcionamiento de la tecnología, pues por la entrada superior del sistema ingresaría mayor cantidad de gas que de petróleo y aunque así se disminuya el agua que llega a superficie no justificaría la instalación de BM-DOWS, pero existe una solución para este problema y consiste en ubicar de la mejor forma posible las entradas tanto superiores como inferiores, teniendo en cuenta la posición de la interfaz entre el agua y el aceite.

Según el análisis realizado para este parámetro, la cantidad de gas libre que se produzca debe ser menor a 10% en un pozo para que DOWS funcione óptimamente, pero teniendo en cuenta lo dicho en el párrafo anterior, la tecnología si funcionaría correctamente si se realiza un buen diseño de los pozos. Por lo tanto, la tecnología es aplicable en el pozo 4.

4.3.8. Producción de arena

En la información sobre el Pozo 4, es posible analizar que el pozo presentaba problemas de arenamiento en el año 2010, pero dicho problema ya ha sido resuelto con un tubo chaflán y circulación en directa para remover la arena, la cual podría taponar las bombas y evitar el correcto funcionamiento de la tecnología. De igual forma se recomienda realizar un chequeo periódico del pozo para comprobar

si el problema con el arenamiento sigue controlado. Para prevenir otros problemas como corrosión, sería necesario aplicar agentes anticorrosivos o ánodos de sacrificio.

4.3.9. Resumen del análisis técnico

Después de analizar cada criterio de selección del screening, es conveniente presentar una tabla en la cual se muestran los 5 pozos donde se observará si cumplen, o no, las condiciones establecidas para cada parámetro.

Tabla 20. Criterios de selección para cada pozo.

Parámetro	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4	Pozo 5
Corte de agua	NO	NO	NO	SI	NO
Gravedad API	SI	SI	SI	SI	SI
Capacidad de flujo	NO	NO	SI	SI	NO
Distancia entre zona productora e inyectora	SI	SI	SI	SI	SI
Compatibilidad entre fluidos	SI	SI	SI	SI	SI
Tamaño del Casing	SI	SI	SI	SI	SI
Estado del Casing	SI	SI	SI	SI	SI
Tipo de pozo	SI	SI	SI	SI	SI
Estado mecánico del Pozo	SI	SI	SI	SI	SI
Contenido de gas libre	SI	SI	SI	SI	SI
Litologías de zona productora e inyectora	SI	SI	SI	SI	SI
Producción de arena	SI	SI	SI	SI	SI

Fuente: Los Autores.

Al observar la tabla, es posible notar que solo el pozo 4 se encuentra dentro de los rangos establecidos de todos los criterios de selección, es decir, como se ha dicho reiteradamente, en este pozo la tecnología DAPS funcionaría de forma óptima: pero, hay que tener en cuenta que el screening es solo un procedimiento para seleccionar aquellos pozos en donde la separación en fondo en conjunto con el

bombeo mecánico se comportaría de forma adecuada, es decir, es posible instalar BM-DOWS en los cinco pozos y puede que funcionen correctamente o puede que se presenten problemas o algunas fallas, pero sólo el screening nos demuestra en cuales pozos su funcionamiento será el mejor, por lo tanto, diseñar el sistema completo para cada pozo es una opción que debe ser tomada en cuenta a la hora de decidir si se llevarán a cabo los pilotos en el campo de estudio.

4.4. DISEÑO DE LOS POZOS

Según Veil²¹, el diseño de un pozo con DAPS se realiza siguiendo los mismos pasos del diseño de un pozo con bombeo mecánico. Aunque la forma de los sistemas en subsuelo es diferente, parte del funcionamiento es el mismo, es decir, en ambos se realiza una carrera ascendente y descendente, pero, en DAPS las varillas están sometidas a una fuerza de compresión debido a la inyección de agua durante su bajada (carrera descendente) lo cual se soluciona ubicando varillas de plomo antes de la bomba superior; por lo tanto, al dar solución a ese problema, se considera que los parámetros de diseño y el procedimiento a seguir son el mismo. Aunque adicionalmente, en DAPS es posible calcular el diámetro del pistón inferior según la cantidad de agua que se busque inyectar.

Para realizar el diseño de los pozos, se seguirá paso a paso la Norma API RP11L: Recommended Practice for Design Calculations for Sucker Rod Pumping Systems, es decir, los cálculos se realizarán según el procedimiento descrito y utilizando las tablas y figuras que la Norma presenta.

Inicialmente se realizará el diseño detallado del Pozo 4, explicando cada paso y el concepto de los términos calculados durante dicho diseño, posteriormente se mostrarán los resultados de los diseños de todos los pozos. Se decide mostrar el

²¹ VEIL, J. A. y LANGHUS, B. G. Feasibility Evaluation of Downhole Oil/Water separator (DOWS) technology. Página 10.

de este pozo porque fue el único que cumplió con todos los criterios de selección del screening.

Antes de comenzar el diseño, es necesario asumir un valor muy importante, éste consiste en la cantidad de fluidos que los pozos van a producir. Si la tecnología funciona de forma excelente lo esperado sería que aumentara la producción de aceite y disminuyera la producción de agua, pero debido a que el propósito del estudio es disminuir la producción de agua de los pozos, se consideró que la cantidad de petróleo que llega a superficie es la misma. Con respecto a la producción de agua, se asumirá que esta disminuirá un 72,3 %, este valor se obtuvo de un promedio de disminución de agua de los casos exitosos en los que se aplicó DAPS y se obtuvieron resultados de producción óptimos.

4.4.1. Diseño del Pozo 4

Según la Norma API RP11L, los datos mínimos que se deben conocer, calcular o suponer sobre la unidad de bombeo para el cálculo del diseño son:

- **Nivel del Fluido (H) en pies:** Conocer el nivel de los fluidos es el primer paso para definir la ubicación más aproximada de asentamiento de la bomba. Hay que tener en cuenta que este nivel presentará una variación a la hora de la instalación del sistema BM-DOWS, pues el número de juntas de tubing a utilizar supera considerablemente las cantidades que se suelen emplear en el bombeo mecánico convencional, y de acuerdo con el principio de Arquímedes, el volumen adicional de tubería utilizado corresponde al volumen desplazado por estas, generando la variación en el nivel.

Para determinar el nuevo nivel de fluidos después de la instalación del sistema BM-DOWS es conveniente conocer el volumen total de fluidos que se alojan en el anular. Al asumir que la presión del yacimiento permanece constante, es

posible estimar aproximadamente la variación del nivel una vez instalada la tecnología.

Analizando el estado mecánico del pozo 4, tiene instalado un retenedor a una profundidad 7.870 pies, y su nivel de fluidos pre-DOWS es hasta los 4.045,67 pies de profundidad. La válvula fija del bombeo mecánico convencional que se encuentra instalado en el pozo se halla a los 5075 pies, lo que significa que desde superficie hasta esta profundidad se tiene tubería de producción, y desde ese punto hasta el retenedor, los fluidos existentes son delimitados por el diámetro interno del casing.

El primer volumen a determinar comprende el tramo desde el retenedor hasta la profundidad en la que se encuentra la válvula fija (5.075 – 7.970 pies). Aplicando la formulación para determinar el volumen de un cilindro, y teniendo en cuenta que el casing cementado a esa profundidad es de 7 pulgadas (29 lb/pie, 6,184 pulgadas de diámetro interno), se aplica la siguiente ecuación:

$$V1 = (\pi * D_{int\ csg}^2 * h) \quad (1)$$

En la ecuación anterior h es igual a 2.895 pies, y el volumen obtenido es de 582,97 pies cúbicos. Una vez conocido el primer volumen, se prosigue a calcular el del intervalo entre la válvula fija y el nivel de fluidos actual (4.045,67 – 5.075 pies), de la siguiente manera:

$$V2 = (\pi * h) * (D_{int\ csg}^2 - D_{ext\ tbg}^2) \quad (2)$$

En este tramo h tiene un valor de 1.029,33 pies y tubing utilizado es de 2 7/8 pulgadas. El volumen de fluidos en este tramo es de 168,29 pies cúbicos. Sumando ambos volúmenes se obtiene que el total de fluidos en el anular del pozo es de 751,26 pies cúbicos.

Una vez instalado el sistema BM-DOWS en el pozo, el empaque será ubicado a la misma profundidad a la que se encuentra el retenedor (7.870 pies), y la tubería de producción a instalar es de 2 7/8 pulgadas, con una longitud mínima de 7.870 pies de igual manera. Teniendo en cuenta que el volumen total de fluidos no presentará variación en el anular, es posible determinar la nueva altura de estos mediante la siguiente formulación:

$$h = V * \pi * (D_{int\ csg}^2 - D_{ext\ tbg}^2) \quad (3)$$

El nuevo valor de la altura ocupada por los fluidos en el anular una vez instalada la tecnología será de 4.595,02 pies

- **Profundidad de la Bomba (L) en pies:** En un diseño de DAPS hay que tener en cuenta la ubicación de la bomba, pues es indispensable que esté bien ubicada. Para esto es necesario calcular donde se encuentra el interfaz de fluidos y luego teniendo en cuenta que según Veil²² la tecnología mide aproximadamente 100 pies, para pozos con casing de 7 pulgadas, es posible calcular la profundidad adecuada de la bomba.

Si al nivel de fluido calculado le restamos la profundidad del empaque es posible calcular el tamaño de la columna de fluidos, siendo ésta 4.595,02 pies. Ahora bien, en el anular se acumulan el agua y el aceite, y su distribución es determinada según el corte de agua medido en superficie, es decir, como el corte de agua es de 77%, se puede decir que el tamaño de la columna de agua es de 3.538,16 pies. Si a la base de la columna (7.870 pies) se le resta este valor, se calcularía la ubicación de la interfaz de los fluidos (4.331,83

²² VEIL J. A., LANGHUS B. G. y BELIEU S. Downhole Oil/Water Separators: An Emerging Produced Water Disposal Technology

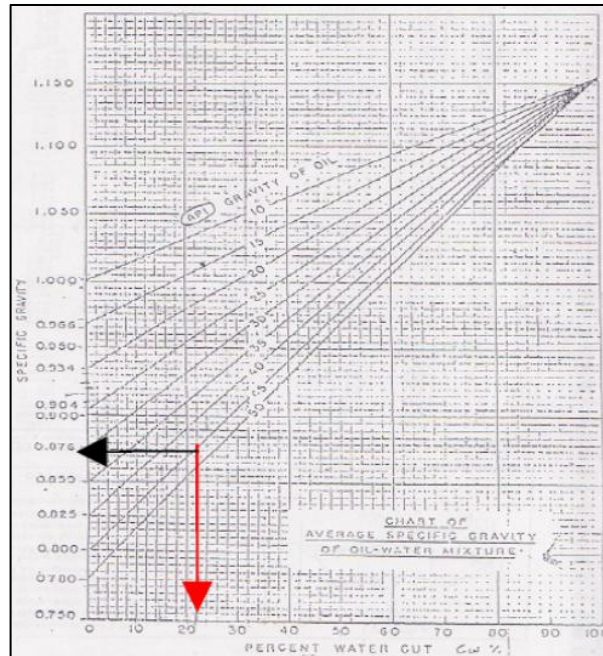
pies). La ubicación de la bomba se refiere a la profundidad en la cual se acaban las varillas y se topa con la bomba superior, eso significa que si a la interfaz de los fluidos se le resta 50 pies (la mitad de la medida de la tecnología) se calcularía la posición de la bomba en el subsuelo y para este pozo sería de 4.281,83 pies, pero es preferible aproximar este valor debido a que conseguir varillas con medidas decimales no es posible; por lo tanto, la bomba se ubicará a 4.282 pies de profundidad.

- **Gravedad Específica de los fluidos:** En este diseño se tiene en cuenta la gravedad específica de los fluidos y no solo la del petróleo, por lo tanto es necesario calcularla. Existe una gráfica, mediante la cual se hace posible obtener este valor para una mezcla de hidrocarburos con agua y es a partir de la gravedad API del crudo y del corte de agua del pozo.

Con el valor del corte de agua se entra a la gráfica, luego se corta la línea de la gravedad API del crudo y se lleva al eje Y, de tal forma se calcula o se lee la gravedad específica de los fluidos.

De la figura es posible leer una gravedad específica promedio de 1,11 para una gravedad API de 20° y un corte de agua de 77%.

Figura 16. Gravedad específica promedio de mezclas de agua y aceite.



Fuente: TORRADO SOTO, D. A.; et al. Seminario de Investigación: Estudio e las variables involucradas en los sistemas de bombeo mecánico para el diseño, control y optimización de pozos en Campo Colorado.

- **Diámetros del émbolo de la bomba superior (D) en pulgadas:** Según la información sobre el Pozo 4, actualmente el pistón de la bomba es de 1,75 pulgadas, por lo que se asumen las mismas dimensiones para el émbolo superior del sistema. El diámetro del inferior, será calculado más adelante.
- **Diámetro de la tubería de producción en pulgadas:** El diámetro del tubing a bajar será de 2 7/8 pulgadas.
- **Diámetro de la sarta de varillas en pulgadas:** Actualmente el pozo posee varillas de 1, 7/8 y 3/4 pulgadas, por lo tanto en el diseño de DAPS se usarán los mismos diámetros de las varillas.

- **Velocidad de bombeo (N) en spm y Longitud de la carrera superficie (S) en pulgadas:** Estos valores inicialmente se asumirán y a medida que se realice el diseño deben ser ajustados de tal forma que los cálculos de los barriles que llegan a superficie sean aproximadamente los esperados.
N = 9 spm y S = 30 pulgadas.

Ahora, luego de calcular o suponer los valores mínimos iniciales, se prosigue a realizar el diseño de DAPS en el fondo del Pozo 4.

- **Cálculo del peso de las varillas (Wr), la constante elástica (Er), el factor de frecuencia (Fe) y la distribución del tamaño de la sarta de varillas:** Con el diámetro de la bomba y la combinación de las varillas de 1, 7/8 y 3/4 se entra a la tabla del Anexo 3 y se toman los valores.

Figura 17. Tabla de datos de las varillas y la bomba.

Rod No.	Plunger Diameter in. D	Rod Weight lb/ft W _r	Elastic Constant in./lb-ft E _r	Frequency Factor F _c	Rod String, % of each size					
					1 1/8	1	7/8	3/4	5/8	1/2
76	3.75	2.119	0.690 × 10 ⁻⁶	1.047	—	—	82.3	17.7	—	—
77	All	2.224	0.649 × 10 ⁻⁶	1.000	—	—	100.0	—	—	—
85	1.06	1.883	0.873 × 10 ⁻⁶	1.261	—	22.2	22.4	22.4	33.0	—
85	1.25	1.943	0.841 × 10 ⁻⁶	1.253	—	23.9	24.2	24.3	27.6	—
85	1.50	2.039	0.791 × 10 ⁻⁶	1.232	—	26.7	27.4	26.8	19.2	—
85	1.75	2.138	0.738 × 10 ⁻⁶	1.201	—	29.6	30.4	29.5	10.5	—
86	1.06	2.058	0.742 × 10 ⁻⁶	1.151	—	22.6	23.0	54.3	—	—
86	1.25	2.087	0.732 × 10 ⁻⁶	1.156	—	24.3	24.5	51.2	—	—
86	1.50	2.133	0.717 × 10 ⁻⁶	1.162	—	26.8	27.0	46.3	—	—
86	1.75	2.185	0.699 × 10 ⁻⁶	1.164	—	29.4	30.0	40.6	—	—
86	2.00	2.247	0.679 × 10 ⁻⁶	1.161	—	32.8	33.2	33.9	—	—
86	2.25	2.315	0.656 × 10 ⁻⁶	1.153	—	36.0	36.0	27.4	—	—

Fuente: API RP11L.

El peso de las varillas es la medida de su peso sin tomar en cuenta que se encuentran dentro de fluidos y es una constante que se mide en libras por pie de longitud, según la tabla es 2.185 lb/pie. La constante elástica de las varillas

se mide en pulgada-libra por pie de longitud y para este diseño su valor es de 0.699E-06. El factor de frecuencia es una constante de proporcionalidad que depende del diseño de la barra y en este pozo es de 1,164. La distribución del tamaño de la sarta de varillas se observa en la tabla, si estos porcentajes se multiplican por la profundidad de la bomba es posible encontrar el tamaño de las varillas de diferente diámetro; las varillas de 1 pulgada en total medirían 1258,91 pies, las de 7/8 medirían 1.284,60 pies y las de 3/4 medirían 1.738,49 pies, sumando entre ellas 4.282 pies, pero, como se dijo anteriormente, existe el problema de los decimales en el tamaño de las varillas, por lo tanto se realiza una redistribución y se instalarían de la siguiente forma: las de 1 pulgada 1.260 pies, las de 7/8 miden 1280 pies y las de 3/4 piden 1.742 pies.

- **Peso total de la sarta de varillas (W):** El peso total de la sarta de varillas se calcula multiplicando la constante del peso de las variillas (W_r) por la profundidad de la bomba.

$$W = 2,185 * 4282 \quad (4)$$

$$W = 9356,17 \text{ Lb} \quad (5)$$

- **Carga de fluido sobre la bomba superior (Fo):** La carga de fluido se calcula teniendo en cuenta la el diámetro del pistón superior, en nivel de fluido y la gravedad específica.

$$F_o = 0.34 * GE * D^2 * H \quad (6)$$

$$F_o = 0.34 * 1.11 * 1.75^2 * 3274.978652 \quad (7)$$

$$F_o = 3785,179389 \text{ Lb} \quad (8)$$

- **Constante elástica del total de la sarta de varillas (1/Kr):** Este valor se calcula multiplicando la constante elástica leída de la tabla y la profundidad de la bomba.

$$\frac{1}{Kr} = Er * L = 0,699x10^{-6} * 4282 \quad (9)$$

$$\frac{1}{Kr} = 2. \frac{993x10^{-3} \text{pulg}}{Lb} \quad (10)$$

Este valor indica que de los 4.282 pies se estiran 0,002993 pulgadas por cada libra de carga aplicada sobre las varillas.

- **Libras de carga necesaria para estirar el total de la sarta de varillas una cantidad igual a la carrera de la barra pulida**

$$SKr = \frac{S}{1/Kr} = \frac{30}{2,993x10^{-3}} \quad (11)$$

$$SKr = 10022.99 \text{ Lb} \quad (12)$$

- **Estiramiento de sarta de varillas adimensional (Fo/SKr)**

$$\frac{Fo}{SKr} = \frac{3785.179389}{10022.99} \quad (13)$$

$$\frac{Fo}{SKr} = 0.37764 \quad (14)$$

De 4.282 pies de varilla, se estirarán el 37,764% de la carrera de superficie, cuando la bomba levanta 3.785.179389 Lb de carga de fluido.

- **Velocidad de Bombeo adimensional (N/No')**: Este valor es una relación entre la velocidad de bombeo y la velocidad de bombeo a la frecuencia natural de la sarta de varillas.

$$\frac{N}{No'} = \frac{N * L}{245000 * Fe} = \frac{9 * 4282}{245000 * 1.164} \quad (15)$$

$$\frac{N}{No'} = 0.13513 \quad (16)$$

Con los valores del estiramiento de la sarta de varillas adimensional y la velocidad de bombeo adimensional es posible obtener otros datos que son indispensables para finalizar el diseño del sistema DAPS.

- **Carrera de la bomba (Sp):** La carrera de la bomba se calcula multiplicando una constante llamada Factor Stroke del Pistón (Plunger Stroke Factor - Sp/S) leída de la figura 18 y la longitud de la carrera a superficie.

De la figura se obtiene un valor de 0.68, y al multiplicarlo por 30 pulgadas se calcula una carrera de la bomba de 20.4 pulgadas.

- **Desplazamiento de la bomba superior (PD1):** El desplazamiento de la bomba indica los barriles por día que la bomba va a llevar a superficie y se calcula así:

$$PD = 0.1166 * D^2 * Sp * N = 0.1166 * 1.75^2 * 20.4 * 9 \quad (17)$$

$$PD = 65.56 \text{ BPD} \quad (18)$$

Si se instala la tecnología según las condiciones asumidas inicialmente, la producción de este pozo sería de 298,88 BPD, pero, este valor no cumple con la capacidad de flujo que se espera de este pozo, es decir, como se dijo anteriormente se asume que la producción de petróleo se mantiene igual y que la producción de agua disminuye en un 72,3%, por lo que luego de instalar DAPS se espera una producción de 97,81 BPD. Para lograr que según el diseño se produzca lo esperado, es necesario asumir diferentes valores de las condiciones iniciales, para eso se cambiarán los datos de la velocidad de bombeo N y de la longitud de carrera a superficie S hasta que se llegue a

97,813 BPD o un valor aproximado, es decir, se utilizará el método de prueba y error. En la Tabla 21 se muestra los resultados luego de variar S y N hasta llegar al valor esperado.

Tabla 21. Desplazamiento de la bomba superior para diferentes S y N.

N (spm)	S (pulg)	SKr (Lb)	Fo/SKr	N/No'	Sp/S	Sp (pulg)	PD (BPD)
9	30	10022,99	0,377	0,135	0,68	20,4	65,5612
10	40	13363,99	0,283	0,150	0,77	30,8	109,9829
10	38	12695,79	0,298	0,150	0,75	28,5	101,7699
9	40	13363,99	0,283	0,135	0,76	30,4	97,6991

Fuente: Los Autores.

Según los resultados obtenidos, si DAPS opera a una velocidad de 9 spm, con una longitud de carrera a superficie de 40 pulgadas y con las condiciones calculadas, el pozo producirá 97,6991 BPD, el cual es un valor aproximado al esperado; por lo tanto, es posible continuar con la realización del diseño del pozo.

- **Rata de inyección de agua (Qiny) y Diámetro del pistón inferior:** Según Stuebinger y Elphingstone²³, la rata de inyección de agua es posible calcularla teniendo en cuenta la carrera de la bomba, la velocidad de bombeo y el diámetro del émbolo de la bomba inferior, pero, no se conoce el diámetro del pistón de la bomba inferior.

$$Qiny = 0.1166 * Sp * N * D1^2 \quad (19)$$

Para determinar la rata de inyección de agua hay que tener en cuenta que lo recomendado es que el pozo con DAPS reciba la misma cantidad de fluidos que recibía antes de su instalación, para así, al asumir la presión del

²³ STUEBINGER L. A. y ELPHINGSTONE G. M. Multipurpose Wells: Downhole Oil/Water Separation in the Future.

yacimiento constante, se mantenga el nivel de los fluidos en el anular. Por lo tanto, para que esto suceda, se debe inyectar la diferencia de la producción antes y después de la implementación de la tecnología (220BPD – 97.69 BPD = 122.3 BPD). Ahora bien, si analizamos la ecuación, es posible despejar y calcular el diámetro del pistón necesario, para que a esas condiciones, el pozo inyecte 122.3 BPD de agua.

$$D1 = \sqrt{\frac{Q_{iny}}{0.1166 * Sp * N}} = \sqrt{\frac{122.3}{0.1166 * 30.4 * 9}} \quad (20)$$

$$D1 = 1.9579 \text{ pulgadas} \rightarrow D = 2 \text{ pulgadas} \quad (21)$$

Para inyectar esa cantidad de agua, bajo esas condiciones, es necesario que el pistón inferior tenga un diámetro de aproximadamente 2 pulgadas.

- **Peso de la sarta de varillas en el fluido (Wrf):** Debido a que la sarta de varillas se encuentra sumergida en los fluidos del tubing, ésta experimenta una fuerza llamada empuje la cuál debe ser tomada en cuenta para los cálculos. Este peso se calcula así:

$$Wrf = W * (1 - 0,128GE) = 9356,17 * (1 - (0,128 * 1.11)) \quad (22)$$

$$Wrf = 8026.845366 \text{ Lb} \quad (23)$$

- **Carga máxima de la barra pulida (PPRL):** Para calcular la carga máxima de la barra pulida PPRL es necesario leer de la figura 19 un término llamado Carga máxima de la barra pulida (Peak Polished Rod Load - F1/SKr).

Leyendo la gráfica con los valores de N/No' y Fo/SKr para un S de 40 pulgadas y un N de 9 spm, se obtiene un F1/SKr de 0.36; la carga máxima se calcula con la siguiente ecuación:

$$PPRL = Wrf + \left(\left(\frac{F1}{SKr} \right) * SKr \right) \quad (24)$$

$$PPRL = 8026.845366 + (0.36 * 13363.99) \quad (25)$$

$$PPRL = 12837.88 \text{ Lb} \quad (26)$$

Como lo dice su nombre, PPRL indica que la carga máxima que la barra pulida resiste, según la distribución por tamaños de las varillas y las condiciones calculadas, es de 12837.88 libras. Esta carga máxima la sufrirá la barra pulida durante la carrera ascendente pues ocurre cuando se levanta el fluido y se lleva a superficie; aunque PPRL y F1/SKr tienen el mismo nombre, la diferencia radica en que PPRL tiene en cuenta los efectos dinámicos máximos de la carrera ascendente.

- **Carga mínima de la barra pulida (MPRL):** Según la Norma API RP11L, para calcular la carga mínima, en este caso hay que leer otro valor llamado Carga mínima de la barra pulida (Minimum Polished Rod Load - F2/SKr) de la Figura 20 y luego reemplazar en la fórmula. De la figura se lee un valor de 0,06.

$$MPRL = Wrf - \left(\left(\frac{F2}{SKr} \right) * SKr \right) = 8026.845366 - (0,06 * 13363.99) \quad (27)$$

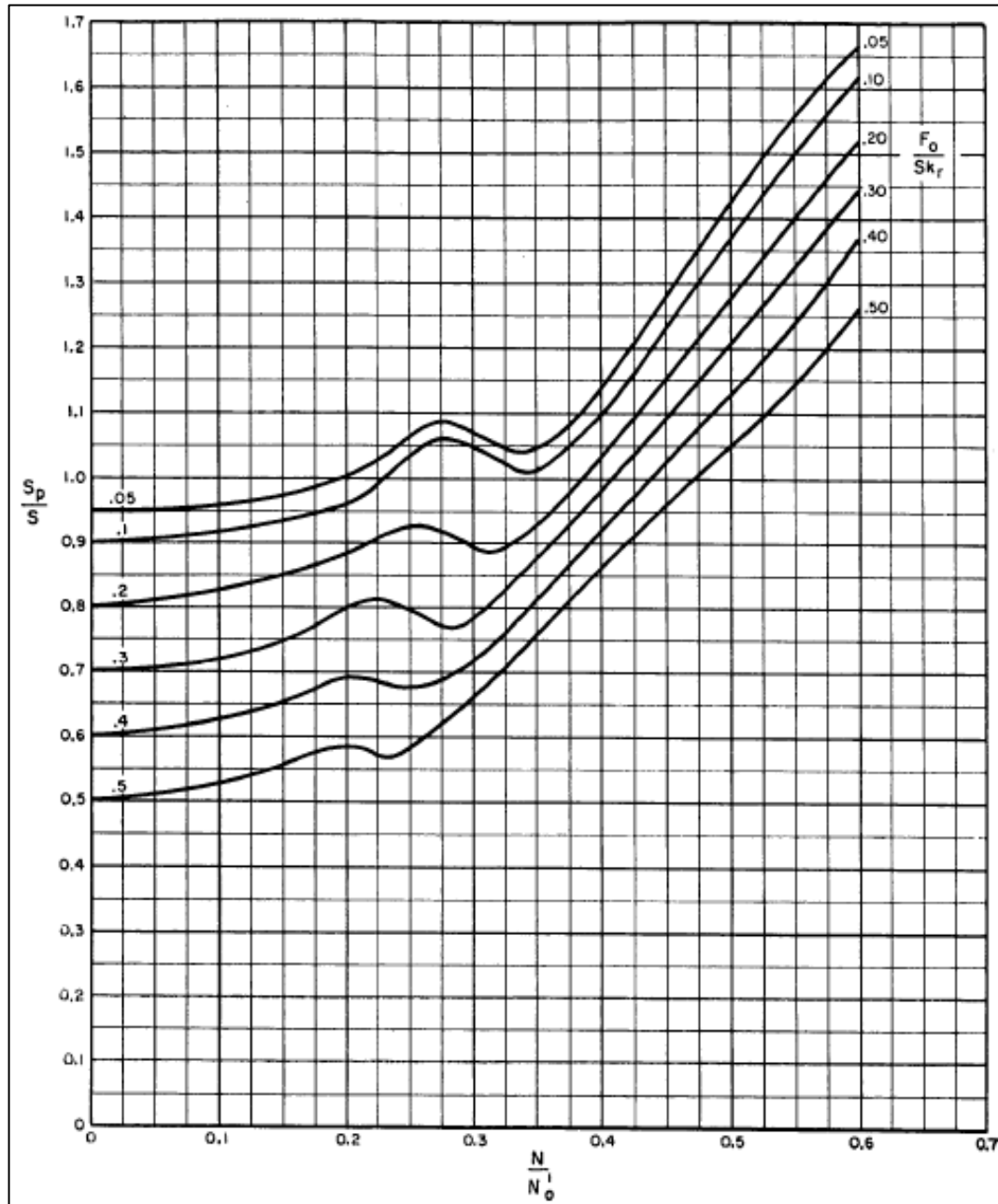
$$MPRL = 7225.01 \text{ Lb} \quad (28)$$

La carga mínima indica el peso mínimo que aguanta la barra pulida y toma en cuenta los efectos dinámicos de la carrera descendente (el peso de las varillas dentro del fluido) menos la carga de la barra pulida; pero, este cálculo es erróneo pues no tiene en cuenta algunos factores que serán explicados más adelante.

El diseño de los parámetros para la selección del sistema de bombeo en superficie no se realizará debido a que es posible utilizar los que se tienen en este momento, es decir, se puede controlar tanto la velocidad de bombeo como la carrera a superficie, permitiendo así que el pozo opere a las nuevas condiciones calculadas en este diseño.

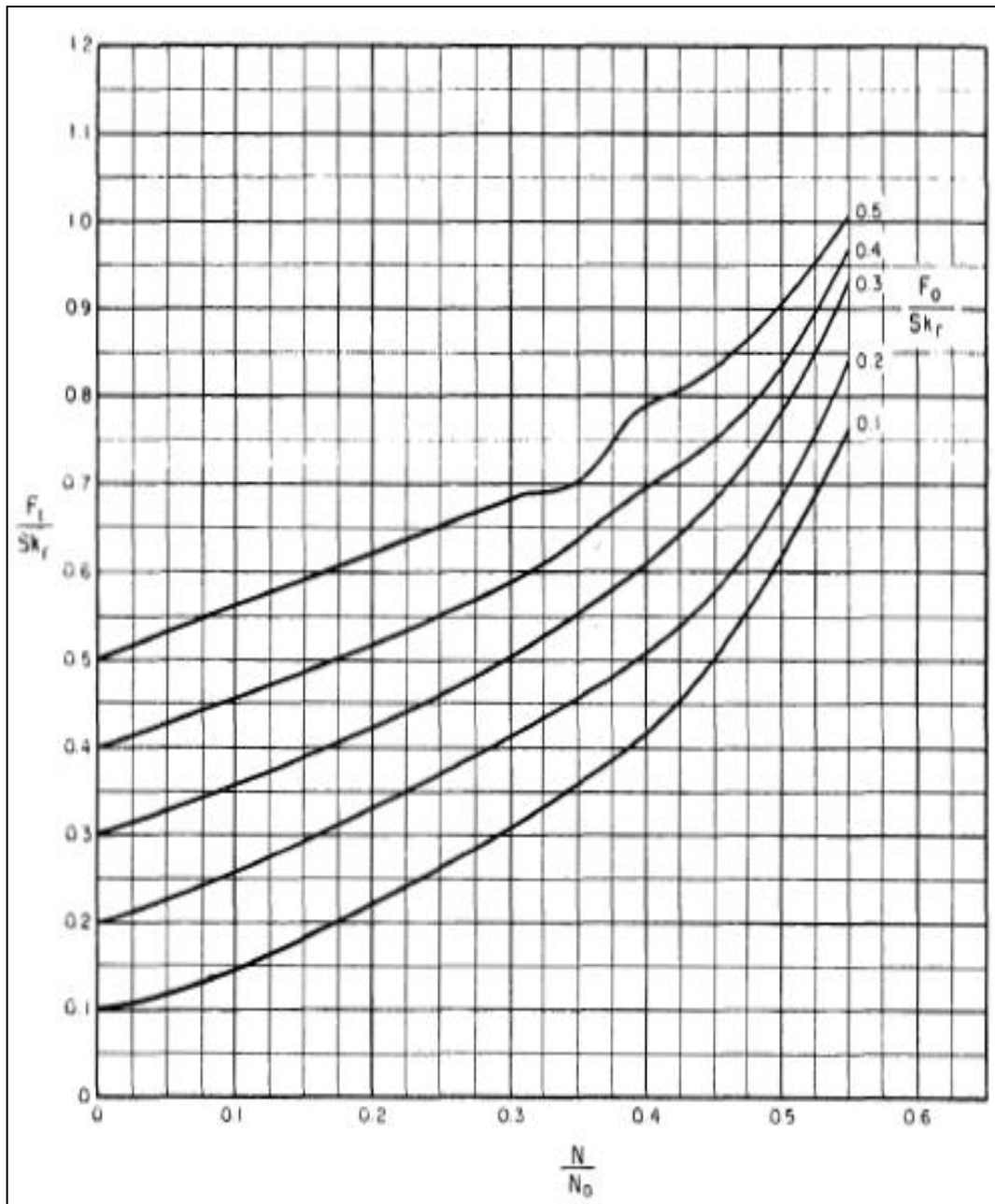
- Figuras utilizadas durante el diseño

Figura 18. Plunger Stroke Factor.



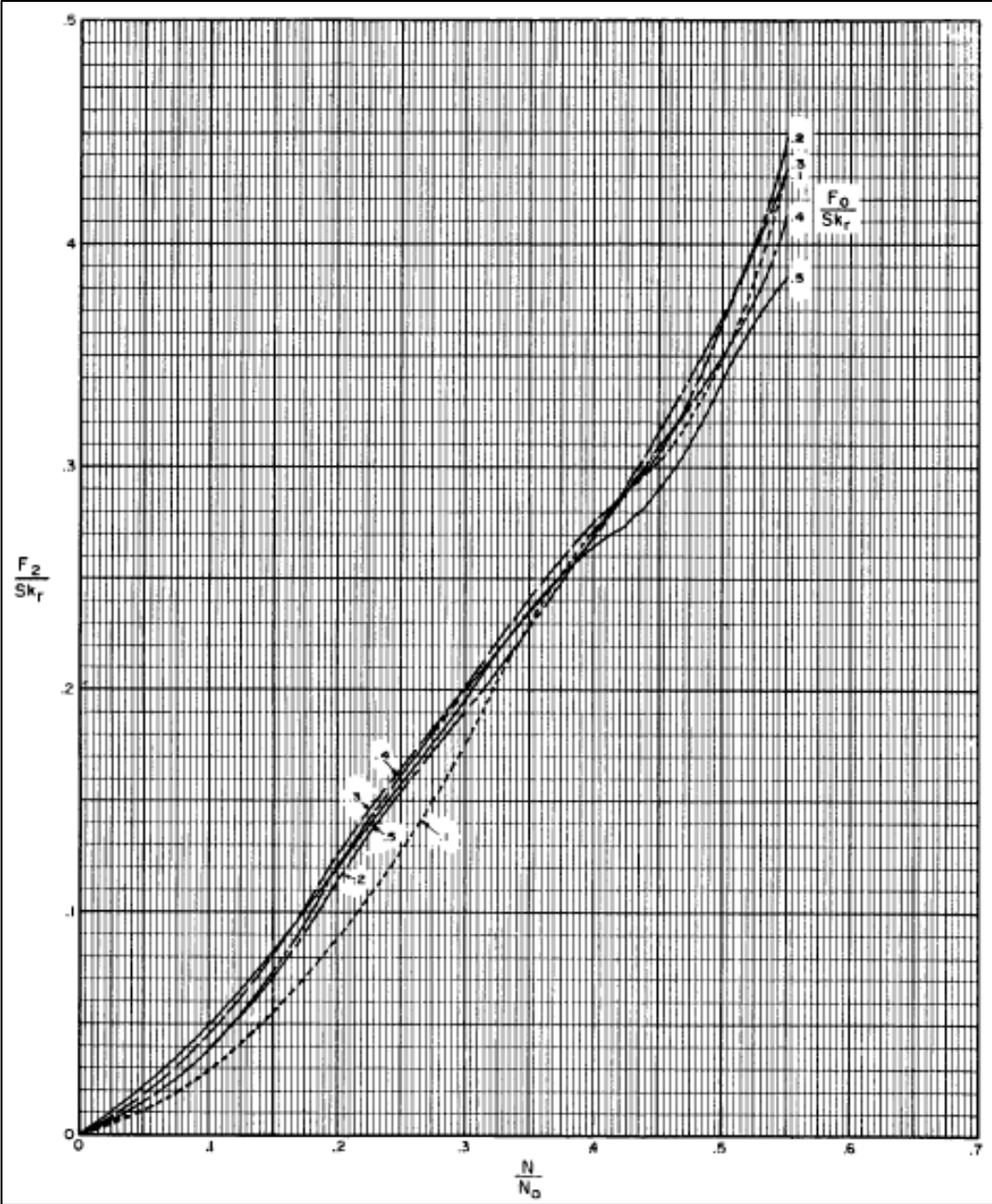
Fuente: API RP11L.

Figura 19. Carga Máxima de la Barra Pulida - Peak Polished Rod Load.



Fuente: API RP11L.

Figura 20. Carga Mínima de la Barra Pulida – Minimun Polished Rod Load.



Fuente: API RP11L

4.4.2. Resultados de los diseños

A continuación se mostrará una tabla con los resultados del diseño para cada uno de los pozos. El diseño del Pozo 2 no se realizó debido a que el estado mecánico del pozo no permite una instalación correcta de la tecnología DAPS.

Tabla 22. Resultados del diseño del Pozo 1.

Resultados Pozo 1	
Nivel de líquido – H	4304,80 pies
Profundidad de la Bomba – L	5995 pies
Velocidad de Bombeo – N	9 spm
Long. de carrea superficial – S	33 pulg
Diámetro del émbolo superior – D	1,75 pulg
Gravedad Específica – GE	1,055
Diám. Tubing – Anclado	2 7/8 pulg
Tamaño - Varilla 1 pulgada	1760
Tamaño Varilla 7/8 pulgadas	1800
Tamaño Varilla 3/4 pulgadas	1435
Peso de las Varillas – Wr	2,185 lb/pie
Constante elástica – Er	0,699E-6 pulg/Lb*Pie
Factor de Frecuencia – Fe	1,164
Peso total sarta de varillas – W	13099,075 Lb
Carga de Fluido sobre la bomba – Fo	4728,9 Lb
Constante elástica del total de sarta de varillas - 1/Kr	0,4191E-2 pulg/Lb
Libras de carga necesaria para estirar el total de la sarta de varillas una cantidad igual a la carrera de la barra pulida – SKr	7874,95 Lb
Estiramiento de sarta de varillas adimensional	0,6
Velocidad de Bombeo adimensional	0,189
Plunger Stroke Factor - Sp/S	0,49
Carrera de la Bomba – Sp	16,17 pulg
Desplazamiento de la Bomba – PD	51,96 BPD
Rata de inyección de agua – Qiny	22.033 BPD
Diámetro del émbolo inferior – D1	1.06 pulg
Peso de la sarta de varillas en el fluido - Wrf	11330,17 Kb
Peak Polished Rod Load - F1/SKr	0,71
Carga máxima de la barra pulida – PPRL	16.921,38 Lb
Minimun Polished Rod Load - F2/SKr	0,12
Carga Mínima de la barra pulida – MPRL	10.463,93 Lb

Fuente: Los Autores.

Tabla 23. Resultados del diseño del pozo 3.

Resultados Pozo 3	
Nivel de líquido – H	4.365 pies
Profundidad de la Bomba – L	6.910 pies
Velocidad de Bombeo – N	15 spm
Long. de carrea superficial – S	49 pulg
Diámetro del émbolo superior – D	1,75 pulg
Gravedad Específica – GE	0,94
Diám. Tubing – Anclado	2 7/8 pulg
Tamaño - Varilla 1 pulgada	2.032
Tamaño Varilla 7/8 pulgadas	2.073
Tamaño Varilla 3/4 pulgadas	2.805
Peso de las Varillas – Wr	2,185 Lb/pie
Constante elástica – Er	6,99E-07 Pulg/lb*pie
Factor de Frecuencia – Fe	1,164
Peso total sarta de varillas – W	15.098,35 Lb
Carga de Fluido sobre la bomba – Fo	4.272,35 Lb
Constante elástica del total de sarta de varillas - 1/Kr	0,00483009
Libras de carga necesaria para estirar el total de la sarta de varillas una cantidad igual a la carrera de la barra pulida – SKr	10.144,74 Lb
Estiramiento de sarta de varillas adimensional	0,421
Velocidad de Bombeo adimensional	0,363
Plunger Stroke Factor - Sp/S	0,81
Carrera de la Bomba – Sp	39,69 pulg
Desplazamiento de la Bomba – PD	212,59 BPD
Rata de inyección de agua – Qiny	12.407 BPD
Diámetro del émbolo inferior – D1	1.06 pulg
Peso de la sarta de varillas en el fluido - Wrf	13.281,71 Lb
Peak Polished Rod Load - F1/SKr	0,67
Carga máxima de la barra pulida – PPRL	20.078,69 Lb
Minimun Polished Rod Load - F2/SKr	0,24
Carga Mínima de la barra pulida – MPRL	10.846,97 Lb

Fuente: Los Autores.

Tabla 24. Resultados del diseño del pozo 4.

Resultados Pozo 4	
Nivel de líquido – H	3.274,97 pies
Profundidad de la Bomba – L	4.282 pies
Velocidad de Bombeo – N	9 spm
Long. de carrea superficial – S	40 pulg
Diámetro del émbolo superior – D	1,75 pulg
Gravedad Específica – GE	1,11
Diám. Tubing – Anclado	2 7/8 pulg
Tamaño - Varilla 1 pulgada	1.259
Tamaño Varilla 7/8 pulgadas	1.285
Tamaño Varilla 3/4 pulgadas	1.738
Peso de las Varillas – Wr	2,185 lb/pie
Constante elástica – Er	6,99E-07 pulg/lb*pie
Factor de Frecuencia – Fe	1,164
Peso total sarta de varillas – W	9.356,17 lb
Carga de Fluido sobre la bomba – Fo	3.785,17 lb
Constante elástica del total de sarta de varillas - 1/Kr	2,993E-03 pulg/lb
Libras de carga necesaria para estirar el total de la sarta de varillas una cantidad igual a la carrera de la barra pulida – SKr	13.363,99 lb
Estiramiento de sarta de varillas adimensional	0,283
Velocidad de Bombeo adimensional	0,135
Plunger Stroke Factor - Sp/S	0,76
Carrera de la Bomba – Sp	30,4 pulg
Desplazamiento de la Bomba – PD	97,69 BPD
Rata de inyección de agua – Qiny	122.300 BPD
Diámetro del émbolo inferior – D1	2 pulg
Peso de la sarta de varillas en el fluido - Wrf	8.026,84 lb
Peak Polished Rod Load - F1/SKr	0,36
Carga máxima de la barra pulida – PPRL	12.837,88 Lb
Minimun Polished Rod Load - F2/SKr	0,06
Carga Mínima de la barra pulida – MPRL	7.225,01 Lb

Fuente: Los Autores.

Tabla 25. Resultados del diseño del pozo 5.

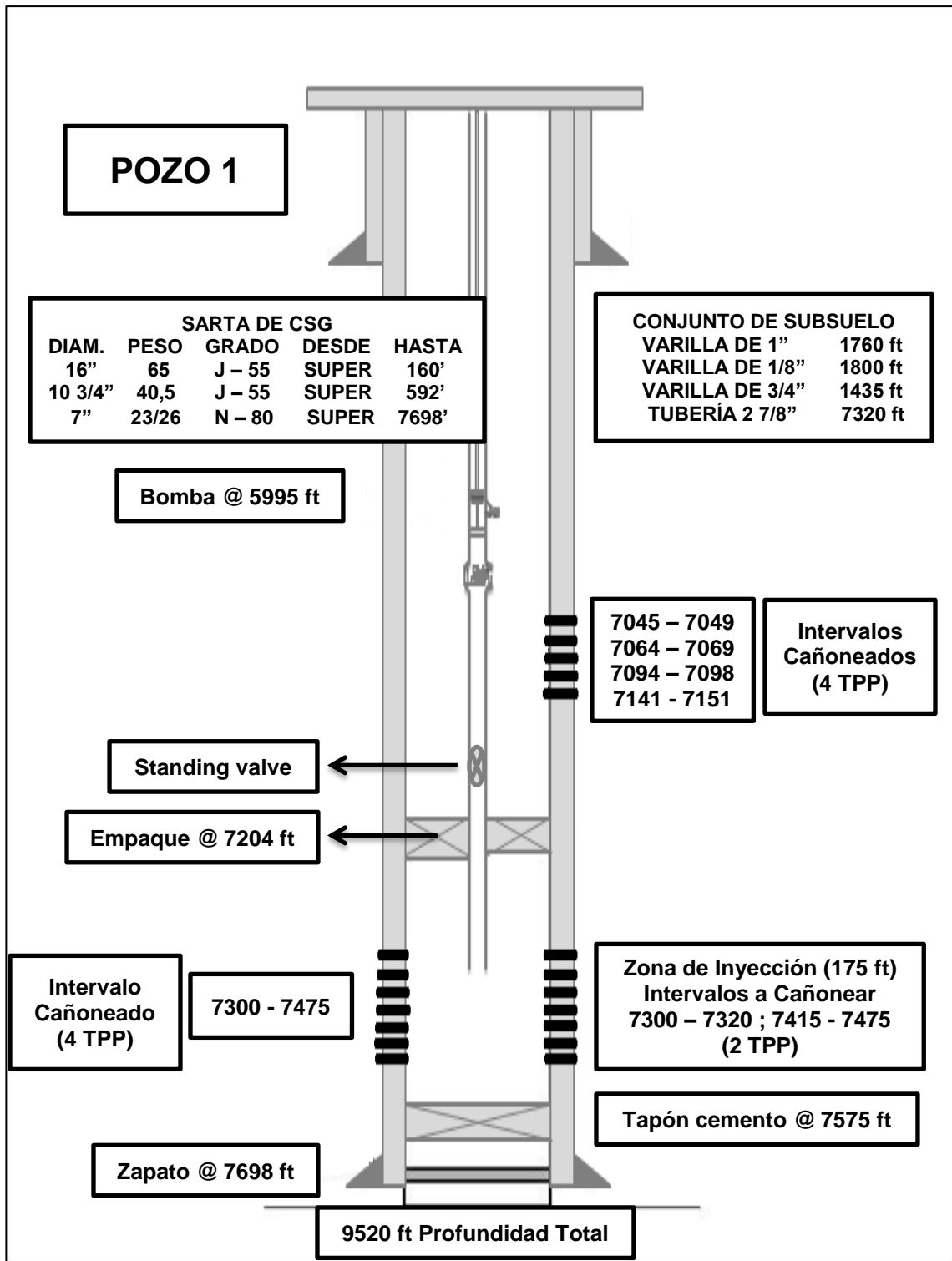
Resultados Pozo 5	
Nivel de líquido – H	4.393,75 pies
Profundidad de la Bomba – L	7.295 pies
Velocidad de Bombeo – N	9 spm
Long. de carrea superficial – S	30 pulg
Diámetro del émbolo superior – D	1,75 pulg
Gravedad Específica – GE	0,98
Diám. Tubing – Anclado	2 7/8 pulg
Tamaño - Varilla 1 pulgada	2145
Tamaño Varilla 7/8 pulgadas	2190
Tamaño Varilla 3/4 pulgadas	2960
Peso de las Varillas – Wr	2,185 lb/pie
Constante elástica – Er	0,699E-6 pulg/Lb*Pie
Factor de Frecuencia – Fe	1,164
Peso total sarta de varillas – W	15.939,575 Lb
Carga de Fluido sobre la bomba – Fo	4.300,49 Lb
Constante elástica del total de sarta de varillas - 1/Kr	0,5099E-2 pulg/Lb
Libras de carga necesaria para estirar el total de la sarta de varillas una cantidad igual a la carrera de la barra pulida – SKr	5.883,27 Lb
Estiramiento de sarta de varillas adimensional	0,730
Velocidad de Bombeo adimensional	0,230
Plunger Stroke Factor - Sp/S	0,28
Carrera de la Bomba – Sp	8,4 pulg
Desplazamiento de la Bomba – PD	26,99 BPD
Rata de inyección de agua – Qiny	1.004 BPD
Diámetro del émbolo inferior – D1	1.06 pulg
Peso de la sarta de varillas en el fluido - Wrf	14.021,72 Kb
Peak Polished Rod Load - F1/SKr	0,92
Carga máxima de la barra pulida – PPRL	19.434,33 Lb
Minimun Polished Rod Load - F2/SKr	0,12
Carga Mínima de la barra pulida – MPRL	13.315,73 Lb

Fuente: Los Autores.

4.5. ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS DESPUÉS DE LA INSTALACIÓN DE DAPS

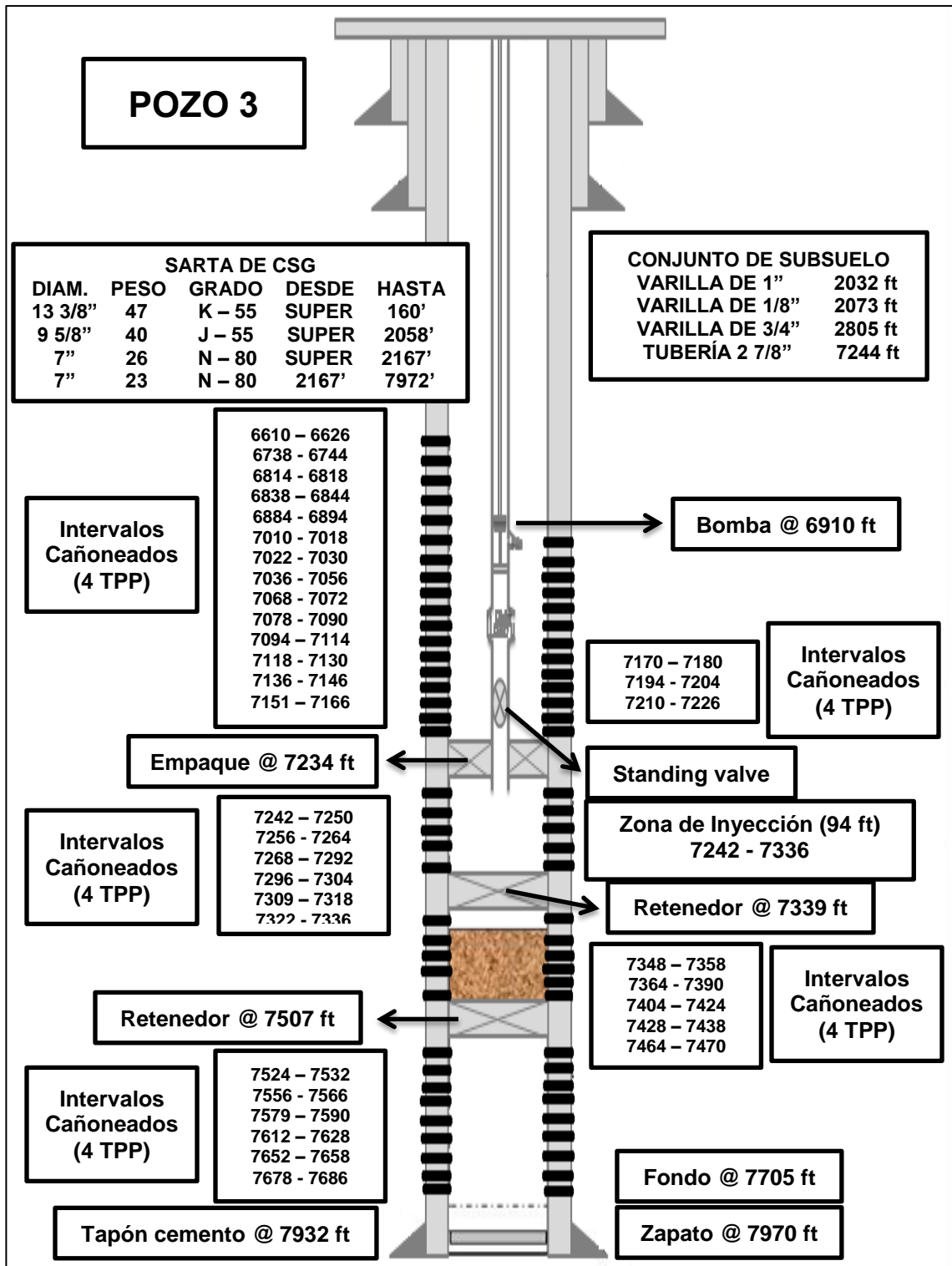
Luego de diseñar el sistema de cada pozo, es necesario ilustrar el posible estado mecánico de cada uno de ellos después de la instalación de la tecnología DAPS; en dicha ilustración se muestra información importante como: el nivel de la bomba, los intervalos productores e inyectores, la ubicación del empaque, el conjunto de subsuelo, la sarta de casing y algunas particularidades de cada pozo según su estado mecánico inicial. Por supuesto, el estado mecánico del pozo 2 no será mostrado debido a que no es posible instalar la tecnología en este pozo.

Figura 21. Diseño del sistema BM-DOWS en el pozo 1.



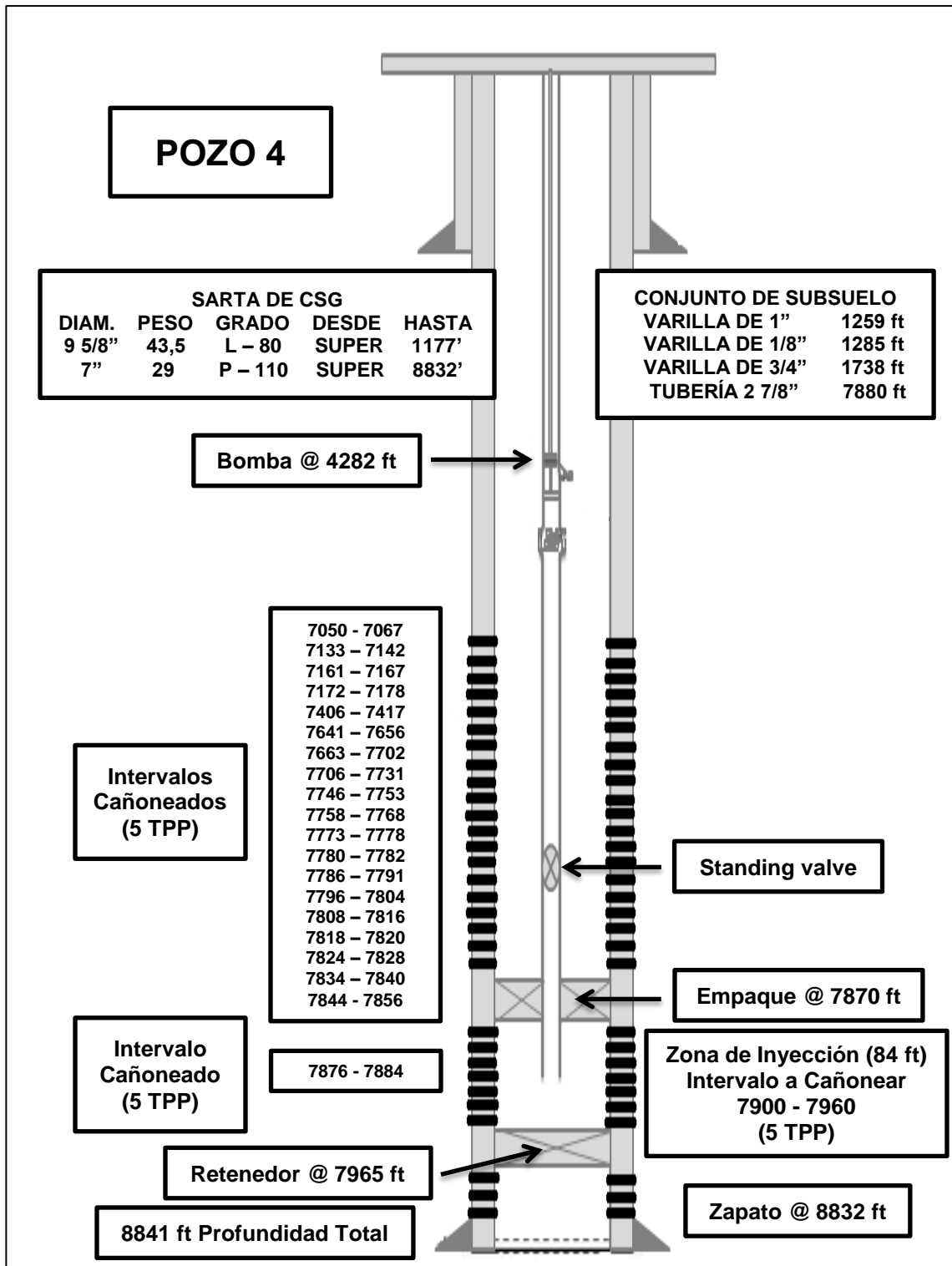
Fuente: Los Autores.

Figura 22. Diseño del sistema BM-DOWS en el pozo 3.



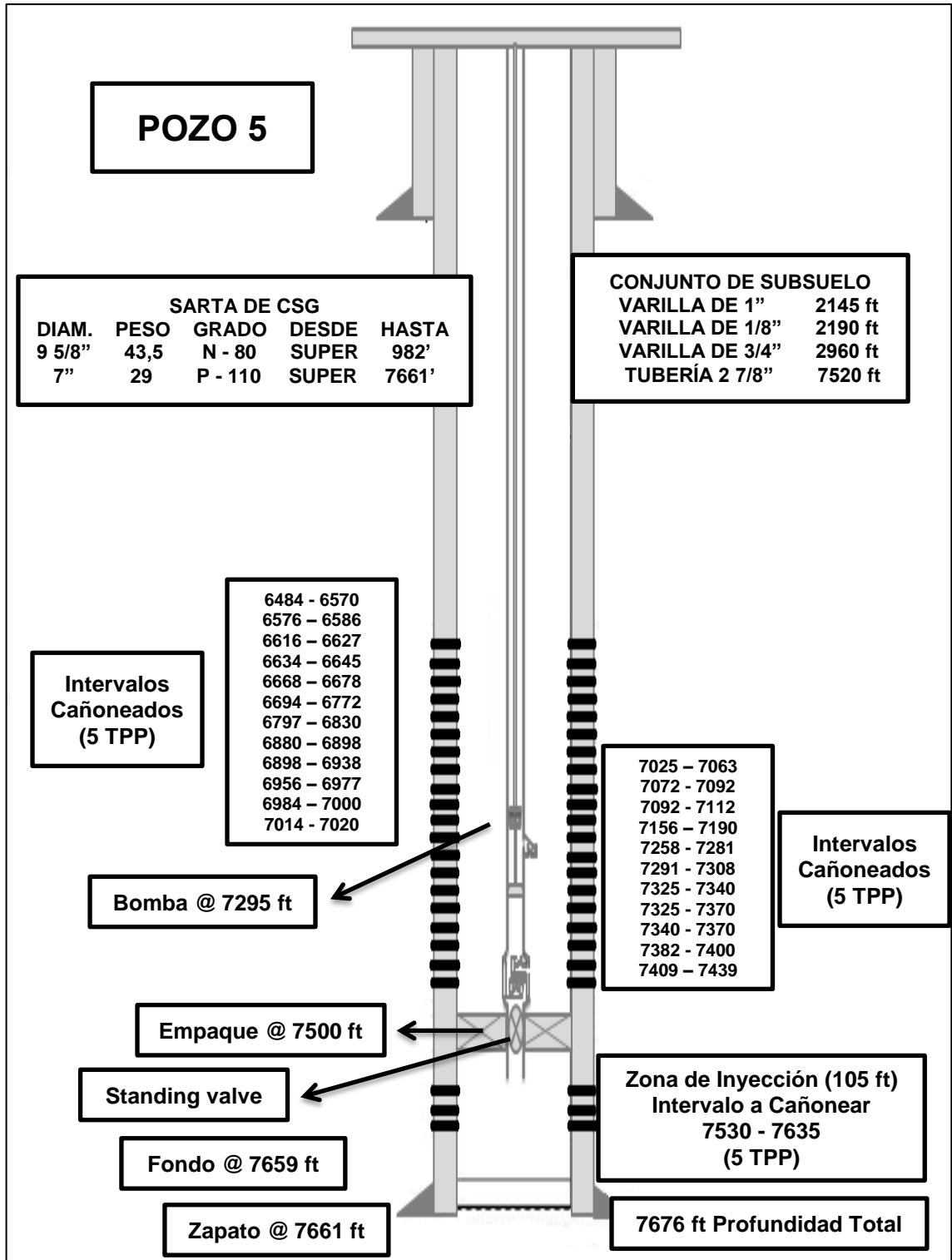
Fuente: Los Autores.

Figura 23. Diseño del sistema BM-DOWS en el pozo 4.



Fuente: Los Autores.

Figura 24. Diseño del sistema BM-DOWS en el pozo 5.

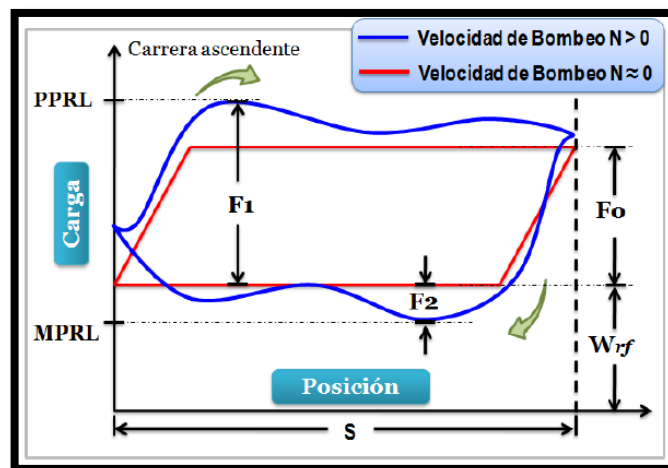


Fuente: Los Autores.

4.6. CARTAS DINAGRÁFICAS DE SUBSUELO EN DAPS

Una carta dinagráfica de subsuelo es una gráfica de Carga vs Posición en la que se muestra la posición, según la longitud de la carrera, de la barra pulida y la carga máxima y mínima que ella sostiene durante su movimiento vertical, es decir, durante la carrera ascendente y descendente cuando se da la acumulación y descargue de los fluidos. En la figura 26, se muestran los valores que son calculados según el procedimiento descrito por la Norma API RP11L y que sirven para graficar el dinagrama del pozo.

Figura 25. Carta dinagráfica básica.



Fuente: TORRADO SOTO, D. A. et al. Seminario de investigación – Estudio de las variables involucradas en los sistemas de bombeo mecánico para el diseño, control y optimización de pozos en Campo Colorado.

PPRL: Carga máxima de la barra pulida.

MPRL: Carga mínima de la barra pulida.

Fo: Carga de fluido sobre la bomba.

Wrf: Peso de las varillas dentro del fluido.

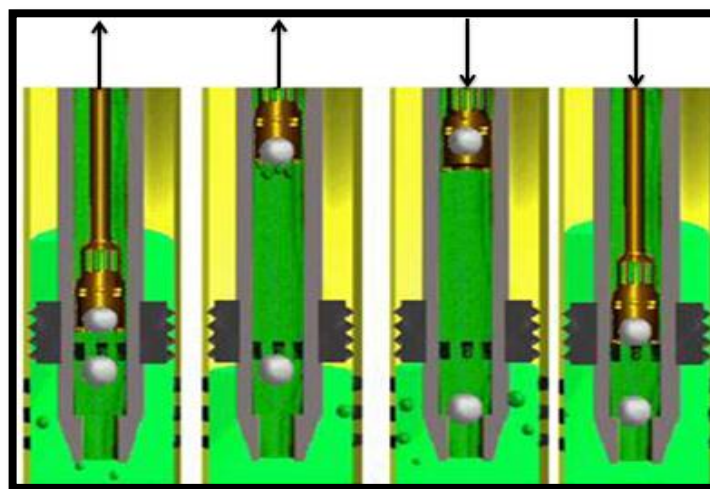
S: Longitud de la carrera.

F1: es un factor de PPRI y equivale a la carga de fluido más los efectos dinámicos máximos en la carrera ascendente.

F2: es un factor de MPRL y equivale al peso de las varillas dentro del fluido, menos los efectos dinámicos de la carrera descendente.

En un pozo con bombeo mecánico convencional, durante la carrera descendente la válvula viajera se abre y la válvula fija se cierra de tal forma que a medida que desciende, el fluido de la bomba se desplaza hacia el tubing, permitiendo así que éste soporte la carga; antes de comenzar la carrera ascendente, los fluidos se transfieren a las varillas, puesto que se cierra la válvula viajera, haciendo así que la barra pulida soporte la carga, a su vez, la válvula fija se comienza a abrir para permitir la acumulación de los fluidos dentro del barril durante el ascenso; luego se descargan los fluidos, y comienza de nuevo la carrera descendente. Durante todo el proceso de operación, las varillas se encuentran sumergidas en fluidos, disminuyendo así el peso que la barra pulida siente.

Figura 26. Proceso de operación de la bomba de subsuelo de bombeo mecánico convencional.



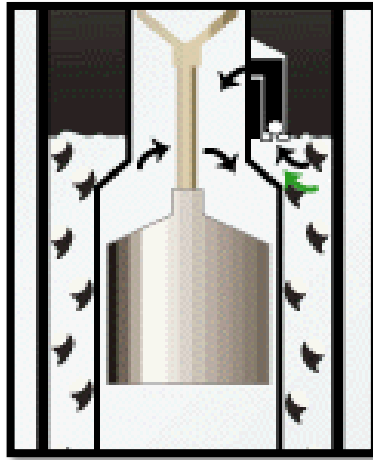
Fuente: THETA ENTERPRISES, entrenamiento levantamiento artificial. Modificado por autores.

En el diseño de cada pozo de estudio, se calcularon los diferentes valores mediante los cuales se podría graficar el comportamiento de la carga soportada por la barra pulida en el subsuelo, según la Norma API RP11L, pero es necesario realizar el análisis de dicho comportamiento, puesto que debido a la forma en que la tecnología DAPS opera, hay que tener en cuenta otros factores que no ocurren en el bombeo mecánico convencional.

En el momento en que comienza la carrera descendente, la barra pulida va a sufrir diferentes efectos que deben ser tomados en cuenta: la disminución del peso de la varilla que une las dos bombas, el peso ejercido por los fluidos al entrar a la barril y la contrapresión ejercida por el agua que se va a inyectar. Primero, la barra pulida sentirá que el peso de las varillas es menor, esto ocurre debido a que la válvula superior de entrada de fluidos se abre, permitiendo que el aceite con pequeñas gotas de agua lleguen al barril superior, a través del cual se encuentran unas varillas que se encargan de unir la bomba superior con la inferior (como se muestra en la figura 28).

Al llenarse este espacio durante la carrera descendente, la barra pulida va a sentir menos peso por la sumergencia de la varilla dentro de los fluidos y a su vez ocurre un aumento en el peso debido a que el agua se acumula encima del pistón ejerciendo una fuerza hacia abajo sobre el émbolo y éste está conectado a la sarta de varillas. El otro efecto a tomar en cuenta es que las varillas sufrirán una compresión ejercida por el agua que el émbolo y la bomba están reinyectando

Figura 27. Entrada del aceite con gotas de agua a la bomba superior.



Fuente: Fuente: Veil, J., Langhus, B., and Belieu, S. DOWS Reduce Produced Water Disposal Costs. Modificado por los autores.

Obviamente estos 3 procesos no se ven reflejados uno por uno, es decir, en una carta dinográfica esos aumentos o disminuciones en el peso soportado por la barra pulida se reflejan en el balance de pesos y la única forma de tomar dicha carta es después de la instalación de DAPS en cada pozo y con un programa de bombeo mecánico dinámico que estime su comportamiento, por lo que no es posible ilustrar una carta ideal para cada pozo

Según Stuebinger²⁴, cuando se presentan cartas en las cuales la carga mínima de la barra pulida es muy baja, o hasta negativa, la solución consiste en cambiar algunas varillas por otras de un material más pesado (plomo) para que así dicha carga mínima aumente considerablemente y el sistema funcione correctamente. Si esa compresión sufrida por las varillas no se toma en cuenta, es posible que se colapsen y se rompan dentro del pozo..

²⁴ STUEBINGER, L. A. Multipurpose wells: downhole oil/water separation in the future. Pág. 3.

5. EVALUACIÓN FINANCIERA

Luego de realizar la evaluación técnica de la tecnología DOWS, se hace necesaria a su vez la realización de una evaluación financiera, con el fin de consolidar el estudio de viabilidad, para poder tomar una decisión acertada sobre la implementación de dicho sistema de separación y posterior reinyección de agua y aceite en fondo de pozo.

La evaluación financiera tiene como objetivo determinar si es viable invertir en la realización de un proyecto, esto se hace posible conociendo previamente las variables económicas asociadas al proyecto, tales como la inversión neta inicial y los flujos periódicos de efectivos (que son la resultante entre los ingresos, los egresos, costos operacionales, los impuestos y la depreciación), los cuales son evaluados posteriormente bajo los criterios financieros tales como el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el tiempo de recuperación de la inversión (PAYBACK) y la relación costo-beneficio (RCB).

Luego de realizar el análisis con los diferentes criterios de evaluación, es posible determinar si el proyecto resulta ser rentable económicamente y así llevar a cabo su implementación. La rentabilidad se evidencia en el momento en que, el proyecto retorne un monto igual o superior al capital inicial invertido para llevarlo a cabo, y esto dentro de un tiempo de evaluación que ha de ser estipulado en momentos previos de realizar esta evaluación.

A continuación, en este capítulo se llevará a cabo paso a paso la evaluación financiera de la tecnología de separación de agua y aceite en fondo de pozo, aplicada a los pozos del campo Yariguí-Cantagallo, que fueron seleccionados previamente.

5.1. EVALUACIÓN FINANCIERA APLICADA A UN PROYECTO DE PRODUCCIÓN

Para llevar a cabo la evaluación financiera de un proyecto de producción, es imprescindible conocer los parámetros económicos fundamentales que afectan las finanzas de este, tales como: la inversión inicial y los flujos de efectivos. Con el conocimiento de estos, se procede a evaluar el proyecto mediante los diferentes indicadores financieros básico de la ingeniería económica, para así determinar la rentabilidad a futuro del mismo.

A continuación, se explica en detalle cada uno de los parámetros económicos y los criterios de evaluación de la rentabilidad de un proyecto de producción a utilizar para hacer un análisis detallado y tomar decisiones sobre la ejecución o no del proyecto.

5.1.1. Inversión Inicial o Neta

La inversión inicial o neta se define como el capital que se hace necesario para poner en marcha un proyecto. Esta inversión se puede clasificar en dos componentes claramente diferenciados: el primero está relacionado la inversión destinada a la adquisición de activos y suministros necesarios para llevar a cabo el inicio del proyecto (cuando el desarrollo físico de este no existe). El segundo se refiere a la liquidez necesaria para alterar o modificar un proyecto previamente existente.

La inversión inicial se calcula contabilizando y totalizando los egresos que se causen en el momento que se esta realizando el desembolso, conocido como hora cero. En este orden de ideas, la inversión neta puede ser calculada teniendo en cuenta, los costos de las maquinarias, equipo, elementos y su instalación, y

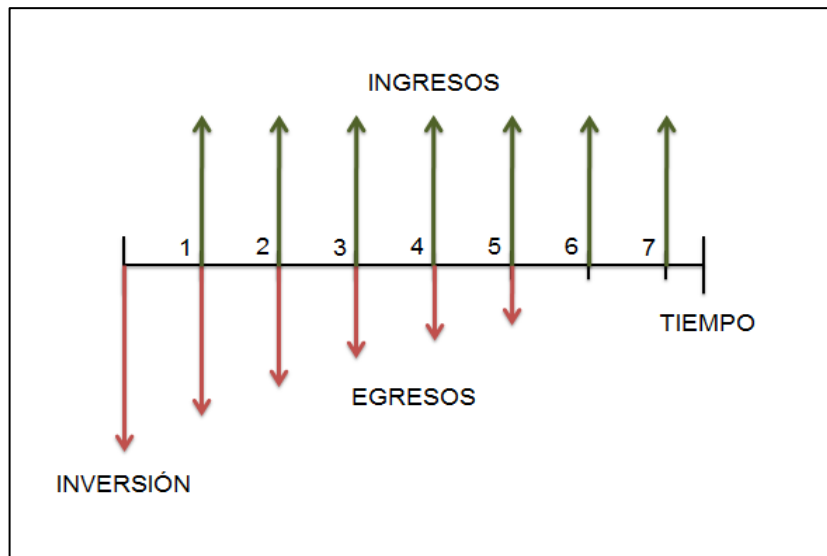
depreciación por el uso, también los costos de construcción, promoción, gastos de entrenamiento del personal, entre otros que conforman los pasivos.

$$\begin{aligned} \text{Inv. Inicial} = & \text{costos de activos} + \text{costos de instalación} + \text{costos de construcción} \\ & + \text{costos de promoción} + \text{gastos de entrenamiento del personal} \\ & - \text{ganancias por venta del bien usado} \end{aligned} \quad (29)$$

5.1.2. Flujo de Efectivo

Los flujos de efectivo son todos aquellos movimientos o traspaso de capital, ya sean de entrada o salida, durante la vida del proyecto. Estos movimientos de capital suelen representarse de forma gráfica mediante una línea recta horizontal, que representa su duración, la cual esta subdividida en pequeños segmentos que representan períodos de tiempo más pequeños.

Figura 28. Representación gráfica de los flujos de efectivo.



Fuente: Los Autores.

En la figura 28 se puede observar la representación gráfica de los flujos de efectivo, en donde las flechas que apuntan hacia arriba representan los ingresos que entran al proyecto, estos pueden ser debido a ganancias por la producción, dinero recibido por la venta de equipos, entre otros. Por otro lado, las flechas que apuntan hacia abajo representan los egresos, que son los gastos generados por el proyecto, dentro de estos se encuentran la compra de equipos, los impuestos, costos de operación y mantenimiento, entre otros. Con base en esto, los flujos de caja pueden ser calculados por la siguiente ecuación:

$$\text{Flujo de Caja} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} - \text{Impuestos} - \text{Depreciación} \quad (30)$$

5.1.3. Costos

Los costos se definen como el valor monetario de los consumos de factores que supone el ejercicio de una actividad económica destinada la producción de un bien o un servicio. En todo proyecto de producción se hace necesario el empleo de factores productivos, en otras palabras, es ineludible una inversión o esfuerzo económico para llevar a cabo todo proyecto de producción, ese capital que hay que disponer como esfuerzo son los considerados costos.

Todos los costos de un proyecto de producción deben ser medidos, para ello se recomienda clasificarlos previamente según diferentes categorías, las cuales varían de acuerdo al ente u organismo que ejecute y realice el análisis financiero del mismo, para posteriormente poder determinar si resulta viable invertir en el proyecto.

El costo más significativo en un proyecto de producción es la elevación de un barril de petróleo a superficie o Lifting Cost. Este es el resultado de la sumatoria de costos tales como el de levantamiento (energía utilizada para mantener los pozos

productivos), tratamiento de los fluidos producidos (aceite, gas y agua), vertimiento y disposición de fluidos, prestación de servicios, salario del personal, entre otros.

5.1.4. Impuestos

Los impuestos son una clase de tributo o cargas obligatorias que las personas y empresas deben pagar por obligación para financiar al estado. Existen dos clases de impuestos: los directos e indirectos. Aquellos impuestos que se aplican sobre el patrimonio, afectando los ingresos o pertenencias como la propiedad de maquinaria o terrenos de explotación hacen parte del primer grupo (directos). Mientras que los impuestos indirectos afectan a personas distintas a quien produce el bien o presta el servicio.

Las empresas dedicadas a la industria de los hidrocarburos son regidas por dos intereses de carácter directo, estos son las regalías y el impuesto sobre la renta.

5.1.4.1. Regalías

Las regalías constituyen el derecho que tiene el estado en el producto de la explotación de recursos naturales no renovables. Debido a que el subsuelo por ley pertenece al estado, todas las empresas o compañías que se dediquen a la extracción de los recursos hidrocarburos deben pagar un recaudo o porcentaje económico, a las entidades territoriales, con base en sus ingresos.

Estas regalías son determinadas con base en la producción diaria promedio de cada mes en los diferentes campos petroleros, y están reglamentadas por la Ley 756 de 2002.

Tabla 26. Sistema de pago de regalías escalonadas de petróleo en Colombia.

ESCALA PARA DETERMINAR LAS REGALÍAS DE CRUDOS LIVIANOS Y SEMILIVIANOS	
PRODUCCIÓN DIARIA PROMEDIO MES	PORCENTAJE
Para una producción diaria ≤ 5 KBOPD	8%
Para una producción mayor a 5 KBOPD y ≤ 125 KBOPD	X%
Para una producción mayor a 125 KBOPD y ≤ 400 KBOPD	20%
Para una producción mayor a 400 KBOPD y ≤ 600 KBOPD	Y%
Para una producción mayor a 600 KBOPD	25%

Fuente: CONGRESO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA. Ley 756. Bogotá D.C., 2002.

En campos petroleros donde la producción de hidrocarburos líquidos se encuentren entre los 5 KBPD y los 125 KBPD, el impuesto de regalías a pagar esta determinado por la siguiente formulación:

$$X\% = 8 + [(Producción KBPD - 5 KBPD)x(0,1)] \quad (31)$$

En campos petroleros donde la producción de hidrocarburos líquidos se encuentren entre los 400 KBPD y los 1600 KBPD, el impuesto de regalías a pagar está determinado por la siguiente formulación:

$$Y\% = 20 + [(Producción KBPD - 400 KBPD)x(0,025)] \quad (32)$$

En el caso de campos que produzcan crudos pesados (con gravedades API inferiores a los 15°), el porcentaje de regalías será el 75% del porcentaje obtenido mediante la tabla 26.

5.1.4.2. Impuesto sobre la renta

El impuesto sobre la renta es de orden nacional, directo y periódico. Su captación está a cargo de la nación a través de bancos y entidades financieras autorizadas. Este impuesto suele gravar el beneficio de las empresas (la diferencia entre los ingresos y los gastos, con algunas deducciones), durante un período determinado. Para su liquidación se requiere determinar la renta o utilidad generada por el desarrollo de actividades durante un año.

En el caso de Colombia, el impuesto sobre la renta que deben pagar al estado las empresas petroleras es del 34%.

5.1.5. Criterios de evaluación financiera

Con el conocimiento de la inversión inicial y los flujos de efectivos periódicos durante la vida del proyecto, y mediante un análisis aplicado de los diferentes criterios económicos básicos, es posible determinar si un proyecto de producción resulta ser viable financieramente y así ponerlo en marcha.

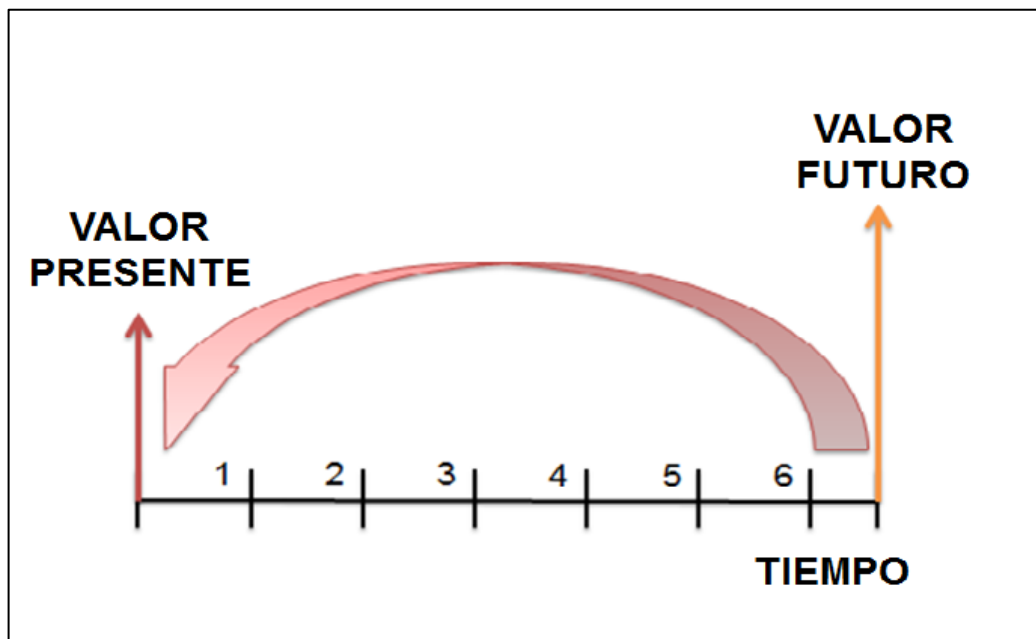
Dentro de estos criterios para la evaluación financiera se encuentran: el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el tiempo de recuperación de la inversión o tiempo de repago (PAYBACK), y la Relación Costo Beneficio (RCB). Cada una de estas variables debe ser analizada de forma individual, pero el calificativo de rentabilidad financiera no puede ser otorgado a un proyecto basándose en un solo parámetro, pues se hace necesario además un análisis integrado que permita verificar las posibilidades de los parámetros donde si un solo criterio no arroja resultados positivos, se recomienda no poner en marcha el proyecto.

5.1.5.1. Valor Presente Neto (VPN)

El Valor Presente Neto (VPN), es un procedimiento que permite calcular el valor de un determinado número de flujos de caja futuros. El método consiste en calcular el Valor Presente (VP) del flujo de ingresos que se espera que genere el proyecto, menos el costo de llevarlo a cabo (se asume que se paga al inicio del proyecto). Se descuenta una tasa determinada o un interés igual en cada uno de los períodos en los que se divide la vida del proyecto.

Dado el flujo de caja de un proyecto o alternativas de inversión, se define el Valor Presente (VP) como la forma de estimar el valor todos los recursos económicos gastados y generados a lo largo de la vida útil del proyecto, también de comparar los costos y beneficios actuales con los futuros.

Figura 29. Representación gráfica del Valor Presente Neto (VPN).



Fuente: Los Autores.

Los factores que deben tenerse en cuenta al calcular el Valor Presente Neto de un proyecto son: la vida útil del proyecto, el flujo de caja, es decir, el Valor Presente los ingresos y los egresos en el tiempo, el valor comercial o los ingresos que se obtienen al final de la vida útil del proyecto y la tasa de descuento u oportunidad, la cual puede ser constante o variable, pues en esta se encuentra encerrado el factor de riesgo y el de liquidez. Mediante la siguiente formulación se puede obtener el VPN:

$$\sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujo de Caja}}{(1+i)^n} \quad (33)$$

Como ya se había explicado antes, los flujos periódicos de caja son la resultante entre los ingresos, los egresos y los intereses de cada período. N es el número de períodos a considerar; cabe aclarar que la sumatoria para calcular el VPN empieza desde n=0. El interés *i* es igual al porcentaje al que está invertido un capital en una unidad de tiempo. Con base en la ecuación se puede observar que a medida que disminuye el interés, mayor resulta ser el VPN, la cual es una buena información para la viabilidad financiera del proyecto.

Cuando el VPN es positivo, el proyecto es viable ya que cubre la inversión y genera beneficios adicionales. Por el contrario, si este resulta ser negativo, el proyecto debe rechazarse, ya que los beneficios esperados no cubren la inversión inicial, cuando tiene un valor de cero, es indiferente aceptar o no el proyecto.

5.1.5.2. Tasas de Rendimiento Económico

El método de las tasas de rendimiento económico permite determinar el porcentaje de utilidad que se recibe por la inversión de capital, ya sea antes o después de ser realizada. La determinación de estas tasas no se puede efectuar

matemáticamente, por ello, solo se efectúa por ensayos de prueba y error con base en la ecuación del Valor Presente Neto (VPN).

Aunque existen dos tasas de rendimiento económico, la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la Tasa Promedio de Retorno (TPR), la primera suele ser la más aplicada, pues la TPR normalmente es usada en situaciones cuando se cuenta con diferentes proyectos y se debe elegir aquel con mayor tasa de rendimiento.

- **Tasa Interna de Retorno (TIR)**

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es un procedimiento, que considera el valor del dinero en el tiempo y determina la tasa de rendimiento en la cual el VPN de un proyecto es igual a cero, en otras palabras, la tasa que equilibra el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos.

El cálculo de la TIR se realiza deduciendo la tasa de interés, que equivale a la suma del valor presente de los flujos de caja, que es igual a la inversión inicial. La siguiente formulación, representa lo mencionado anteriormente y la metodología para calcular la TIR, siendo C el capital destinado para la inversión inicial:

$$0 = -C + \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujo de Caja}}{(1+i)^n} \quad (34)$$

Los resultados obtenidos deben ser analizados de la siguiente manera: si la TIR es mayor que io (la tasa de oportunidad del inversionista), el proyecto puede ser aceptado, mientras que en el caso en que io es mayor que la TIR, el proyecto debe ser rechazado. En el último caso, si la TIR y el io son iguales, es indiferente aceptar o rechazar el proyecto.

5.1.5.3. Tiempo de Recuperación de la Inversión (PAYBACK TIME)

El Tiempo de Recuperación de la Inversión o Payback time es un método de gran recurrencia por las empresas que deciden llevar a cabo un proyecto de inversión, pues mediante esta metodología se puede calcular el tiempo aproximado que se tardaría en recuperar la inversión inicial. En otras palabras, el payback time es el tiempo que le toma a la operación del proyecto generar el suficiente flujo de efectivo para compensar la inversión realizada.

Existen dos formas de calcular el tiempo o período de recuperación, la primera es el payback simple, que es la metodología más utilizada por su sencillez, y la segunda es el payback ajustado. La diferencia radica en que el segundo procedimiento tiene en cuenta el valor del dinero en el tiempo, por ello se dice que el payback simple arroja un tiempo aproximado de recuperación de la inversión.

- **Tiempo de Recuperación Simple o Payback Simple**

El payback simple es el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial. El método considera los flujos de efectivo sin tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Por lo tanto, considera erróneamente que el valor de una unidad monetaria actual tiene el mismo valor que una unidad monetaria posterior.

Para calcular el tiempo de recuperación simple, debe compararse directamente los flujos de efectivo operativos netos generados por el proyecto, con la inversión neta, para determinar el período (número de años, meses, semanas o días) que se requiere para que los ingresos sean iguales al dinero que se invirtió al inicio del proyecto y mantener su operación. La siguiente es la formulación matemática que permite conocer el tiempo de recuperación de la inversión simple:

$$Payback\ Simple = \frac{Inversión\ Inicial}{Flujo\ de\ Efectivo\ Anual} \quad (35)$$

El payback simple debe ser analizado teniendo en cuenta el tiempo de evaluación o de existencia del proyecto, con base en esto se plantean las dos situaciones: si el payback simple es menor que el tiempo de evaluación, el proyecto resulta ser rentable y podría ser aceptado; por el contrario si el payback simple resulta ser mayor que el tiempo de evaluación, el proyecto debería ser rechazado.

5.1.5.4. Relación Costo-Beneficio (RCB)

El análisis costo-beneficio es una herramienta financiera que mide la relación entre los costos y los beneficios asociados a un proyecto de inversión con el fin de evaluar su rentabilidad. La relación costo-beneficio (RCB), también conocida como índice neto de rentabilidad, es un cociente que se obtiene al dividir el Valor Presente de los ingresos totales netos o beneficios netos entre el Valor Presente de los costos de inversión o costos totales de un proyecto.

$$RCB = \frac{VPN\ Ingresos}{VPN\ Egresos} \quad (36)$$

Según el análisis costo-beneficio, un proyecto será rentable cuando la RCB sea mayor a la unidad.

5.2. EVALUACIÓN FINANCIERA APLICADA A LA TECNOLOGÍA DOWS

Al realizar la evaluación financiera de la tecnología DOWS, se hace necesario conocer los parámetros económicos trascendentales que afectan las finanzas de este proyecto, tales como: la inversión inicial (costo de la tecnología DOWS y las respectivas operaciones de acondicionamiento del pozo para su instalación), y los

flujos de efectivos (teniendo en cuenta los ingresos por la producción del campo y los egresos causados por los costos operacionales para mantener el campo en optimas condiciones de producción, los impuestos de renta y las regalías).

A continuación, se analizarán en detalle los diferentes parámetros que se deben tener en cuenta para la evaluación financiera de la tecnología DOWS.

5.2.1. Datos y consideraciones que se deben tener en cuenta para realizar la evaluación financiera de la tecnología DOWS

En instancia previa de realizar el análisis financiero a la tecnología DOWS se hace necesario aclarar y considerar algunos aspectos relevantes, los cuales permitirán asegurar un análisis correcto de la misma. Estos considerandos importantes son los siguientes:

- La Texas Petroleum Company (Texaco) fue la compañía que desarrollo la idea de la tecnología Dual Action Pumping System (DAPS), la cual cuenta con la patente de este sistema. Una compañía aliada, Axelson Inc., se encargaba de realizar la construcción y manufactura de la herramienta, pero posteriormente esta empresa fue adquirida por la Dresser Oil Tools, quien en la actualidad comercializa la herramienta DAPS.
- La herramienta DAPS solo se suministra en forma de venta. Las compañías interesadas pueden comprar la herramienta DAPS (separador) por un costo de 16.500 US\$, o adquirir todo el sistema BM-DOWS gravitacional por un precio de 90.500 US\$ (datos del año 1998). El análisis financiero a realizar tendrá en cuenta la opción de compra de todo el sistema BM-DOWS, costo que será tenido en cuenta a la hora de cuantificar la inversión inicial o neta.

- Al instalar el sistema DOWS hay que tener en cuenta que solamente se realiza en pozos existentes, ya que este reemplaza totalmente el sistema de levantamiento artificial que posee el pozo, y son necesarias labores de workover previas a la instalación de la tecnología. En este caso es necesario completar nuevamente todos los pozos candidatos, costos que deben ser tenidos en cuenta dentro de la inversión inicial a realizar.
- Una vez determinada la zona de inyección, es necesario llevar a cabo: el cañoneo de esta, un fracturamiento hidráulico, una Step Rate Test -SRT- o prueba de inyectividad (que permite determinar las presiones y las tasas permitidas de inyección) y una prueba de compatibilidad (entre el agua a inyectar y el agua de la zona de inyección). Costos que hay que tener en cuenta de igual manera dentro de la inversión inicial.
- Según los resultados obtenidos en las experiencias de campo, de los 16 casos en los que se llevó a cabo la implementación de los sistemas DOWS gravitacionales: en 8 casos la producción de petróleo aumento, en 5 casos la producción declinó y en 3 casos permaneció sin variación²⁵. Para evitar discrepancias ante este factor, se asumirá que la producción de los pozos pilotos no tendrá variación, que permanecerán produciendo la misma cantidad de hidrocarburos que en las instancias previas a la instalación del sistema.
- En los casos de campo donde se ha llevado a cabo la implementación de la tecnología, se ha presentado una reducción del agua que asciende a superficie en un 14% hasta un 97%. En 9 de los 16 casos la reducción fue mayor del 75%, valor que sería el esperado a la hora de instalada la tecnología. Debido a lo anterior, el sistema de levantamiento (Bombeo Mecánico) puede economizar hasta un 30% de energía, operando a una

²⁵ VEIL, Jhon A., et al. FEASIBILITY EVALUATION OF DOWNHOLE OIL/WATER SEPARATION (DOWS) TECHNOLOGY. Reporte técnico. U.S Department Of Energy. 1999

menor velocidad de bombeo debido a la reducción notoria de los fluidos que lleva a superficie²⁶. Además, los costos de los tratamientos del agua se verían reducidos en razón a la disminución en la cantidad de químicos a utilizar. Aunque se podría hablar de una reducción en el Lifting Cost, no se tendrá en cuenta a la hora de realizar la evaluación financiera de la tecnología, pues no sería notorio el cambio con la implementación de la tecnología en los cuatro pozos pilotos. En el caso de este estudio se asumirá una reducción del agua que asciende a superficie de un 72,3% (dato promedio de reducción de los casos en donde la producción de aceite aumentó o permaneció constante).

- El tiempo de evaluación de la tecnología para determinar la rentabilidad será de diez años (que es el tiempo de vida útil de la tecnología y los equipos a ser implementados), los cuales serán contados a partir del proceso de acondicionamiento de los pozos. Todos los montos monetarios serán expresados con base a la divisa americana, el dólar (US\$).

5.2.2. Inversión inicial del proyecto

Luego de realizar la evaluación técnica de los pozos candidatos para la implementación del sistema DOWS, se procede determinar la inversión inicial de todo el ensayo piloto (cuatro pozos). Como ya se mencionó anteriormente, los trabajos de acondicionamiento de los pozos son tenidos en cuenta a la hora de realizar la inversión.

Mediante los conceptos del valor del dinero en el tiempo y la aplicación de los conocimientos relacionados con la ingeniería económica, es posible determinar un valor aproximado del precio de venta actual de la tecnología, teniendo en cuenta el índice de inflación del país donde se realiza la manufactura de esta, en este caso

²⁶ VEIL, Jhon, op. cit, p. 13

Estados Unidos. La ecuación que permite conocer el costo actual (año 2013) del sistema BM-DOWS gravitacional es la siguiente:

$$VF = VP(1 + i)^n \quad (37)$$

Donde, VF es el valor futuro de la tecnología en un año determinado, VP es el valor presente de referencia, i es la tasa de inflación de Estados Unidos de cada año a analizar, n es el número del año a analizar. Debido a que la inflación varía cada año, es necesario calcular el VF de la tecnología año por año. La variación aproximada del precio de la tecnología DOWS teniendo en cuenta la tasa de inflación anual de E.E.U.U., se puede ver en el anexo 4.

Las cotizaciones de los diferentes equipos, implementos, los servicios de acondicionamiento y las pruebas necesarias a realizar para cada pozo se pueden observar en el anexo 5. Cabe aclarar que dentro de la cotización respectiva del completamiento se tiene en cuenta la compra de los siguientes implementos: empaque hidráulico, standing valve, mandril de inyección, camisa de circulación (sliding sleeve), niples de asentamiento, wireline entry guide y el personal necesario para este. Estas han sido generadas por los autores y proporcionadas por ECOPETROL S.A., con base en operaciones previamente realizadas de la misma índole en diferentes pozos del campo Yariguí-Cantagallo.

En la tabla 27 se dan a conocer las inversiones iniciales respectivas a realizar en cada uno de los pozos y en el proyecto (4 pozos), hay que tener en cuenta que la inversión inicial en cada pozo varía de acuerdo a la operación de cañoneo a realizar en cada uno de ellos, pues el espesor de la zona de inyección es diferente en cada uno de ellos, además de la cantidad de tubería necesaria a comprar para poder inyectar en el agua en la zona de disposición:

Tabla 27. Inversión inicial del proyecto.

CONCEPTO	COSTO (US\$)
POZO 1	895.998,31
POZO 3	898.527,59
POZO 4	901.665,11
POZO 5	890.855,99
Tiempo total de acondicionamiento e instalación de DAPS= 11 días	
PROYECTO (4 POZOS)	3'561.202

Fuente: Los Autores.

En la tabla 27, se puede observar el valor total de la inversión inicial o neta del proyecto de la implementación de la tecnología en los cuatro pozos candidatos, por un total de 3'561.202 US\$. Esta inversión será tenida en cuenta únicamente en el primer día de evaluación del proyecto (año cero).

5.2.3. Ahorros del proyecto

Como se mencionó anteriormente, no se tendrá en cuenta un incremental en la producción de petróleo una vez instalada la tecnología DOWS, esto quiere decir que el proyecto no generará ingresos a partir de la venta del crudo. El proyecto genera rentabilidad por ahorros al inversionista al evitar los costos de tratamiento y disposición del agua que será inyectada con la tecnología. De acuerdo con la información suministrada por el departamento de producción del campo Yariguí-Cantagallo, cada barril de agua que no ascienda a superficie y sea dispuesto en el intervalo inyector del pozo, representa un ahorro de 2,25 US\$.

Todos los fluidos del campo Yariguí-Cantagallo describen una declinación exponencial del 14% anual. Es necesario realizar un análisis de curvas de declinación de la producción de los fluidos de interés del análisis (agua y petróleo), con el fin de determinar la cantidad de agua a ser inyectada en cada período de

evaluación de la tecnología (teniendo en cuenta el porcentaje de reducción del agua que asciende a superficie del 72,3%), y así posibilitar el cálculo total de los ahorros generados por el proyecto en cada lapso de tiempo en que se divide la evaluación financiera.

5.2.3.1. Análisis de la producción del campo

De acuerdo con un análisis respectivo de la historia de producción, la extracción del campo se encuentra en la etapa de decaimiento y obedece a una declinación de tipo exponencial, con una tasa del 14% anual. Como se mencionó previamente, no se asumirá variación en la producción de los pozos del proyecto, por ello, la producción a futuro de cada pozo será determinada mediante la siguiente expresión matemática:

$$Q(t) = qe^{-(0,14/a)*t} \quad (38)$$

En donde: $Q(t)$ es la producción de fluidos en el instante de tiempo t . q es la producción inicial de fluidos en el instante $t=0$, y varía de acuerdo a cada uno de los pozos; a depende del tipo de análisis a realizar, puede ser un análisis diario ($a=365$), mensual ($a=12$), o anual ($a=1$). t es el instante de tiempo a analizar, y depende del tipo de análisis a realizar (diario, mensual o anual). (Potencial de producción mensual del proyecto -Anexo 6-)

5.2.4. Egresos del proyecto

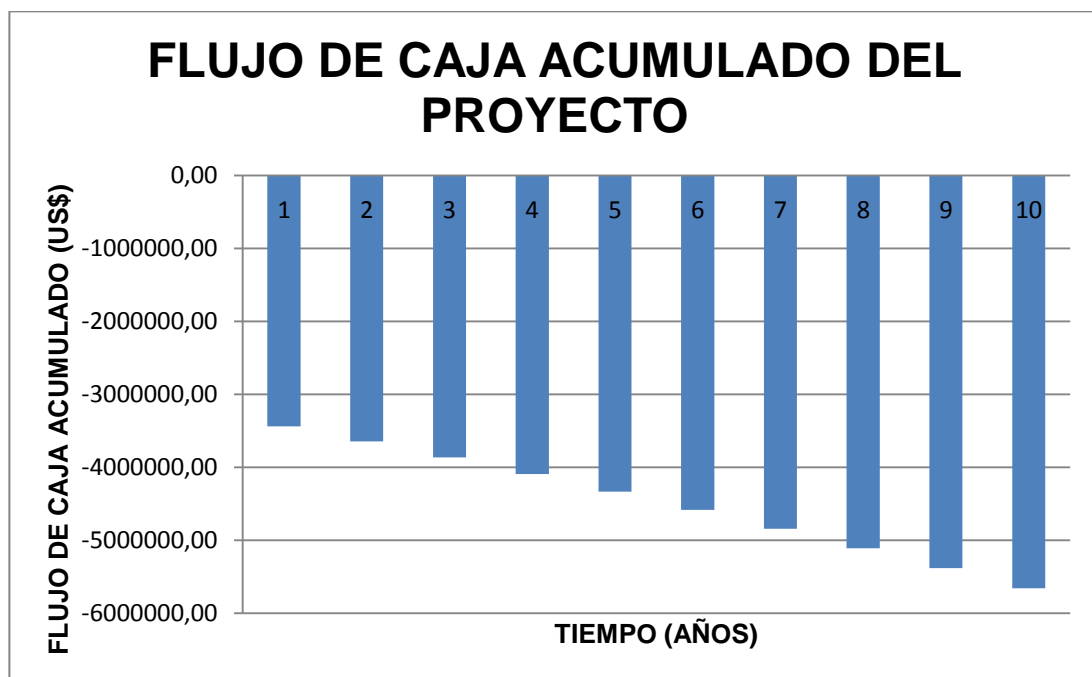
Dentro de los egresos anuales del proyecto es necesario tener en cuenta el cambio de la bomba del sistema DAPS, la vida útil de este implemento es de aproximadamente un año, esto se traduce en un egreso anual de 23.576,82 US\$ (precio de compra de la bomba DAPS). Además, de acuerdo a la información suministrada por el departamento de ingeniería del campo Yariguí-Cantagallo, el

índice de intervención por varilleo fue del 0,77 y en se tiene proyectado un índice del 0,180 para el año en curso (ver anexo 7). Con base en la información anterior, dentro de los egresos anuales se tendrá en cuenta una intervención en cada uno de los pozos candidatos por varilleo, el costo de estas intervenciones es de 54.432 US\$/POZO.

5.2.5. Flujos de Caja

Luego de determinar los ahorros y los egresos es posible realizar el flujo de caja del proyecto durante el tiempo de evaluación de diez años. En la figura 30 se puede observar el flujo de caja acumulado del proyecto durante los diez años.

Figura 30. Representación gráfica del flujo de caja acumulado del proyecto.



Fuente: Los Autores.

De acuerdo con la figura 30, se observa que concurridos los diez años de evaluación del proyecto el flujo de caja acumulado es del -5'657.034,99 US\$.

Los modelos de predicción de la producción mensual de fluidos brutos, petróleo y agua fueron requeridos para determinar la cantidad de fluidos producidos, y fueron respectivamente las siguientes:

$$Qf(t) = 547e^{-0,0116*t} \quad (39) \quad Qo(t) = 316e^{-0,0116*t} \quad (40) \quad Qg(t) = 231e^{-0,0116*t} \quad (41)$$

Dentro de las estimaciones de las producciones de fluidos teniendo en cuenta la tasa de declinación del campo, no se tienen en cuenta la producción durante los once días de acondicionamiento e instalación del sistema DAPS en los pozos candidatos, ni la producción durante los primeros 4 días de cada año por el varilleo y cambio de bomba.

Tabla 28. Volúmenes totales de fluidos producidos e inyectados durante el tiempo de evaluación de la tecnología.

AÑO	PRODUCCIÓN DE FLUIDOS (BF)	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (BO)	PRODUCCIÓN DE AGUA (BW)	AGUA A SUPERFICIE (BW)	AGUA INYECTADA (BW)	FLUIDOS A SUPERFICIE (BF)
1	176.683,97	102.069,72	74.614,25	20.668,15	53.946,11	122.737,86
2	156.920,24	90.652,28	66.267,96	18.356,23	47.911,74	109.008,50
3	136.419,90	78.809,30	57.610,60	15.958,14	41.652,46	94.767,44
4	118.597,77	68.513,52	50.084,25	13.873,34	36.210,91	82.386,85
5	103.103,94	59.562,79	43.541,15	12.060,90	31.480,25	71.623,69
6	89.634,26	51.781,40	37.852,86	10.485,24	27.367,62	62.266,64
7	77.924,28	45.016,59	32.907,70	9.115,43	23.792,26	54.132,02
8	67.744,12	39.135,54	28.608,58	7.924,58	20.684,00	47.060,12
9	58.893,91	34.022,81	24.871,10	6.889,30	17.981,81	40.912,10
10	51.199,90	29.578,01	21.621,90	5.989,27	15.632,63	35.567,27

Fuente: Los Autores.

Dentro de los cálculos financieros no se tuvieron en cuenta los ahorros generados mientras los pozos se encontraban inactivos (labores de acondicionamiento e instalación, labores de varilleo y cambio de bomba).

Tabla 29. Flujo de caja acumulado del proyecto.

AÑO	AHORROS (US\$)	EGRESOS (US\$)	FLUJO DE CAJA (US\$)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (US\$)
0	-	-	-3'561.202	-3'561.202
1	121.378,74	0,00	121.378,74	-3'439.823,26
2	107.801,41	312.035,28	-204.233,87	-3'644.057,14
3	93.718,04	312.035,28	-218.317,24	-3'862.374,37
4	81.474,55	312.035,28	-230.560,73	-4'092.935,10
5	70.830,57	312.035,28	-241.204,71	-4'334.139,81
6	61.577,14	312.035,28	-250.458,14	-4'584.597,95
7	53.532,59	312.035,28	-258.502,69	-4'843.100,64
8	46.539,00	312.035,28	-265.496,28	-5'108.596,92
9	40.459,06	312.035,28	-271.576,22	-5'380.173,13
10	35.173,42	312.035,28	-276.861,86	-5'657.034,99

Fuente: Los Autores.

Aunque durante el tiempo de vida del proyecto se inyecten aproximadamente 316.660 BW, que se traducen en un total de ahorros de 712.485 US\$, no se solventa la inversión inicial ni los egresos periódicos que se encuentran asociados al proyecto.

Las predicciones de los volúmenes de fluidos producidos e inyectados, y los flujos de caja respectivos para cada período de evaluación se encuentran consignados en las tablas 28 y 29 respectivamente.

De igual manera, se realizó el flujo de caja para cada uno de los pozos del proyecto de forma individual. En el anexo 8 se puede observar en detalle los flujos acumulados de caja de cada uno de los pozos incluidos en esta investigación.

5.2.6. Criterios de evaluación financiera del proyecto

A continuación se realizará el análisis de rentabilidad financiera de la implementación de la tecnología DOWS en los pozos candidatos, mediante los criterios de evaluación previamente mencionados: Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el tiempo de recuperación de la inversión (PAYBACK TIME) y la Relación Costo-Beneficio (RCB).

5.2.6.1. Valor Presente Neto (VPN)

El interés a utilizar para calcular el VPN del proyecto es del 12% anual, cifra que utilizada por la empresa colombiana ECOPETROL S.A. como Tasa de Interna de Oportunidad (TIO) ante los proyectos de inversión de capital en el ámbito de producción. Los resultados obtenidos de los cálculos del VPN se encuentran en la tabla 30.

Tabla 30. Valor Presente Neto (VPN) del proyecto.

AÑO	VALOR PRESENTE DE LOS FLUJOS DE CAJA (US\$)
0	-3'561.202,00
1	108.373,87
2	-162.813,99
3	-155.393,89
4	-146.525,51
5	-136.866,03
6	-126.889,88
7	-116.933,48
8	-107.229,49
9	-97.933,10
10	-89.142,10
VPN (US\$)	-4'592.555,64

Fuente: Los Autores.

En Valor Presente Neto del proyecto es negativo, lo que significa que los beneficios esperados no cubren la inversión inicial realizada. De acuerdo con este criterio de evaluación, el proyecto no genera viabilidad una vez puesto en marcha, pero de igual manera se analizarán parámetros de evaluación restante y poder generar una conclusión global.

De igual manera, se llevó a cabo la evaluación a través del VPN a todos los pozos de forma aislada, Los resultados pueden ser visualizados en el anexo 8.

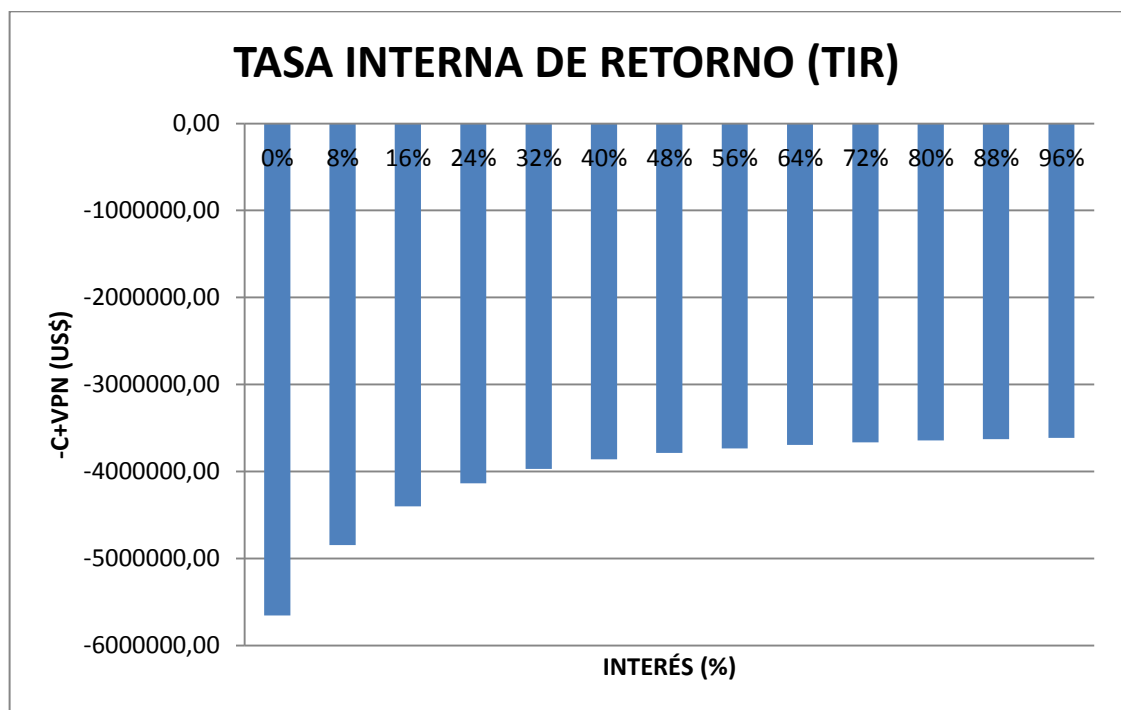
5.2.6.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR como se expresó anteriormente no puede ser calculada mediante una formulación matemática, se hace necesario llevar a cabo una prueba de ensayo y error, variando la tasa interna de oportunidad que maneja el proyecto. Los resultados se encuentran graficados en la figura 31.

Los resultados obtenidos indican que la Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto no se puede determinar. Lo anterior da a entender que no existe ninguna probabilidad de que el VPN del proyecto sea positivo, es decir, el proyecto nunca cerrará financieramente. Aunque ya está mas que claro que el proyecto no es viable financieramente, se evaluarán todos y cada uno de los criterios de evaluación financiera.

De igual manera, se realizó el ensayo de prueba y error para determinar la TIR de cada uno de los pozos aislados. Los resultados obtenidos pueden ser visualizados en el anexo 8.

Figura 31. Cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto.



Fuente: Los Autores.

5.2.6.3. Tiempo de Recuperación Simple (PAYBACK SIMPLE)

Analizando las finanzas del proyecto representadas por los flujos de caja acumulados del proyecto, el Payback de este nunca se da, es decir, el proyecto no será capaz de recuperar la inversión inicial realizada para ponerlo en marcha; por lo contrario, a medida que pasa el tiempo se generan mayores gastos que no son solventados por los ahorros generados al inyectar los volúmenes de agua separados en el fondo de cada uno de los pozos candidatos.

El *Payback time* fue determinado para cada uno de los proyectos individuales. Los resultados obtenidos pueden ser visualizados en el anexo 8.

5.2.6.4. Relación Costo-Beneficio (RCB)

Con el conocimiento del VPN de los ahorros (453.112,35 US\$) y el VPN de los egresos (1'484.466,00 US\$), se obtiene una RCB de 0,30. De acuerdo con este parámetro, si la RCB es mayor que la unidad, el proyecto justifica la inversión; en este caso la RCB obtenida es menor que uno, lo que significa que el proyecto no asegura rentabilidad al inversionista.

La Relación Costo-Beneficio fue determinada para cada uno de los proyectos individuales. Los resultados obtenidos pueden ser observados en el anexo 8.

5.2.6.5. Resultados financieros

Luego de analizar el proyecto de la implementación del sistema DAPS en los cuatro pozos candidatos bajo los diferentes criterios financieros, se presenta un resumen tabulado de los resultados obtenidos de dicho análisis.

Tabla 31. Resultados de la evaluación financiera aplicada al proyecto.

VPN (US\$)	-4'592.555,64
TIR (%)	Indeterminada
PAYBACK TIME	Nunca
RCB	0,30

Fuente: Los Autores.

Al analizar los resultados en conjunto se puede llegar a una conclusión mucho más acertada acerca de la viabilidad económica del proyecto. En este caso, ha generado resultados negativos a la hora de evaluar cada criterio, lo que significa que el proyecto no resulta ser viable financieramente para llevarlo a cabo, pues la inversión inicial nunca es recuperada y no le genera al inversionista rentabilidad en ningún momento.

Por otro lado, ninguno de los pozos resulta ser viable financieramente para llevar a cabo la implementación de la tecnología DOWS, pues los ahorros generados en cada uno de ellos no son capaces de superar ni siquiera los egresos periódicos del proyecto, y mucho menos de recuperar la inversión inicial.

Los resultados de la evaluación financiera obtenidos en este capítulo no son definitivos, pues se hace necesario llevar a cabo un análisis adicional de riesgo e incertidumbre aplicado a esta evaluación, con el fin de determinar los parámetros económicos críticos, que al variar puedan afectar circunstancialmente la rentabilidad del proyecto.

6. ANÁLISIS DE RIESGO E INCERTIDUMBRE

Cuando se decide llevar a cabo el desarrollo de un proyecto dentro del campo de la industria petrolera, previamente debió haber existido un proceso de toma de decisiones para que este pudiera llegar a las instancias de la implementación. Además, es sabido que este proceso es continuo e intenso, pues la toma de decisiones se evidencia con el accionar diario, y es debido a que la industria de los hidrocarburos es un sector muy variable, que se encuentra en constantes cambios, ante los cuales es necesario estar preparados para cualquier eventualidad que pueda ocurrir.

Es conveniente tener en cuenta que las decisiones que se toman dependen de la escala de conocimiento e información que se tenga, y de acuerdo con ello, el proceso se puede clasificar en:

- **DECISIONES EN CONDICIONES DE CERTIDUMBRE.**
- **DECISIONES EN CONDICIONES DE RIESGO E INCERTIDUMBRE.**
- **DECISIONES EN CONDICIONES DE INCERTIDUMBRE TOTAL.**

En las decisiones en condiciones de certidumbre, quien toma la decisión sabe con certeza la consecuencia de sus acciones, y escoge de entre las alternativas que tiene, la que mejor convenga a sus intereses o los que representa. En el segundo caso, quien toma las decisiones puede estimar con algún grado de certeza las probabilidades de ocurrencia de un evento, a diferencia de la condición de incertidumbre total, en la que dichas probabilidades de ocurrencia se ignoran por completo²⁷.

²⁷ BRAVO, Oscar. SÁNCHEZ, Marleny. GESTIÓN INTEGRAL DE RIESGOS. Tomo I. 2ª ed. Bogotá, 2007.

La evaluación financiera de la tecnología de separación en fondo de pozo será revaluada bajo el análisis de riesgo e incertidumbre, teniendo en cuenta que en condiciones de riesgo los criterios de decisión se basan en dos posibilidades: maximizar el valor esperado o minimizar la pérdida esperada, ya sea que se trate de una situación en la que se requiere seleccionar la alternativa que permita los mayores ingresos, o aquella en la que se deban reducir costos²⁸.

En primera instancia, si se desea hacer este análisis es necesario conocer el significado de esas dos palabras que incluyen este análisis, **riesgo e incertidumbre**.

Riesgo en forma general, es una medida de la variabilidad de los posibles resultados que se pueden esperar de un evento; en palabras más técnicas, riesgo es la esperanza matemática de la pérdida, o la multiplicación de la probabilidad de ocurrencia de un suceso por la severidad de su impacto o magnitud de daño.

Por otro lado y desde el punto de vista financiero, la incertidumbre de un proyecto es una medida de la dispersión de los flujos de caja esperados, o el elemento sorpresa con respecto al resultado esperado, la cual puede ser medida como la desviación estándar de dichos flujos.

Es importante diferenciar entre riesgo e incertidumbre. La incertidumbre existe siempre que no se sabe con seguridad lo que ocurrirá en el futuro, y el riesgo es la incertidumbre que afecta negativamente el bienestar de un proyecto²⁹.

Teniendo claro los conceptos tanto de riesgo como de incertidumbre, se prosigue a la siguiente etapa del proceso que es la identificación y la clasificación de los

²⁸ BRAVO, Oscar, op. cit, p. 15

²⁹ *Ibíd.*, p. 38

riesgos que están involucrados de manera directa o indirecta con el óptimo desarrollo de la tecnología DOWS.

6.1. CARACTERIZACIÓN DE RIESGOS

La tecnología de separación de agua y aceite en fondo de pozo está sujeta o expuesta a numerosos riesgos, estos serán caracterizados teniendo en cuenta las experiencias registradas de su implementación en distintos campos petrolíferos alrededor del mundo; se considera que en Colombia los principales factores de riesgos en el estado actual de la industria del petróleo, están relacionados con su situación social, política y económica, entre otras causas.

El proceso de caracterización de riesgos consiste en la identificación y comprensión de los riesgos que puedan existir en las diferentes fases de un proyecto: ingeniería conceptual, ingeniería detallada o fase de diseño, compra de materiales y equipos, construcción, entrega o vida productiva³⁰. Las etapas que componen dicho proceso son las siguientes:

- Identificar los riesgos y sus posibles impactos.
- Determinar posibles causas.
- Realizar los diagramas de espina de pescado, causa-efecto integrado y de influencia.
- Planear acciones de mitigación.

A continuación, se identifican los posibles riesgos que pueden afectar el proyecto de la implementación de la tecnología de separación y reinyección en fondo.

³⁰ BRAVO, Oscar, op. cit, p. 188

6.1.1. Identificación de riesgos

En esta sección serán identificados los riesgos que puedan comprometer de una u otra manera al proyecto DOWS, los cuales serán posteriormente clasificados y diferenciados bajo cuatro diferentes grupos: Riesgos Estratégicos, Riesgos de Asignación de Recursos, Riesgos Operacionales y Riesgos de Entorno.

6.1.1.1. Riesgos Estratégicos o de Supervivencia del Esquema de Negocio

Estos riesgos están asociados a la formulación estratégica, en la que se analiza el medio para detectar problemas potenciales relacionados con los competidores; u oportunidades, debido a cambios en la demanda por variaciones en las necesidades de los clientes a la hora de desarrollar un proyecto. Dentro de estos se agrupan las formas en que agentes externos tales como los mercados, competidores, sustitutos, cambios tecnológicos o la regulación pueden afectar un proyecto, hasta el punto de volverlo no rentable³¹.

Mediante el método de lluvia de ideas se busca identificar el mayor número de riesgos pertenecientes a esta categoría y que afecten al desarrollo de la tecnología DOWS; lo que se busca es la generación de la mayor cantidad de ideas que puedan afectar al proyecto con base en el principio del pensamiento divergente³².

Dentro de los riesgos estratégicos que pueden comprometer a la tecnología DOWS se postulan los siguientes:

³¹ BRAVO, Oscar, op. cit, p. 60

³² Ibíd., p. 189

Tabla 32. Riesgos estratégicos asociados a la tecnología DOWS.

RIESGOS ESTRATÉGICOS	
ES1	Aparición de un recurso sustituyente al petróleo.
ES2	Aumento de los costos de la tecnología.
ES3	Aumento de las tarifas de las empresas prestadoras de servicios.
ES4	Aparición de sustitutos de la tecnología.
ES5	Pérdida de imagen de la tecnología.
ES6	Disminución de la demanda en el mercado por la tecnología.
ES7	Innovación de nuevas alternativas para el tratamiento y disposición del agua.
ES8	Desaparición de la tecnología en el mercado.
ES9	Caducidad u obsolescencia de la tecnología.

Fuente: Los Autores.

6.1.1.2. Riesgos de Asignación de Recursos

Dentro de esta clasificación se encuentran aquellos riesgos que ocurren durante la fase de análisis, evaluación, toma de decisión de inversión, ejecución de proyectos y oportunidades de negocio, y su impacto en el flujo de caja del proyecto. El proceso de toma de decisiones se ve afectado por problemas en la información requerida, ya sea: incompleta, atrasada, inexacta, irrelevante, etc., afectando la forma en la que se adoptan las decisiones de asignación y ejecución de recursos³³.

Dentro del marco de esta clasificación, se plantean los siguientes riesgos como amenazas hacia la tecnología de separación en fondo:

³³ BRAVO, Oscar, op. cit, p. 61

Tabla 33. Riesgos de asignación de recursos asociados a la tecnología DOWS.

RIESGOS DE ASIGNACIÓN DE RECURSOS	
A1	Capital económico insuficiente.
A2	Compra de equipos de mala calidad.
A3	Información atrasada e irrelevante.
A4	Retraso a la hora de la toma de decisiones y ejecución.
A5	Incumplimiento o fallas por parte de las empresas asociadas (de servicios).
A6	Realización de operaciones de emergencia y no programadas.
A7	Dificultad a la hora de la consecución o adquisición de la tecnología.
A8	Demora en la consecución de permisos.
A9	Dificultades a la hora de la instalación de la tecnología.
A10	Atraso en el estudio de factibilidad.
A11	Aumento de los costos de producción.
A12	Aumento en los costos de tratamiento y disposición del agua.

Fuente: Los Autores.

6.1.1.3. Riesgos Operacionales o de Negocios

Los riesgos operacionales se presentan durante la ejecución de los programas e iniciativas incorporadas en el presupuesto de gastos, son los obstáculos o vicisitudes que se presentan en la implementación de las actividades programadas en el proyecto, y que impiden el alcanzar los objetivos y metas trazadas. Por su naturaleza rutinaria suelen tener infinidad de acciones de control y mitigación, las cuales permiten a la empresa adelantar sus labores normales evitando incidentes y sin mayores contratiempos³⁴.

³⁴ BRAVO, Oscar, op. cit, p. 62

Estos riesgos son muy importantes para una empresa cuando se habla de proyectos. Incluye los riesgos relacionados con los perfiles de producción o demanda esperados, los márgenes de diseño de facilidades, y el valor de la información requerida para mejorar el conocimiento. Debido a su naturaleza, requieren para su análisis el concepto de diferentes expertos, y principalmente, de análisis de datos históricos de otros proyectos en el área³⁵.

Con base en la definición de riesgos operacionales, se pueden mencionar los siguientes como riesgos que afectan a la tecnología:

Tabla 34. Riesgos operacionales asociados a la tecnología DOWS.

RIESGOS OPERACIONALES	
O1	Reservas de hidrocarburos económicamente no viables.
O2	Daño en los equipos de fondo.
O3	Separación ineficiente del agua y el aceite en fondo.
O4	Recirculación del agua separada.
O5	Taponamiento de la zona de inyección.
O6	Incompatibilidad entre los fluidos de la zona inyectora.
O7	Selección inadecuada de los pozos candidatos.
O8	Selección incorrecta de la zona de inyección.
O9	Mantenimiento inadecuado de los equipos.
O10	Fallas o daños en el sistema de levantamiento artificial.
O11	Corrosión en los equipos de fondo, tuberías y facilidades.
O12	Retiro o designación de personal clave.
O13	Personal poco calificado o insuficiente.
O14	Presencia de gas en la corriente de producción.
O15	Vencimiento o incumplimiento de los contratos de asociación.
O16	Diseño errado o ineficiente de la tecnología.

³⁵ BRAVO, Oscar, op. cit, p. 201

RIESGOS OPERACIONALES	
O17	Errores humanos.
O18	Cierre de pozos.
O19	Cierre del campo.

Fuente: Los Autores.

6.1.1.4. Riesgos de Entorno

Los riesgos de entorno son aquellos que no dependen de fallas en los procedimientos internos de la compañía. Se hacen evidentes al momento de rendir cuentas como parte de la gestión de desempeño. Estos están asociados a la interacción con los grupos de interés, los de mercado y los que constituyen el riesgo país³⁶.

Teniendo en cuenta que dentro de esta clasificación entran aquellos riesgos ambientales, legislativos, sociales y normativos que limitan la tecnología, se postulan los siguientes como riesgos de entorno que afectan la separación en fondo de pozo:

Tabla 35. Riesgos de entorno asociados a la tecnología DOWS.

RIESGOS DE ENTORNO	
EN1	Variación del precio del crudo.
EN2	Cambio de las políticas de tratamiento y disposición del agua.
EN3	Cambio en la política fiscal del país.
EN4	Voladuras o daños a la infraestructura.
EN5	Corrupción administrativa.
EN6	Alteración del orden público.
EN7	Atentados en contra del personal (secuestros, asesinatos, etc.).

³⁶ BRAVO, Oscar, op. cit, p. 62

RIESGOS DE ENTORNO	
EN8	Variación de tasas de cambio e intereses.
EN9	Inestabilidad económica del país.
EN10	Incumplimiento de los acuerdos establecidos a nivel estatal.
EN11	Cambios climáticos.
EN12	Desastres naturales.
EN13	Amenazas y extorción por parte de grupos insurgentes.
EN14	Problemas de acceso al campo y/o pozos.

Fuente: Los Autores.

6.1.2. Espinas de pescado

Las espinas de pescado se elaboran de aquellos riesgos que en principio se consideran como más relevantes desde el punto de vista de impacto económico, y para aquellos que impliquen consecuencias importantes que puedan afectar la integridad del proyecto³⁷.

Los pasos para construir el diagrama son los siguientes:

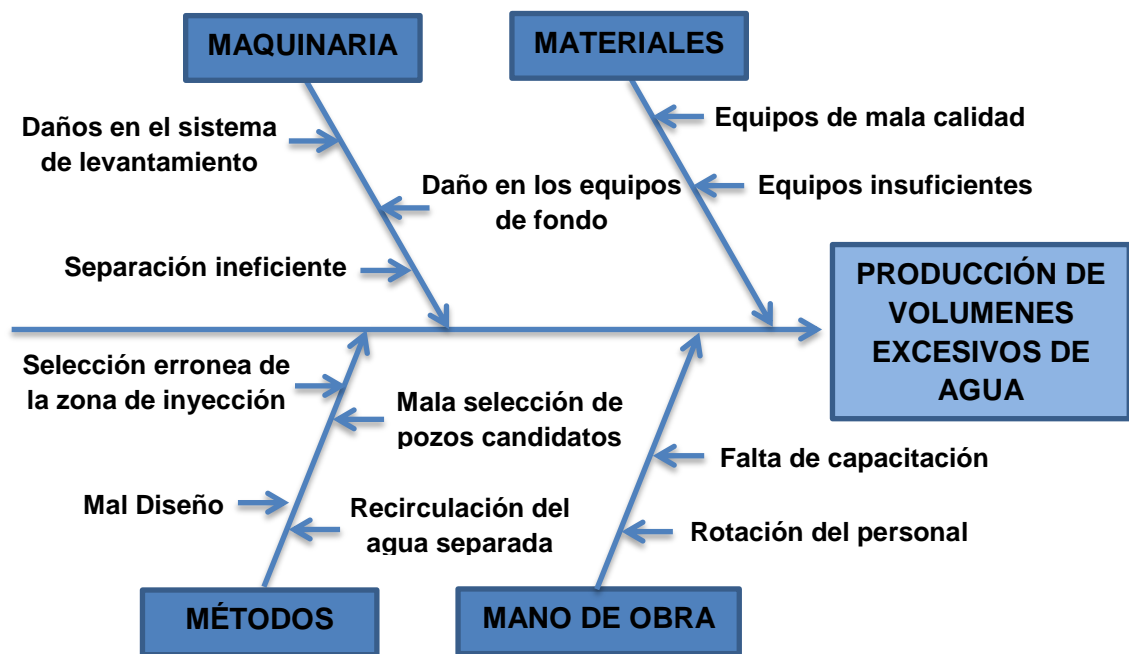
- Describir claramente el riesgo a partir de los efectos esperados. A partir del impacto principal se dibuja la espina central. Se empieza con el efecto primerio y se debe responder a la pregunta: ¿esto fue causado por?
- Con la finalidad de facilitar la construcción del diagrama, se recomienda buscar las causas agrupándolas en cuatro categorías principales o técnica de las 4 M's: Métodos o procedimientos, Mano de obra, Maquinaria y Materiales, y encerrarlas en pequeñas cajas. Estas son las espinas principales del esqueleto.

³⁷ BRAVO, Oscar, op. cit, p. 192

- Identificar los sub-elementos de cada causa principal, para ello se debe responder a la pregunta: ¿este efecto fue causado por? Se deben dibujar como espinas menores³⁸.

Teniendo en cuenta los pasos anteriormente mencionados, se procede a realizar el diagrama de espinas de pescado de la tecnología:

Figura 32. Diagrama de espina de pescado de la tecnología DOWS.



Fuente: Los Autores.

6.1.3. Diagramas causa-efecto integrado

La construcción de diagramas causa-efecto integrado tiene como propósitos poder emprender acciones efectivas y económicas en el tratamiento de los riesgos, identificando las causas comunes, y de esta manera poder diseñar planes de mejoramientos efectivos. Este diagrama está conformado por los principales

³⁸ *Ibíd.*, p. 193

- 1) Las condiciones críticas de la economía, que pueden conllevar a la obtención de equipos de baja calidad, lo que se reflejaría en una pobre separación del agua y por consiguiente, un aumento en los costos de tratamiento y disposición de esos volúmenes que ascienden a superficie.
- 2) Estas condiciones críticas también pueden verse reflejadas en la disminución del precio del barril de petróleo (para el caso de Colombia, el crudo de referencia es el WTI), lo cual conduce a la disminución de los ingresos por la venta de los hidrocarburos líquidos producidos.
- 3) La deficiente administración y el aumento en los impuestos y regalías, limitan la contratación de personal competente y de empresas prestadoras de servicios de calidad, lo cual puede afectar drásticamente la producción, disminuyendo notoriamente los ingresos.

Las anteriores son las causas que se deben atacar de la mejor manera posible para evitar los problemas comunes que se pueden presentar con mayor frecuencia al momento de una posible implementación de la tecnología.

6.1.4. Diagramas de influencia

Una variante de los diagramas causa-efecto integrado, lo constituye los diagramas de influencia, los cuales adicionalmente permiten incluir diferentes líneas de acción a tomar, y las decisiones asociadas, lo que facilita la construcción de árboles de decisiones y simulaciones de Montecarlo.

Los diagramas de influencia se constituyen en una herramienta útil para reflejar incertidumbres, sus causalidades e impactos, y la forma en que las decisiones que se puedan tomar afectan los resultados.

En la figura 35 se puede apreciar el diagrama de influencia de la tecnología DOWS. Las fechas dentro del diagrama muestran las relaciones de causalidad donde los símbolos utilizados significan:

- El rectángulo es un nodo de decisión.
- El hexágono es un submodelo.
- El óvalo es una incertidumbre.
- El rectángulo rodeado es una variable resultado⁴⁰.

Figura 34. Diagrama de influencia de la tecnología DOWS.



Fuente: Los Autores.

⁴⁰ BRAVO, Oscar, op. cit, p. 197

6.2. ANÁLISIS DE RIESGOS

Después de la identificación y clasificación de los posibles riesgos que pueden afectar el desarrollo del proyecto, se prosigue con el análisis de estos. En esta etapa se lleva a cabo una valoración cualitativa de los riesgos de acuerdo con su impacto, probabilidad de ocurrencia y las posibles acciones correctivas que se deben llevar a cabo para lograr la mitigación de los mismos. Este análisis consta de dos herramientas fundamentales que son: el análisis cualitativo y el análisis semicuantitativo, los cuales serán abordados a continuación.

6.2.1. Análisis Cualitativo

El análisis cualitativo consiste en diferenciar los riesgos de acuerdo con su grado de impacto, esto debido a que todos los riesgos no son críticos, ni se les puede prestar el mismo grado de atención. Por lo anterior, es necesario evaluar y priorizar todos los riesgos identificados y mencionados mediante la matriz de riesgos, y para ello se recomienda seguir la siguiente secuencia:

- 1) Definir adecuadamente el evento o escenario a analizar.
- 2) Estimar las consecuencias o impactos potenciales.
- 3) Sólo después, estimar la probabilidad de ocurrencia de las consecuencias⁴¹.

Se define como consecuencia a lo que se puede producir a raíz de un peligro dentro de una situación hipotética posible, considerando las condiciones predominantes. Los impactos de ocurrencia de un evento relacionado con un riesgo en particular se pueden agrupar en cuatro categorías principales:

- Lesiones a personas, daños a equipos.
- Económicos.

⁴¹ BRAVO, Oscar, op. cit, p. 206

- Medio ambiente.
- Imagen de la compañía, de la tecnología.

Las consecuencias o las severidades del impacto se seleccionan en el eje vertical del análisis cualitativo. Para indicar el nivel de gravedad, es necesario definir una escala de consecuencias que permita evaluar dicho impacto del riesgo, clasificándolos como: alto, medio y bajo. Lo más importante es definir previamente los límites de cada una de las categorías⁴².

Las escalas a utilizar para adelantar la evaluación cualitativa varían de acuerdo con cada individuo u organización, dependiendo en buena medida de su grado de tolerancia al riesgo y la magnitud de las operaciones⁴³. A la hora de realizar el análisis cualitativo para la tecnología de separación en fondo de pozo, el impacto se evaluará de acuerdo a las siguientes escalas: Crítico, Alto, Intermedio, Moderado y Bajo. Por otro lado, la probabilidad de ocurrencia de las consecuencias o de los impactos será evaluada a su vez bajo las siguientes escalas: Remota, Poco Probable, Posible, Probable y Frecuente.

Es común que para facilitar la identificación de los riesgos, se adicionen colores a la matriz de análisis cualitativo, y que se definan criterios sobre los niveles de tolerancia a aplicar. También es frecuente que aquellos riesgos considerados como altos y medios deban tener acciones de mitigación con el fin de poder llevarlos a un horizonte aceptable (que puede ser el nivel bajo), dentro de criterios de eficiencia económica.

A continuación se presenta la matriz diseñada para la tecnología DOWS, ilustrando la evaluación de los riesgos previamente identificados y para su

⁴² BRAVO, Oscar, op. cit, p. 207

⁴³ *Ibíd.*, p. 209

calificación utilizando cuatro colores diferentes, los cuales varían en su intensidad de acuerdo con el nivel de gravedad en el impacto y el manejo de los riesgos:

Tabla 36. Matriz de riesgos asociados a la tecnología DOWS.

		PROBABILIDAD DE OCURRENCIA									
		Remota		Poco Probable		Posible		Probable		Frecuente	
CONSECUENCIAS O IMPACTOS POTENCIALES	Crítico	A2	A3	A4	O17	A7	A12	A11	O2	O5	O8
		A5	O1	O18				O7	O10	O11	EN1
		O6	O19					O14	O16	EN2	EN11
	Alto	A6	A8	ES3	A9	O9	EN6	ES2	ES8	O3	
		EN3	EN4			EN12		O12	EN13		
	EN5	EN7									
	EN8	EN9									
Intermedio	A10	EN10	ES5	ES9	ES4	ES6	O4				
					ES7	EN14					
Moderado											
Bajo	ES1	EN11									
	O13	O15									

Fuente: Los Autores.

Las consecuencias y la probabilidad de ocurrencia de los riesgos han sido valoradas de acuerdo a experiencias de campo y analogías donde se ha implementado con anterioridad esta tecnología.

A partir de la matriz de riesgos asociados a la tecnología DOWS se puede apreciar que los riesgos operacionales son los que representan un mayor impacto a la hora de la ejecución del proyecto, por lo cual se recomienda un monitoreo exhaustivo y un tratamiento inmediato para evitar que estos riesgos afecten trascendentalmente su eficiencia a la hora de llevarlo a cabo.

6.2.2. Análisis Semicuantitativo

Debido a los problemas asociados con la subjetividad y la falta de exactitud al momento de calificar los riesgos utilizando el método cualitativo, es útil asignar valores numéricos a las escalas de la matriz, esto es lo que se conoce como análisis Semicuantitativo. Lo que se persigue con esto es facilitar y precisar más en la calificación de los riesgos, sin que se requiera aun de magnitudes exactas, las cuales van a ser posibles de obtener en la medida que se adelante un análisis cuantitativo⁴⁴.

La metodología para llevar a cabo el análisis semicuantitativo es similar a la utilizada para el cualitativo, a diferencia radica en que, las consecuencias y la probabilidad de ocurrencia se clasifican mediante una escala numérica, con la finalidad de apreciar cada uno de los posibles riesgos de una forma más racional y lógica.

Los valores numéricos que representan cada una de las escalas en las que se pueden clasificar los impactos y su grado de ocurrencia resultan ser subjetivos, y dependen del equipo que este llevando a cabo dicho análisis semicuantitativo. Con el objetivo de llevar a cabo este análisis aplicado a la tecnología DOWS, en la siguiente tabla se dan a conocer las respectivas escalas numéricas tanto para las consecuencias y su probabilidad de ocurrencia:

⁴⁴ BRAVO, Oscar, op. cit, p. 211

Tabla 37. Escalas a utilizar para calificar el impacto y la probabilidad de ocurrencia.

IMPACTO	PROBABILIDAD	CALIFICACIÓN
Bajo	Remota	1
Moderado	Poco Probable	2
Intermedio	Posible	5
Alto	Probable	10
Crítico	Frecuente	20

Fuente: Los Autores.

Con el conocimiento las escalas a utilizar tanto para el impacto como para la probabilidad, se procede a evaluar cada uno de los riesgos anteriormente identificados mediante el análisis semicuantitativo.

Tabla 38. Análisis semicuantitativo de los riesgos estratégicos.

RIESGOS ESTRATÉGICOS		IMPACTO	PROBABILIDAD	I x P
ES1	Aparición de un recurso sustituyente al petróleo.	1	1	1
ES2	Aumento de los costos de la tecnología.	10	10	100
ES3	Aumento de las tarifas de las empresas prestadoras de servicios.	10	2	20
ES4	Aparición de sustitutos de la tecnología.	5	5	25
ES5	Pérdida de imagen de la tecnología.	5	2	10
ES6	Disminución de la demanda en el mercado por la tecnología.	5	5	25
ES7	Innovación de nuevas alternativas para el tratamiento y disposición del agua.	5	5	25
ES8	Desaparición de la tecnología en el mercado.	10	10	100
ES9	Caducidad u obsolescencia de la tecnología.	5	2	10

Fuente: Los Autores.

Tabla 39. Análisis semicuantitativo de los riesgos de asignación de recursos.

RIESGOS DE ASIGNACIÓN DE RECURSOS		IMPACTO	PROBABILIDAD	I x P
A1	Capital económico insuficiente.	1	1	1
A2	Compra de equipos de mala calidad.	20	1	20
A3	Información atrasada e irrelevante.	20	1	20
A4	Retraso a la hora de la toma de decisiones y ejecución.	20	2	40
A5	Incumplimiento o fallas por parte de las empresas asociadas (de servicios).	20	1	20
A6	Realización de operaciones de emergencia y no programadas.	10	1	10
A7	Dificultad a la hora de la consecución o adquisición de la tecnología.	20	5	100
A8	Demora en la consecución de permisos.	10	1	10
A9	Dificultades a la hora de la instalación de la tecnología.	10	2	20
A10	Atraso en el estudio de factibilidad.	5	1	5
A11	Aumento de los costos de producción.	20	10	200
A12	Aumento en los costos de tratamiento y disposición del agua.	20	5	100

Fuente: Los Autores.

Tabla 40. Análisis semicuantitativo de los riesgos operacionales.

RIESGOS OPERACIONALES		IMPACTO	PROBABILIDAD	I x P
O1	Reservas de hidrocarburos económicamente no viables.	20	1	20
O2	Daño en los equipos de fondo.	20	10	200
O3	Separación ineficiente del agua y el aceite en fondo.	10	20	200
O4	Recirculación del agua separada.	5	10	50
O5	Taponamiento de la zona de inyección.	20	20	400
O6	Incompatibilidad entre los fluidos de la zona inyectora.	20	1	20
O7	Selección inadecuada de los pozos candidatos.	20	10	200
O8	Selección incorrecta de la zona de inyección.	20	20	400
O9	Mantenimiento inadecuado de los equipos.	10	5	50
O10	Fallas o daños en el sistema de levantamiento artificial.	20	10	200
O11	Corrosión en los equipos de fondo, tuberías y facilidades.	20	20	400
O12	Retiro o designación de personal clave.	10	10	100
O13	Personal poco calificado o insuficiente.	1	1	1
O14	Presencia de gas en la corriente de producción.	20	10	200
O15	Vencimiento o incumplimiento de los contratos de asociación.	1	1	1
O16	Diseño errado o ineficiente de la tecnología.	20	10	200
O17	Errores humanos.	20	2	40
O18	Cierre de pozos.	20	2	40
O19	Cierre del campo.	20	1	20

Fuente: Los Autores.

Tabla 41. Análisis semicuantitativo de los riesgos de entorno.

RIESGOS DE ENTORNO		IMPACTO	PROBABILIDAD	I x P
EN1	Variación del precio del crudo.	20	20	400
EN2	Cambio de las políticas de tratamiento y disposición del agua.	20	20	400
EN3	Cambio en la política fiscal del país.	10	1	10
EN4	Voladuras o daños a la infraestructura.	10	1	10
EN5	Corrupción administrativa.	10	1	10
EN6	Alteración del orden público.	10	5	50
EN7	Atentados en contra del personal (secuestros, asesinatos, etc.).	10	1	10
EN8	Variación de tasas de cambio e intereses.	10	1	10
EN9	Inestabilidad económica del país.	10	1	10
EN10	Incumplimiento de los acuerdos establecidos a nivel estatal.	5	1	5
EN11	Cambios climáticos.	20	20	400
EN12	Desastres naturales.	10	5	50
EN13	Amenazas y extorción por parte de grupos insurgentes.	10	10	100
EN14	Problemas de acceso al campo y/o pozos.	5	5	25

Fuente: Los Autores.

6.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Anteriormente se identificaron los posibles riesgos que pueden afectar la puesta en marcha del proyecto DOWS, pero además es necesario identificar y medir aquellas variables críticas que puedan afectar la viabilidad o rentabilidad del mismo, para ello se debe llevar a cabo un análisis de sensibilidad.

El análisis de sensibilidad es un requisito previo para poder adelantar estudios más rigurosos, tal como la simulación de Montecarlo. Para ello, es necesario que cada riesgo que se desea analizar se encuentre especificado como una variable independiente dentro del modelo. Una vez hecho esto, se procede a multiplicar cada una por un factor, y se revisa el impacto relativo sobre las variables dependientes⁴⁵.

⁴⁵ BRAVO, Oscar, op. cit, p. 227

Existen cuatro esquemas diferentes del análisis de sensibilidad que son empleados de acuerdo con el nivel de complejidad deseado:

- Sensibilidad de una variable.
- Análisis de tornado.
- Análisis tipo araña.
- Análisis multivariable.

Los tres primeros métodos buscan visualizar el comportamiento de una variable resultado, mientras que el análisis multivariable utiliza un análisis estadístico de cada variable, y considera las interrelaciones entre ellas para determinar el impacto real, pero requiere mayor elaboración, por ello se construye a partir de la simulación de Montecarlo.

En el caso de este estudio, se desea evaluar el comportamiento de todos los parámetros o variables que de una u otra forma puedan afectar el Valor Presente Neto (VPN) del proyecto de implementación de la tecnología DOWS. Para ello se hará uso del análisis tipo araña y el análisis de tornado, los cuales serán generados a través de la interfaz de simulación @RISK⁴⁶ (complemento de Microsoft Excel), en versión de prueba.

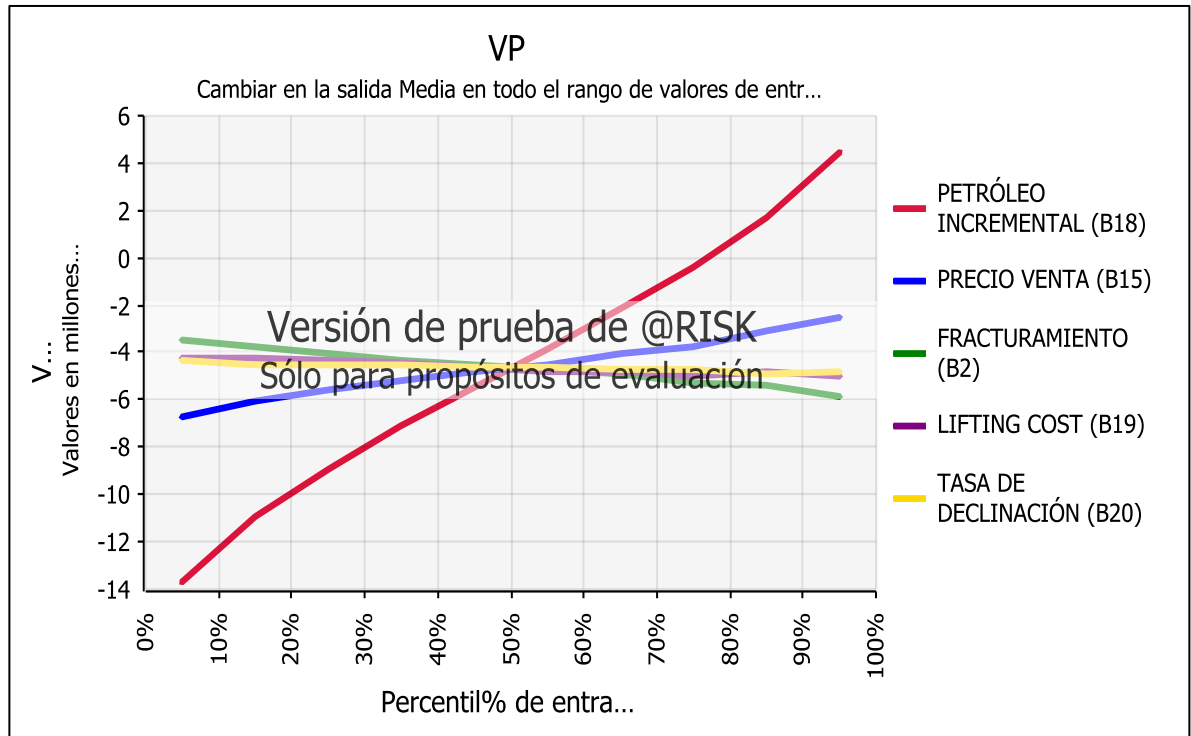
6.3.1. Análisis tipo araña

El análisis tipo araña permite establecer el impacto porcentual de la variación de las incertidumbres presentes. En el eje X se representan el cambio porcentual de las variables de entrada y en el eje Y se aprecian las variaciones de la variable de salida de acuerdo a ese cambio porcentual. En el caso de estudio se desea analizar el impacto sobre el valor presente neto del proyecto, teniendo en cuenta las siguientes variables de entrada: el costo del fracturamiento hidráulico, el precio

⁴⁶ PALISADE @RISK 6.1

de venta del crudo, el porcentaje de petróleo incremental, el Lifting Cost, la Tasa de declinación del campo, el porcentaje de reducción del agua que asciende a superficie y, el precio del tratamiento y disposición del agua. El diagrama tipo araña del proyecto se observa en la figura 35.

Figura 35. Diagrama tipo araña aplicado al VPN del proyecto.



Fuente: @RISK.

El diagrama tipo araña consta de una serie de líneas que atraviesan un punto en común, debido a la forma que se genera (de una araña), se denomina este análisis de dicha forma. Entre mayor sea la pendiente de la línea graficada, mayor es la afectación que se genera en la variable de salida. A su vez, este diagrama permite determinar la proporcionalidad de las variables, si la curva es de pendiente positiva, la variable de entrada es directamente proporcional con la variable de salida; por el contrario, si la pendiente es negativa, la relación existente entre las variables de entrada y de salida son de inversa proporcionalidad.

Los resultados obtenidos revelan que la variable que más afecta al VPN del proyecto es el porcentaje de petróleo incremental, y su relación con la primera mencionada es de directa proporcionalidad, es decir, a medida que aumenta el porcentaje de incremental, aumenta el Valor Presente Neto.

En segunda instancia se encuentra el precio de venta del petróleo incremental, que afecta al VPN de forma positiva (directamente proporcional). Luego se encuentra el costo del fracturamiento hidráulico a realizar, que es inversamente proporcional a la variable de interés.

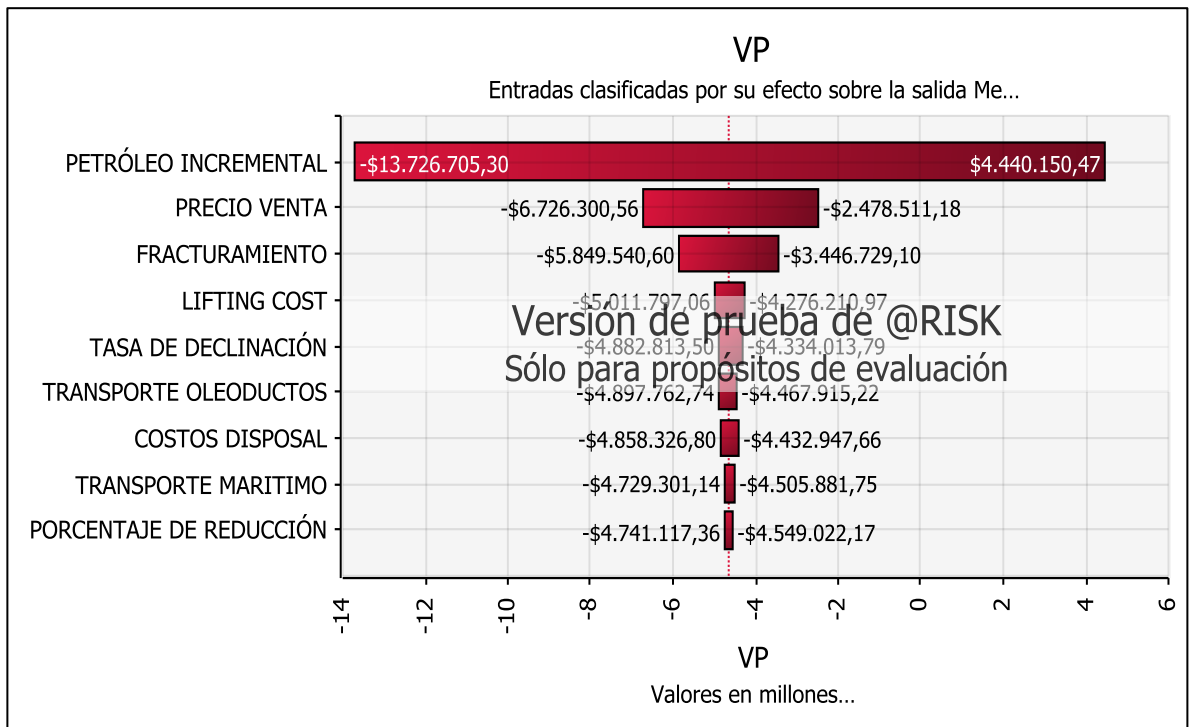
6.3.2. Análisis de tornado

Los análisis tipo tornado muestran gráficamente los cambios que se producen en la utilidad esperada en situaciones donde se varía una cantidad o un valor específico. En casos de seleccionar varios parámetros, cada uno de ellos va presentando variaciones mientras que los demás no sufren modificaciones.

Los rangos de utilidad se representan como barras horizontales en la gráfica resultante. La denominación de este análisis se debe a que las variables se organizan de acuerdo a su nivel de relevancia en el resultado final, presentando las variaciones en términos absolutos. La línea vertical de la gráfica representa el caso base.

Como se mencionó anteriormente, el objetivo de este análisis es determinar aquellos parámetros críticos que afecten al VPN del proyecto que se desea llevar a cabo. Una vez seleccionadas las variables, se ingresa a la interfaz @RISK y se realiza el estudio, asignando valores cualesquiera a las mismas (el anexo 8 explica paso a paso la mecánica de generar el análisis de tornado en @RISK). Los resultados obtenidos se presentan en la figura 36.

Figura 36. Diagrama de tornado aplicado al VPN del proyecto.



Fuente: @RISK.

De acuerdo con el análisis de tornado representado en la figura 36, el porcentaje de petróleo incremental tras la implementación del sistema DAPS es el parámetro que más afecta al VPN con su variación, representando una relación de directa proporcionalidad. En segunda instancia se encuentra el precio de venta, que afecta de manera positiva al VPN del proyecto con su variación. Posteriormente se encuentra el costo de la estimulación, el lifting cost y la tasa de declinación, los cuales resultan ser inversamente proporcionales con el VPN al aumentar su tendencia hacia la izquierda.

Como se evidencia a través del análisis de sensibilidad, la gran ventaja es permitir identificar las variables críticas, para poder enfocar los esfuerzos y las acciones de

mitigación de riesgos que se definan, las cuales no son otra cosa que las palancas de valor o factores críticos de éxito del proyecto u oportunidad de negocio⁴⁷.

Sin embargo, no debe perderse de vista que el análisis de tornado, aunque sea muy confiable y completo, tienen la gran limitación de no permitir visualizar el efecto de la interrelación de las variables entre sí, o la posibilidad de modificarlas en forma simultánea, lo cual es de gran utilidad para medir su importancia relativa real en el valor del proyecto⁴⁸.

6.4. ANÁLISIS DE ESCENARIOS

Como se ha mencionado, una de las grandes limitaciones del análisis de sensibilidad consiste en la imposibilidad de apreciar el impacto que pueda tener la fluctuación de las variables críticas en forma simultánea. Una forma aproximada para solucionar esa falencia es a partir del análisis de escenarios, mediante el cual se recrean situaciones que se pudieran presentar en el futuro del proyecto u oportunidad de negocio, y de esta forma se visualizan los riesgos y oportunidades implícitas.

Los escenarios se construyen a partir de los resultados del análisis de sensibilidad, mediante la combinación de las diferentes posibilidades que puedan tener las variables críticas evaluadas. Lo típico es que se construya como mínimo un escenario probable, uno optimista y otro pesimista, y así se mejore la percepción de riesgo del proyecto⁴⁹.

Con base en lo anterior, tres diferentes escenarios serán creados teniendo en cuenta las consideraciones que serán descritas a continuación:

⁴⁷ BRAVO, Oscar, op. cit, p. 229

⁴⁸ *Ibíd.*, p. 230

⁴⁹ *Ibíd.*, p. 231

- De las 15 experiencias de campo donde se implemento la tecnología DAPS, se presentaron aumento de la producción en siete casos, mientras que en cuatro casos declinó. Entre estas dos situaciones, los casos extremos fueron un aumento de producción del 233% y una disminución del 92%⁵⁰.
- El porcentaje de reducción del agua a superficie osciló entre el 14% (siendo este el mínimo valor reportado) y el 97% (máximo valor reportado). Además, en la mayoría de los casos el porcentaje de reducción fue mayor del 75%, siendo este el valor de más frecuencia⁵¹.
- El precio de venta del crudo del campo Yariguí-Cantagallo es de 60 US\$/BO. Este se encuentra sujeto a una depreciación por regalías (8%), Lifting Cost (11,64 US\$/BF), tarifa de transporte por oleoducto (3,07 US\$/BO), tarifa de transporte marítimo (2,35 US\$/BO) y el impuesto de renta (34%).
- El sistema de levantamiento (Bombeo Mecánico) puede economizar hasta un 30% de energía, operando a una menor velocidad de bombeo debido a la reducción notoria de los fluidos que lleva a superficie. Además, los costos de los tratamientos del agua se verían reducidos debido a la disminución en la cantidad de químicos a utilizar. Según las experiencias de campo, se llegaron a presentar reducciones del Lifting cost de hasta 3 US\$/BF⁵².
- Es muy común que la tasa de declinación de un campo aumente con el paso del tiempo. También es de sabe que en el momento en que se inyecta agua, se puede hacer con el objetivo de barrer el petróleo móvil que existe en el yacimiento o para mantener la presión en el mismo. En el caso de estudio, se pondrán a consideración ambas suposiciones luego de instalada la tecnología.

⁵⁰ VEIL, Jhon A., et al. FEASIBILITY EVALUATION OF DOWNHOLE OIL/WATER SEPARATION (DOWS) TECHNOLOGY. Reporte técnico. U.S Department Of Energy. 1999

⁵¹ *Ibíd.*, p. 18

⁵² *Ibíd.*, p. 13

- Los costos de la estimulación requerida en instancias previas a la instalación de la tecnología dependen de la empresa prestadora de servicios a contratar. Debido a lo anterior, es conveniente plantear un rango de valores aceptables donde se incluya la incertidumbre en este dato.

Tabla 42. Análisis de escenarios previos a la simulación de Montecarlo.

VARIABLE	PESIMISTA	PROBABLE	OPTIMISTA
Petróleo incremental (%)	-10	0	20
Reducción de agua a sup. (%)	50	72,3	80
Precio de Venta (US\$/BO)	40	60	80
Lifting cost (US\$/BF)	15,64	11,64	8,64
Tasa de declinación (%)	16	14	12
Costo del Fracturamiento (US\$)	550.000	450.000	350.000
Costo de TTO y Disp. (US\$/BW)	1,25	2,25	3,25

Fuente: Los Autores.

6.5. SIMULACIÓN MONTECARLO

Una vez realizado el análisis de sensibilidad y posteriormente planteado los escenarios para evaluar una situación incierta, el horizonte de evaluación se circunscribe al planteamiento y análisis de tres escenarios, buscando hacerse a una idea de lo que pueda ocurrir en el futuro. Sin embargo, esos escenarios por bien seleccionados que puedan estar, son limitados, ya que en la realidad puede ocurrir cualquier cosa, y lo ideal es estar preparados para evaluar cualquier tipo de situación posible.

En el mundo de los negocios, en las compañías de servicios, entre otras, cada vez es más popular el uso de herramientas de simulación que permiten generar múltiples escenarios, los cuales son de gran utilidad al momento de evaluar los cursos de acciones a seguir. El propósito de la simulación es imitar el mundo real

a partir de la utilización de un modelo matemático que permita estudiar las propiedades y características de la situación analizada para generar conclusiones y tomar decisiones basados en los resultados.

Es de esperar que las variables que arrojaron alto impacto en el análisis de sensibilidad, y que se representan, ya sea en el diagrama causa-efecto o en el de influencia, sean aquellas a las que se le definan distribuciones de probabilidad para utilizar en el modelo de simulación⁵³.

6.5.1. ¿Qué es la simulación Montecarlo?

La simulación Montecarlo es una técnica que convierte la incertidumbre en variables de entrada a un modelo dentro de distribuciones de probabilidad. Mediante la combinación de las distribuciones y la selección de valores aleatorios recalcula el modelo simulado muchas veces y proporciona la probabilidad de los valores de salida.

La clave de la simulación Montecarlo consiste en crear un modelo matemático del sistema, proceso o actividad que se requiere analizar, identificando aquellas variables (*inputs* del modelo) cuyo comportamiento aleatorio determina el comportamiento global del sistema. Una vez identificados dichos *inputs* o variables aleatorias, se lleva a cabo un experimento que consiste en: generar muestra aleatorios (valores concretos) para dichos inputs, y analizar el comportamiento del sistema ante los valores generados. Tras repetir n veces el experimento, se dispondrá de n observaciones sobre el comportamiento del sistema, lo cual será de utilidad para entender el comportamiento del mismo (el análisis será más

⁵³ BRAVO, Oscar, op. cit, p. 268

preciso en cuanto mayor sea el número n de experimentos que se lleven a cabo)⁵⁴.

Una vez conocido los conceptos básicos de la simulación Montecarlo, es posible construir el modelo de simulación a trabajar con la ayuda del simulador @RISK, y analizar los diferentes cambios que puedan ser generados a partir de la variación de los parámetros críticos, con relación al VPN.

6.5.2. Construcción del modelo

Mediante la construcción de un modelo computacional y con la ayuda de un programa que me permita medir los grados de incertidumbre en una variable (@RISK), es posible considerar todas las posibles combinaciones, interrelaciones y escenarios que puedan ocurrir durante el desarrollo de un proyecto.

Anteriormente se definieron tres escenarios que pueden ocurrir durante el transcurso de la puesta en marcha del proyecto, pero estos no resultan ser los únicos que se pueden presentar. Al interactuar cada una de las variables entre sí, se pueden llegar a generar muchos nuevos escenarios, los cuales pueden ser tenidos en cuenta dentro del análisis a través de la simulación Montecarlo.

Para hacer posible la construcción del modelo es necesario contar con la ayuda de una computadora y del programa @RISK, el cual puede ser descargado del portal www.palisade-lta.com/risk. Una vez instalado el programa, este se ejecuta como un complemento cargado a Microsoft Excel, mostrando nuevas opciones y acciones que hacen posible llevar a cabo la simulación Montecarlo.

⁵⁴ OROZCO, Andrés., ROCHA, Nelson. DETERMINACION DE POTENCIALES (IPR) EN POZOS HORIZONTALES Y DESVIADOS PARA FLUJO EN DOS FASES USANDO UNA HERRAMIENTA SOFTWARE BASADA EN SIMULACION MONTECARLO. Proyecto de grado. UIS. 2008

Una vez realizado el modelo de la evaluación de la tecnología en Microsoft Excel, se procede a describir las funciones de distribución de cada una de las variables críticas o de entrada (*inputs* del modelo). @RISK dentro de sus opciones se encuentra en comando “Definir distribuciones”; las distribuciones de cada uno de los *inputs* no es más, que la representación gráfica del conjunto de los valores aleatorios que va a ser asignado a cada una de las variables.

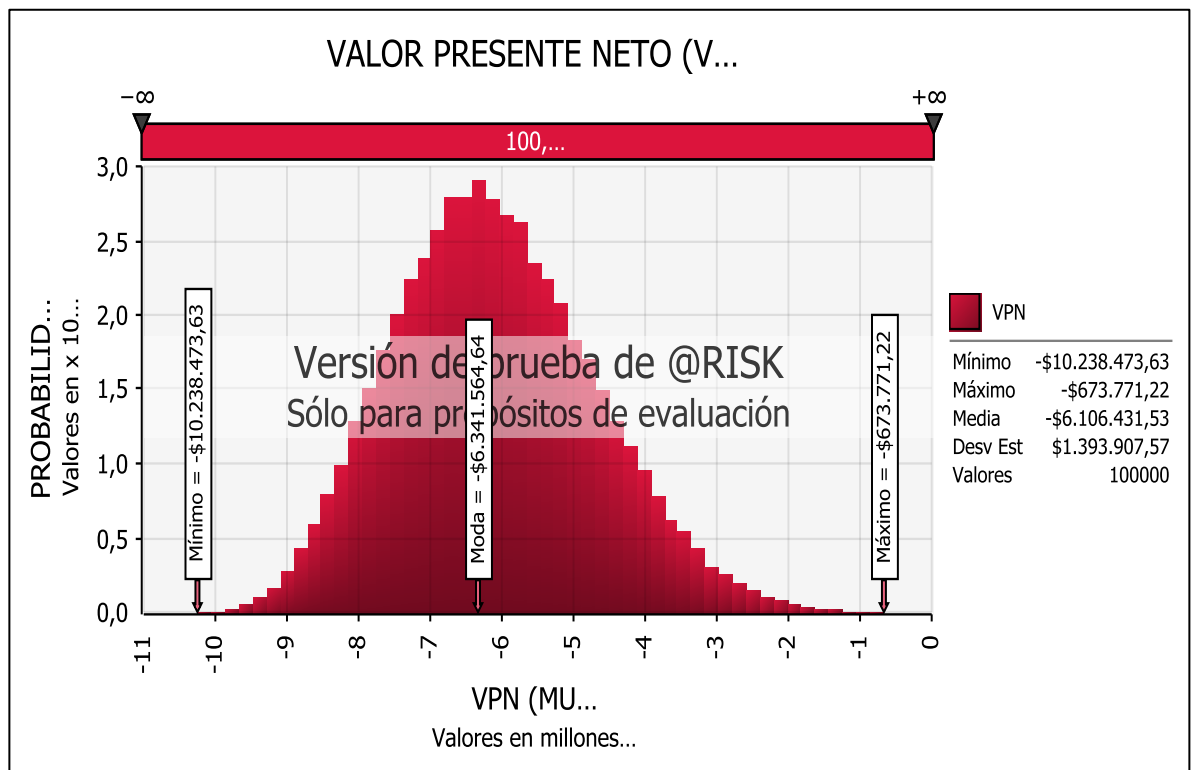
@RISK ofrece principalmente dos tipos de distribuciones: discretas y continuas. En el caso a estudiar, todas y cada una de las distribuciones a utilizar para cada *input* serán de carácter continuo. Dentro del subgrupo de las continuas se encuentran distribuciones como: Normal, Beta, BetaGeneral, BetaSubj, Lognorm, Triang, Pert, Weibull, entre otras (siendo las mencionadas las más utilizadas). Las distribuciones a utilizar en el modelo son la BetaGeneral, Pert y la BetaSubj, son dadas expuestas en el mini tutorial de como utilizar @RISK (anexo 10).

Una vez determina las distribuciones de cada una de las variables de entrada, es necesario definir la variable de salida con la opción “Añadir salida”, en el caso de estudio, la variable de salida que nos interesa monitorear es el VPN. Una vez realizado este procedimiento, es posible dar inicio a la simulación. Con @RISK es posible determinar el número de simulaciones y de iteraciones a realizar en cada una de ellas; por defecto el programa realiza por cada simulación 1000 iteraciones. Como se explico anteriormente, entre mayor número de experimentos (iteraciones), mayor van a ser los posibles escenarios a analizar, por ello el análisis será mucho más acertado. Debido a lo anterior, se configurará el programa de forma que se realicen 100.000 iteraciones para determinar las variaciones en el VPN.

6.5.3. Análisis de resultados

Luego de finalizada la simulación, @RISK genera histogramas de frecuencia, que es un diagrama de barras que representa todas las iteraciones realizadas durante la simulación. Este diagrama en eje X representa las variaciones de la variable a monitoreas, en este caso el VPN, y en el eje Y representa la probabilidad de que se genere dicho resultado. El histograma de frecuencia generado tras la simulación Montecarlo se puede observar en la figura 37.

Figura 37. Histograma de frecuencias de la simulación Montecarlo del VPN.



Fuente: @RISK.

Los resultados obtenidos se asemejan a la distribución de forma normal o gaussiana. En los extremos de dicha campana de Gauss se representan dos de los tres escenarios que fueron planteados en instancias previas a la simulación, el

escenario pesimista y optimista. Pero se observa que la probabilidad de ocurrencia de estos escenarios resulta ser casi nula.

Tabla 43. Resultados de la simulación Montecarlo.

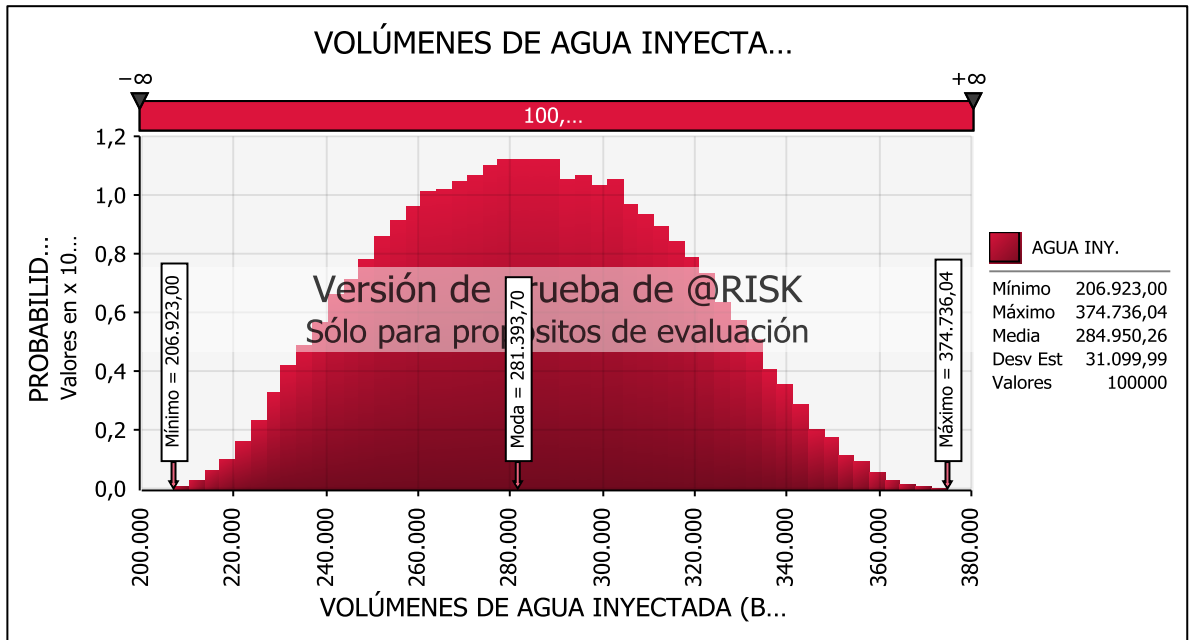
ESCENARIO	VALOR PRESENTE NETO (VPN)
Escenario Optimista	-673.771,22
Escenario Probable	5'580.562,49
Escenario Pesimista	-10'238.473,63

Fuente: Los Autores.

De acuerdo con los resultados obtenidos, se puede afirmar que en el 100% de los 100.000 escenarios que fueron recreados para realizar la simulación, el VPN obtuvo un resultado negativo. Esto quiere decir, a la hora de llevar a cabo la implementación de la tecnología DOWS en los cuatro pozos candidatos del campo Yariguí-Cantagallo, es seguro que nunca se genere rentabilidad al inversionista sea cual sea el escenario que se reproduzca una vez puesto en marcha el proyecto.

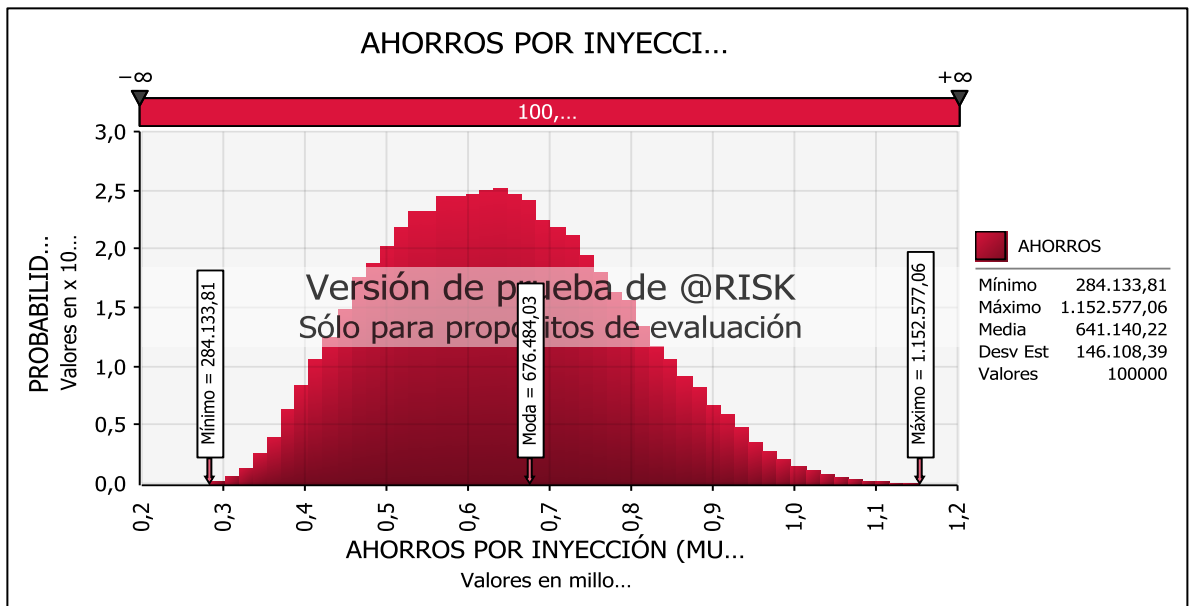
Mediante la simulación Montecarlo fue posible determinar el rango de probabilidades de los volúmenes totales de agua inyectados durante los 10 años de evaluación de la tecnología (ver figura 38). Aunque se llegan a inyectar desde aproximadamente 200.000 barriles de agua durante todo el tiempo de evaluación (escenario pesimista), hasta cerca de los 400.000 barriles de agua (escenario optimista), lo que se traduce en ahorros desde los 284.133,81 US\$ a los 1'152.577,06 US\$ (ver figura 39), se afirma que el proyecto no resulta ser viable financieramente ni aunque se reproduzca el escenario optimista una vez instalada la tecnología en los pozos candidatos del bloque IV del campo Yariguí-Cantagallo.

Figura 38. Histograma de frecuencia de la simulación Montecarlo de los volúmenes de agua inyectada.



Fuente: @RISK.

Figura 39. Histograma de frecuencia de la simulación Montecarlo de los ahorros generados por la inyección de agua.



Fuente: @RISK.

CONCLUSIONES

Después de realizar la presente investigación y hacer los análisis respectivos, se llegó a las siguientes conclusiones:

A diferencia de la inyección de geles o la cementación remedial como soluciones a la alta producción de agua, implementar la tecnología DAPS no compromete la productividad de los pozos.

La aplicación de la tecnología DAPS es viable técnica pero no financieramente en los pozos con Bombeo Mecánico del Bloque IV del Campo Yariguí – Cantagallo.

Una vez realizado el análisis de riesgos e incertidumbre se determinó que el proyecto no es rentable ni en el escenario más optimista que se pueda reproducir una vez instalada la tecnología en los pozos candidatos del Campo Yariguí - Cantagallo.

El proyecto de implementación de la tecnología DOWS en los pozos candidatos del campo Yariguí-Cantagallo, no generan rentabilidad al inversionista debido al bajo corte de agua promedio que estos presentan.

RECOMENDACIONES

Realizar un estudio de viabilidad para la implementación de la tecnología ESP-DOWS en pozos del Campo Yariguí - Cantagallo.

Aplicar el estudio de viabilidad técnica y financiera de la implementación de la tecnología DOWS gravitacional, en campos petroleros de la Cuenca de los Llanos Orientales.

BIBLIOGRAFÍA

BOWERS, B. E. BROWNLEE, F. R. SCHRENKEL, P. J. Development of a downhole oil/water separation and reinjection system for offshore application. SPE 63014. 2000.

BRAVO, Oscar. SÁNCHEZ, Marleny. Gestión Integral de Riesgos. Tomo I. 2ª ed. Bogotá, 2007.

JOKHIO, S. A. BERRY, M. R. BANGASH, Y. K. DOWS (Downhole oil-water separation) cross-waterflood economics. SPE 75273. 2002.

KHATIB, Zara. VERBEEK, Paul. Water to value – produced water management for sustainable field development of mature and green fields. SPE 73853. 2002.

MATTHEWS, C. M. CHACHULA, R. PEACHEY, B. R. SOLANKI. S. C. Application of downhole oil/water separation system in the alliance field. SPE 35817. 1996.

NORMA API RP-11L – Recommended practice for design calculations for sucker rod pumping system. Junio 1 de 1988.

OGUNSINA, O. O. WIGGINS, M. L. A Review of downhole separation technology. SPE 94276. 2004.

OROZCO, Andrés., ROCHA, Nelson. Determinación de potenciales (IPR) en pozos horizontales y desviados para flujo en dos fases usando una herramienta software basada en simulación montecarlo. Proyecto de grado. UIS. 2008

SHAW, Chris. Downhole separation as a strategic water and environmental management tool. SPE 61186. 2000.

STUEBINGER, Lon. BOWLIN, Kevin. Dual injection and lifting systems: rod pumps. SPE 38790. 1997.

STUEBINGER, L. A. ELPHINSTONE JR. G. M. – Multipurpose wells: downhole oil/water separation in the future. SPE 65071. 2000.

TORRADO SOTO, D. A. et al. Seminario de investigación – Estudio de las variables involucradas en los sistemas de bombeo mecánico para el diseño, control y optimización de pozos en Campo Colorado. Abril, 2011.

UNITED STATES PATENT, STUEBINGER, Lon A. – Dual action pumping system. Number patent: 5,497,832. MARZO 12, 1996.

VEIL, Jhon A. LANGHUS, B. G. BELIEU, S. Feasibility evaluation of downhole oil/water separation (DOWS) technology. Reporte técnico. U.S Department Of Energy. 1999.

VEIL, JHON A. LANGHUS, B. G. Downhole oil/water separator: an emerging produced disposal technology. SPE 52703. 1999.

VEIL, Jhon A. Downhole oil/water separators offer lower costs and greater environmental protection. Enero, 2000.

VEIL, Jhon A. Downhole oil/water separators – what's new? MARZO, 2000.

VEIL, JHON 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. MAYO, 2000.

VEIL, Jhon A. y QUINN, Jhon J. Downhole separation technology performance: Relationship to geologic conditions. Noviembre, 2004.

XIAOMING, LI, et al. Research of downhole separation and injection technique for rod pumping well. SPE 68719. 2001.

ANEXO A. CASOS REPORTADOS

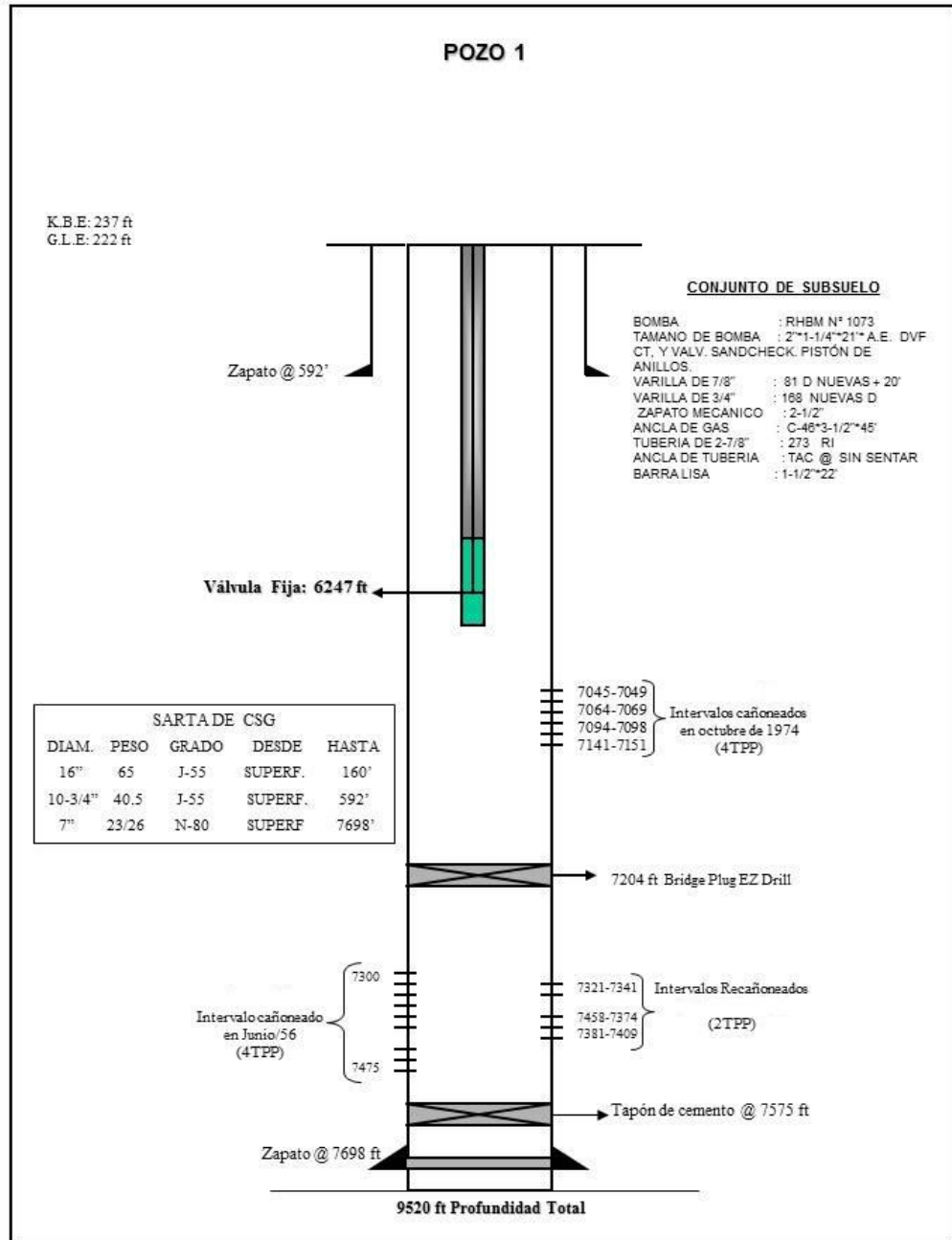
Operador Y Nombre del Pozo	Campo	País	Estado/Provincia	Tipo de DOWS	Producción (Barriles por día - bpd)						Corte de agua (%)	
					Aceite			Agua			Pre-DOWS	Post-DOWS
					Pre-DOWS	Post-DOWS	% Incremento	Pre-DOWS	Post-DOWS	% Disminución		
Texaco Dickson #17	East Texas	USA	Texas	DAPS	3	10	233	184	126	32	98,39572193	92,64705882
Texaco SU 1040	Levelland	USA	Texas	DAPS								
Talisman Energy Tidewater Parkman 4-27	Parkman	Canadá	Saskatchewan	DAPS	16	33	106	252	139	45	94,02985075	80,81395349
Texaco Salem #85-40	Salem	USA	Illinois	DAPS	6	6	0	655	150	77	99,09228442	96,15384615
Chevron Shepard #65	East Texas	USA	Texas	DAPS	7	16,5	136	269	127	53	97,46376812	88,50174216
Richland Parkman 1-17	Parkman	Canadá	Saskatchewan	DAPS	20	15	-25	220	190	14	91,66666667	92,68292683
Texaco RMOTC 77 Ax20	RMOTC	USA	Wyoming	DAPS	5	10	100	190	38	80	97,43589744	79,16666667
Talisman Energy Hayter	Chatwin	Canadá	Alberta	DAPS	25	32	28	250	25	90	90,90909091	43,85964912
Talisman Energy South Sturgeon	Grande Prairie	Canadá	Alberta	DAPS	27	26	-4	932	179	81	97,18456726	87,31707317
Chevron PNB 14-20	Drayton Valley	Canadá	Alberta	DAPS	75	84	12	517	14	97	87,33108108	14,28571429
Petro Canada Unik 13-21	Utikuma	Canadá	Alberta	DAPS	8	10	25	451	63	86	98,25708061	86,30136986
Texaco Ingram	East Texas	USA	Texas	DAPS	15	26	73		150			85,22727273
Tristar	Sylvan Lake	Canadá	Alberta	DAPS	35			403	57	86	92,00913242	100
Crestar Energy Ranchman Sylvan Lake 00/88	Sylvan Lake	Canadá	Alberta	DAPS	25	2	-92	315	54	83	92,64705882	96,42857143
Southward 11-13	Carlile	USA	Saskatchewan	DAPS	24,5	16	-16	458			94,92227979	
Texaco Bilbrey 30-Fed No. 5	Lost Tank Delaware	USA	New Mexico	TAPS	17	7	-59	173	70	60	91,05263158	90,90909091
Petro Canada E4-10-16	Bellshill Lake	Canadá	Alberta	Q-Sep G	30	38	27	470	61	87	94	61,61616162
Renaissance Energy	Provost	Canadá	Alberta	Q-Sep G	13	18	38	252	60	76	95,09433962	76,92307692
Renaissance Energy	Webb South	Canadá	Saskatchewan	Q-Sep G	50	37	-26	441	36	84	89,81670061	49,31506849

Operador y Nombre del Pozo	Tamaño Casing	Formación		Litología		Inyectividad (bpd/psi)	Separación entre formación productora e inyectora (pies)	Fecha de instalación	Fecha de Retiro	Comentarios
		Productora	Inyectora	F. Productora	F. Inyectora					
Texaco Dickson #17	7 in	Woodbine		Sandstone	Sandstone			oct-95		Cerrado
Texaco SU 1040				Sandstone				feb-96		Se retiró rápidamente
Talisman Energy Tidewater Parkman 4-27	5,5 in	Tilston	Lower Tilston	Carbonate	Carbonate	6		jul-96	may-97	Problemas de corrosión en la bomba y tubing
Texaco Salem #85-40	5,5 in	Salem	Devonian	Carbonate	Desconocida			aug - 96	abr-97	Bombas dañadas por corrosión
Chevron Shepard #65	5,5 in	Woodbine	Woodbine	Sandstone	Sandstone		71	sep-96		Ha funcionado bien
Richland Parkman 1-17	5,5 in	Tilston	Souris River	Carbonate	Carbonate	13	151	ene-97		Inmediatamente luego de la instalación el pozo produjo 35 bopd y 160 bwpd.
Texaco RMO TC 77 Ax20	5,5 in	2nd Wall Creek	3rd Wall Creek	Sandstone	Sandstone		240	feb-97	mar-97	Durante workover se dañó la zona de inyección
Talisman Energy Hayter				Sandstone				feb-97		
Talisman Energy South Sturgeon				Carbonate	Carbonate			may-97		
Chevron PNB 14-20	5,5 in	Nisku D2	Nisku D3	Carbonate	Carbonate			may-97	ago-97	Inestable y con gas pero DAPS funcionó bien
Petro Canada Unik 13-21	5,5 in	Keg River	Keg River	Sandstone	Sandstone		46	jun-97	oct-97	Después de 2 días dejó de funcionar
Texaco Ingram	7 in	Woodbine		Sandstone	Sandstone			jul-97		
Tristar				Carbonate	Carbonate			jul-97		
Crestar Energy Ranchman Sylvan Lake 00/88	5,5 in	Pekisko	Pekisko	Carbonate	Carbonate		24	ago-97	mar-98	Recirculación del agua
Southward 11-13	5,5 in	Tilston	Souris River	Carbonate	Carbonate			ene-98	mar-98	Poco tiempo de residencia, se reinyectó aceite
Texaco Bilbrey 30-Fed No. 5	5,5 in	Lower Cherry Canyon	Bell Canyon	Sandstone	Sandstone		480	ene-99	ago-99	Se vendió el pozo, se retiró TAPS
Petro Canada E4-10-16	7 in	Basal Quartz	Basal Quartz	Sandstone	Sandstone		81	may-97	nov-97	Funcionó muy bien, se vendió
Renaissance Energy		Dina	Dina	Sandstone	Sandstone					Zona de inyección taponada
Renaissance Energy		Roseray	Roseray	Sandstone	Sandstone					Taponada con arena

Fuente: VEIL, A. J. y QUINN, J. J. Downhole Separation Technology Performance: Relationship to Geologic Conditions.

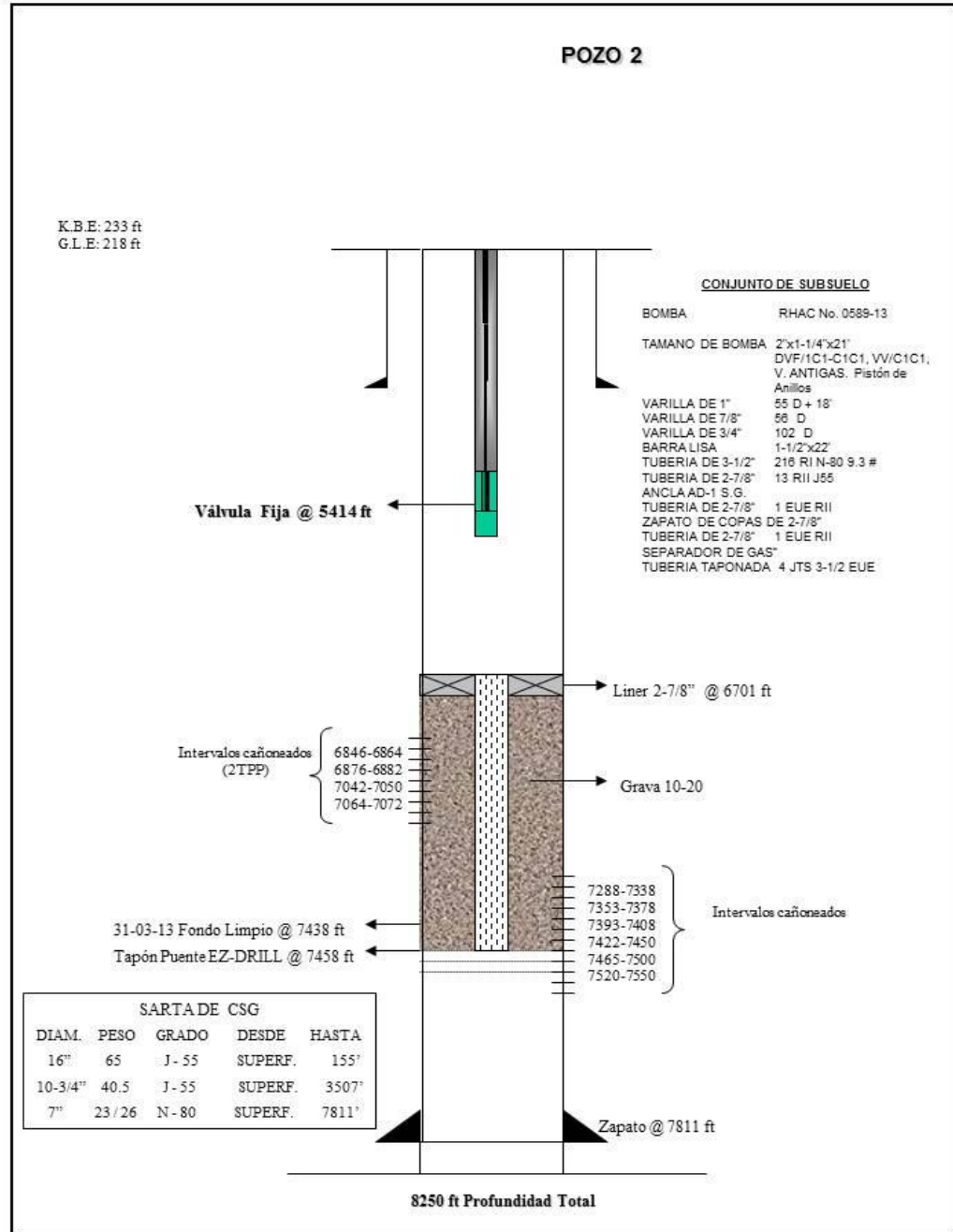
ANEXO B. ESTADOS MECÁNICOS ACTUALES DE LOS POZOS DE ESTUDIO

ANEXO B.1. ESTADO MECÁNICO ACTUAL DEL POZO 1



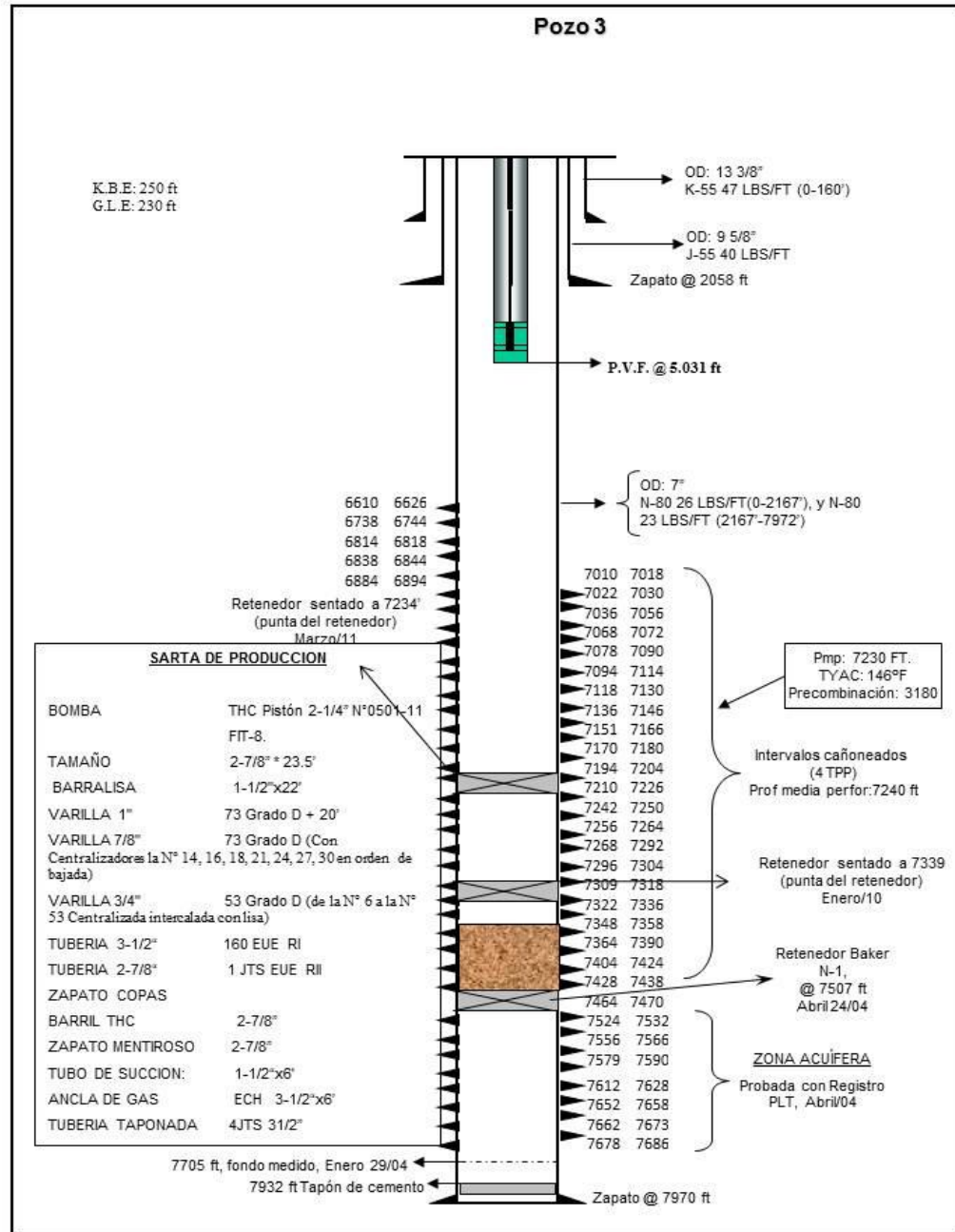
FUENTE: ECOPETROL S.A.

ANEXO B.2. ESTADO MECÁNICO ACTUAL DEL POZO 2



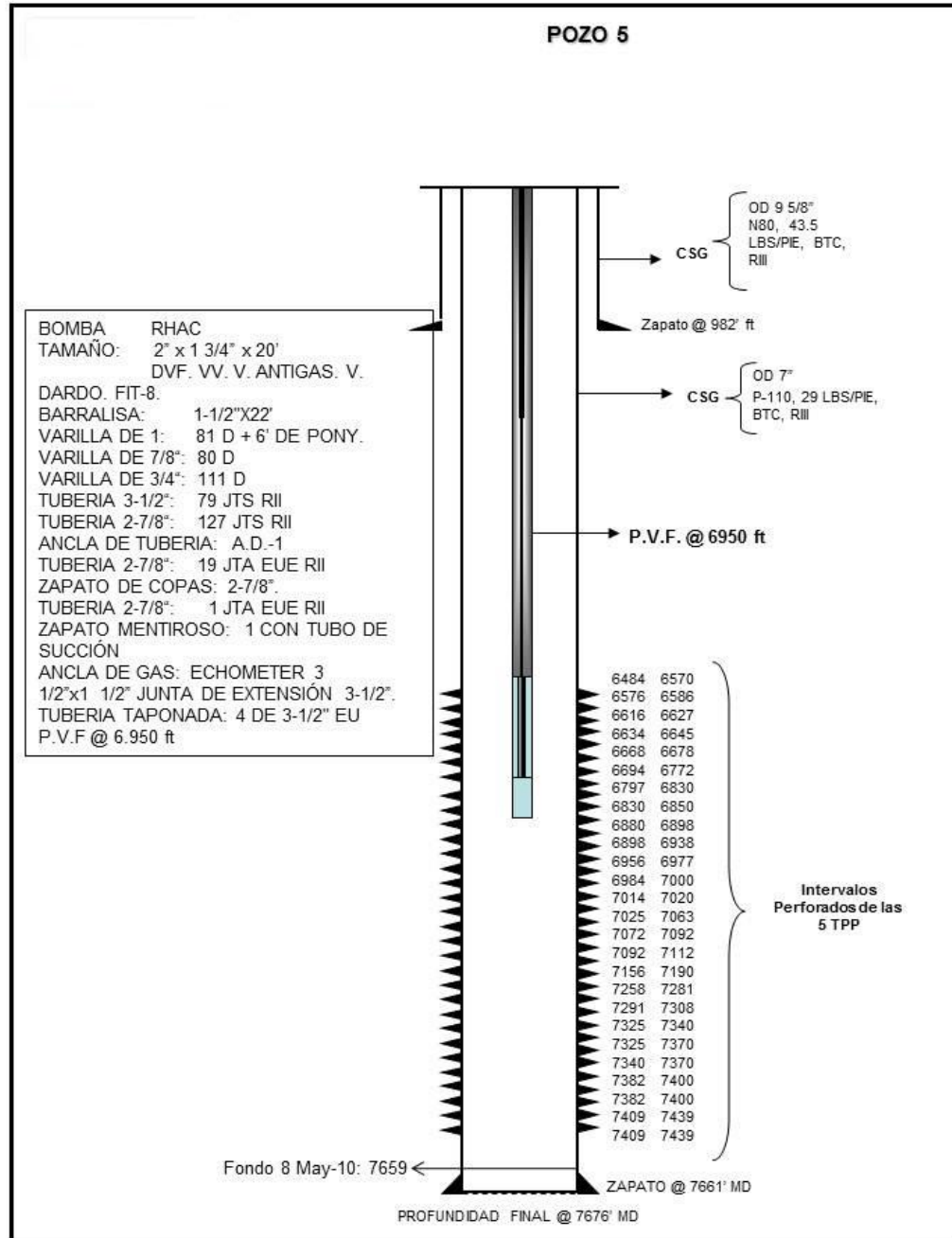
FUENTE: ECOPETROL S.A.

ANEXO B.3. ESTADO MECÁNICO ACTUAL DEL POZO 3



FUENTE: ECOPETROL S.A.

ANEXO B.5. ESTADO MECÁNICO ACTUAL DEL POZO 5



FUENTE: ECOPETROL S.A.

ANEXO C. DATOS DE LA BOMBA Y LAS VARILLAS - NORMA API RP11L

1 Rod* No.	2 Plunger Diam., inches D	3 Rod Weight, lb per ft W _r	4 Elastic Constant, in. per lb ft E _r	5 Frequency Factor, F _c	6-11 Rod String, % of each size					
					1%	1	%	%	%	%
44	All	0.726	1.990 x 10 ⁻⁶	1.000	100.0
54	1.06	0.908	1.668 x 10 ⁻⁶	1.138	44.6	55.4
54	1.25	0.929	1.633 x 10 ⁻⁶	1.140	49.5	50.5
54	1.50	0.957	1.584 x 10 ⁻⁶	1.137	56.4	43.6
54	1.75	0.990	1.525 x 10 ⁻⁶	1.122	64.6	35.4
54	2.00	1.027	1.460 x 10 ⁻⁶	1.095	73.7	26.3
54	2.25	1.067	1.391 x 10 ⁻⁶	1.061	83.4	16.6
54	2.50	1.108	1.318 x 10 ⁻⁶	1.023	93.5	6.5
55	All	1.135	1.270 x 10 ⁻⁶	1.000	100.0
64	1.06	1.164	1.382 x 10 ⁻⁶	1.229	33.3	33.1	33.5
64	1.25	1.211	1.319 x 10 ⁻⁶	1.215	37.2	35.9	26.9
64	1.50	1.275	1.232 x 10 ⁻⁶	1.184	42.3	40.4	17.3
64	1.75	1.341	1.141 x 10 ⁻⁶	1.145	47.4	45.2	7.4
65	1.06	1.307	1.138 x 10 ⁻⁶	1.098	34.4	65.6
65	1.25	1.321	1.127 x 10 ⁻⁶	1.104	37.3	62.7
65	1.50	1.343	1.110 x 10 ⁻⁶	1.110	41.8	58.2
65	1.75	1.369	1.090 x 10 ⁻⁶	1.114	46.9	53.1
65	2.00	1.394	1.070 x 10 ⁻⁶	1.114	52.0	48.0
65	2.25	1.426	1.045 x 10 ⁻⁶	1.110	58.4	41.6
65	2.50	1.460	1.018 x 10 ⁻⁶	1.099	65.2	34.8
65	2.75	1.497	0.990 x 10 ⁻⁶	1.082	72.5	27.5
65	3.25	1.574	0.930 x 10 ⁻⁶	1.037	88.1	11.9
66	All	1.634	0.883 x 10 ⁻⁶	1.000	100.0
75	1.06	1.566	0.997 x 10 ⁻⁶	1.191	27.0	27.4	45.6
75	1.25	1.604	0.973 x 10 ⁻⁶	1.193	29.4	29.8	40.8
75	1.50	1.664	0.935 x 10 ⁻⁶	1.189	33.3	33.3	33.3
75	1.75	1.732	0.892 x 10 ⁻⁶	1.174	37.8	37.0	25.1
75	2.00	1.803	0.847 x 10 ⁻⁶	1.151	42.4	41.3	16.3
75	2.25	1.875	0.801 x 10 ⁻⁶	1.121	46.9	45.8	7.2
76	1.06	1.802	0.816 x 10 ⁻⁶	1.072	28.5	71.5
76	1.25	1.814	0.812 x 10 ⁻⁶	1.077	30.6	69.4
76	1.50	1.833	0.804 x 10 ⁻⁶	1.082	33.8	66.2
76	1.75	1.855	0.795 x 10 ⁻⁶	1.088	37.5	62.5
76	2.00	1.880	0.785 x 10 ⁻⁶	1.093	41.7	58.3
76	2.25	1.908	0.774 x 10 ⁻⁶	1.096	46.5	53.5
76	2.50	1.934	0.764 x 10 ⁻⁶	1.097	50.8	49.2
76	2.75	1.967	0.751 x 10 ⁻⁶	1.094	56.5	43.5
76	3.25	2.039	0.722 x 10 ⁻⁶	1.078	68.7	31.3
76	3.75	2.119	0.690 x 10 ⁻⁶	1.047	82.3	17.7
77	All	2.224	0.649 x 10 ⁻⁶	1.000	100.0
85	1.06	1.883	0.873 x 10 ⁻⁶	1.261	22.2	22.4	22.4	33.0
85	1.25	1.943	0.841 x 10 ⁻⁶	1.253	23.9	24.2	24.3	27.6
85	1.50	2.039	0.791 x 10 ⁻⁶	1.232	26.7	27.4	26.8	19.2
85	1.75	2.138	0.738 x 10 ⁻⁶	1.201	29.6	30.4	29.5	10.5

FUENTE: NORMA API RP11L

1 Rod* No.	2 Plunger Diam., inches <i>D</i>	3 Rod Weight, lb per ft <i>W_r</i>	4 Elastic Constant, in. per lb ft <i>E_r</i>	5 Frequency Factor, <i>F_r</i>	6 7 8 9 10 11 Rod String, % of each size					
					1½	1	¾	¾	¾	¾
86	1.06	2.058	0.742 x 10 ⁻⁶	1.151	22.6	23.0	54.3
86	1.25	2.087	0.732 x 10 ⁻⁶	1.156	24.3	24.5	51.2
86	1.50	2.133	0.717 x 10 ⁻⁶	1.162	26.8	27.0	46.3
86	1.75	2.185	0.699 x 10 ⁻⁶	1.164	29.4	30.0	40.6
86	2.00	2.247	0.679 x 10 ⁻⁶	1.161	32.8	33.2	33.9
86	2.25	2.315	0.656 x 10 ⁻⁶	1.153	36.9	36.0	27.1
86	2.50	2.385	0.633 x 10 ⁻⁶	1.138	40.6	39.7	19.7
86	2.75	2.455	0.610 x 10 ⁻⁶	1.119	44.5	43.3	12.2
87	1.06	2.390	0.612 x 10 ⁻⁶	1.055	24.3	75.7
87	1.25	2.399	0.610 x 10 ⁻⁶	1.058	25.7	74.3
87	1.50	2.413	0.607 x 10 ⁻⁶	1.062	27.7	72.3
87	1.75	2.430	0.603 x 10 ⁻⁶	1.066	30.3	69.7
87	2.00	2.450	0.598 x 10 ⁻⁶	1.071	33.2	66.8
87	2.25	2.472	0.594 x 10 ⁻⁶	1.075	36.4	63.6
87	2.50	2.496	0.588 x 10 ⁻⁶	1.079	39.9	60.1
87	2.75	2.523	0.582 x 10 ⁻⁶	1.082	43.9	56.1
87	3.25	2.575	0.570 x 10 ⁻⁶	1.084	51.6	48.4
87	3.75	2.641	0.556 x 10 ⁻⁶	1.078	61.2	38.8
87	4.75	2.793	0.522 x 10 ⁻⁶	1.038	83.6	16.4
88	All	2.904	0.497 x 10 ⁻⁶	1.000	100.0
96	1.06	2.382	0.670 x 10 ⁻⁶	1.222	19.1	19.2	19.5	42.3
96	1.25	2.435	0.655 x 10 ⁻⁶	1.224	20.5	20.5	20.7	38.3
96	1.50	2.511	0.633 x 10 ⁻⁶	1.223	22.4	22.5	22.8	32.3
96	1.75	2.607	0.606 x 10 ⁻⁶	1.213	24.8	25.1	25.1	25.1
96	2.00	2.703	0.578 x 10 ⁻⁶	1.196	27.1	27.9	27.4	17.6
96	2.25	2.806	0.549 x 10 ⁻⁶	1.172	29.6	30.7	29.8	9.8
97	1.06	2.645	0.568 x 10 ⁻⁶	1.120	19.6	20.0	60.3
97	1.25	2.670	0.563 x 10 ⁻⁶	1.124	20.8	21.2	58.0
97	1.50	2.707	0.556 x 10 ⁻⁶	1.131	22.5	23.0	54.5
97	1.75	2.751	0.548 x 10 ⁻⁶	1.137	24.5	25.0	50.4
97	2.00	2.801	0.538 x 10 ⁻⁶	1.141	26.8	27.4	45.7
97	2.25	2.856	0.528 x 10 ⁻⁶	1.143	29.4	30.2	40.4
97	2.50	2.921	0.515 x 10 ⁻⁶	1.141	32.5	33.1	34.4
97	2.75	2.989	0.503 x 10 ⁻⁶	1.135	36.1	35.3	28.6
97	3.25	3.132	0.475 x 10 ⁻⁶	1.111	42.9	41.9	15.2
98	1.06	3.068	0.475 x 10 ⁻⁶	1.043	21.2	78.8
98	1.25	3.076	0.474 x 10 ⁻⁶	1.045	22.2	77.8
98	1.50	3.089	0.472 x 10 ⁻⁶	1.048	23.8	76.2
98	1.75	3.103	0.470 x 10 ⁻⁶	1.051	25.7	74.3
98	2.00	3.118	0.468 x 10 ⁻⁶	1.055	27.7	72.3
98	2.25	3.137	0.465 x 10 ⁻⁶	1.058	30.1	69.9
98	2.50	3.157	0.463 x 10 ⁻⁶	1.062	32.7	67.3
98	2.75	3.180	0.460 x 10 ⁻⁶	1.066	35.6	64.4
98	3.25	3.231	0.453 x 10 ⁻⁶	1.071	42.2	57.8
98	3.75	3.289	0.445 x 10 ⁻⁶	1.074	49.7	50.3
98	4.75	3.412	0.428 x 10 ⁻⁶	1.064	65.7	34.3
99	All	3.676	0.393 x 10 ⁻⁶	1.000	100.0

FUENTE: NORMA API RP11L

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Rod* No.	Plunger Diam., inches <i>D</i>	Rod Weight, lb per ft. <i>W_r</i>	Elastic Constant, in. per lb ft <i>E_r</i>	Frequency Factor, <i>F_c</i>	Rod String, % of each size					
					1½	1¾	1	¾	½	¼
107	1.06	2.977	0.524 x 10 ⁻⁶	1.184	16.9	16.8	17.1	49.1
107	1.25	3.019	0.517 x 10 ⁻⁶	1.189	17.9	17.8	18.0	46.3
107	1.50	3.085	0.506 x 10 ⁻⁶	1.195	19.4	19.2	19.5	41.9
107	1.75	3.158	0.494 x 10 ⁻⁶	1.197	21.0	21.0	21.2	36.9
107	2.00	3.238	0.480 x 10 ⁻⁶	1.195	22.7	22.8	23.1	31.4
107	2.25	3.336	0.464 x 10 ⁻⁶	1.187	25.0	25.0	25.0	25.0
107	2.50	3.435	0.447 x 10 ⁻⁶	1.174	26.9	27.7	27.1	18.2
107	2.75	3.537	0.430 x 10 ⁻⁶	1.156	29.1	30.2	29.3	11.3
108	1.06	3.325	0.447 x 10 ⁻⁶	1.097	17.3	17.8	64.9
108	1.25	3.345	0.445 x 10 ⁻⁶	1.101	18.1	18.6	63.2
108	1.50	3.376	0.441 x 10 ⁻⁶	1.106	19.4	19.9	60.7
108	1.75	3.411	0.437 x 10 ⁻⁶	1.111	20.9	21.4	57.7
108	2.00	3.452	0.432 x 10 ⁻⁶	1.117	22.6	23.0	54.3
108	2.25	3.498	0.427 x 10 ⁻⁶	1.121	24.5	25.0	50.5
108	2.50	3.548	0.421 x 10 ⁻⁶	1.124	26.5	27.2	46.3
108	2.75	3.603	0.415 x 10 ⁻⁶	1.126	28.7	29.6	41.6
108	3.25	3.731	0.400 x 10 ⁻⁶	1.123	34.6	33.9	31.6
108	3.75	3.873	0.383 x 10 ⁻⁶	1.108	40.6	39.5	19.9
109	1.06	3.839	0.378 x 10 ⁻⁶	1.035	18.9	81.1
109	1.25	3.845	0.378 x 10 ⁻⁶	1.036	19.6	80.4
109	1.50	3.855	0.377 x 10 ⁻⁶	1.038	20.7	79.3
109	1.75	3.867	0.376 x 10 ⁻⁶	1.040	22.1	77.9
109	2.00	3.880	0.375 x 10 ⁻⁶	1.043	23.7	76.3
109	2.25	3.896	0.374 x 10 ⁻⁶	1.046	25.4	74.6
109	2.50	3.911	0.372 x 10 ⁻⁶	1.048	27.2	72.8
109	2.75	3.930	0.371 x 10 ⁻⁶	1.051	29.4	70.6
109	3.25	3.971	0.367 x 10 ⁻⁶	1.057	34.2	65.8
109	3.75	4.020	0.363 x 10 ⁻⁶	1.063	39.9	60.1
109	4.75	4.120	0.354 x 10 ⁻⁶	1.066	51.5	48.5
1010	All	4.538	0.318 x 10 ⁻⁶	1.000	100.00

FUENTE: NORMA API RP11L

**ANEXO D. DETERMINACIÓN APROXIMADA DE LA VARIACIÓN DEL PRECIO
DE LA TECNOLOGÍA DAPS CON EL TIEMPO**

AÑO	PRECIO DEL SISTEMA DAPS (US\$)	INFLACIÓN-IPC (%)⁵⁵	NUEVO PRECIO DEL SISTEMA DAPS (US\$)
1998	90500	-	90500
1999	90500	2,685	92929,92
2000	92929,92	3,387	96077,46
2001	96077,46	1,552	97568,58
2002	97568,58	2,377	99887,78
2003	99887,78	1,880	101765,67
2004	101765,67	3,256	105079,17
2005	105079,17	3,415	108667,62
2006	108667,62	2,541	111428,86
2007	111428,86	4,081	115976,28
2008	115976,28	0,091	116081,81
2009	116081,81	2,722	119241,56
2010	119241,56	1,495	121024,22
2011	121024,22	2,962	124608,96
2012	124608,96	1,764	126807,06
2013	126807,06	1,978	129315,31

Fuente: Los Autores.

⁵⁵ Inflación - Índice de Precios al Consumo (IPC) de Estados Unidos (1998-2013). Tomados del portal financiero: es.global-rates.com

ANEXO E. COTIZACIONES DE LOS EQUIPOS, IMPLEMENTOS Y OPERACIONES DE ACONDICIONAMIENTO DE LOS POZOS CANDIDATOS

CONCEPTO	COSTO
SISTEMA DAPS (BM-DOWS)	129.315,31 US\$
BOMBA DAPS	23.576,82 US\$
TUBERÍA 2 7/8	7 US\$/PIE
COMPLETAMIENTO	60.000 US\$

Fuente: Los Autores y ECOPETROL S.A.

PRUEBA DE INYECTIVIDAD (SRT)		CAÑONEO	
CONCEPTO	COSTO	CONCEPTO	COSTO
SET DE BOMBEO	14.000 US\$	EQUIPO + PERSONAL	4.715 US\$
MOVILIZACIÓN	10.000 US\$	MOVILIZACIÓN	4.200 US\$
TARIFA DEL PERSONAL	4.000 US\$/DÍA	BAJADA A FONDO	0,52 US\$/PIE
TANQUE	1.000 US\$/DÍA	CAÑONEADA	333 US\$/PIE
MOVILIZACIÓN TANQUE	11.000 US\$	TRAS. POZO-POZO	300 US\$

CONCEPTO	COSTO
EQUIPO DE WORKOVER (RIG) CON CUADRILLA	13.608 US\$/DÍA
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	450.000 US\$
PRUEBA DE COMPATIBILIDAD	10.000 US\$

Fuente: ECOPETROL S.A.

ANEXO F. DATOS DEL POTENCIAL DE PRODUCCIÓN MENSUAL DEL PROYECTO

MES	PRODUCCIÓN DE FLUIDOS (BF)	PRODUCCIÓN DE ACEITE (BO)	PRODUCCIÓN DE AGUA (BW)	MES	PRODUCCIÓN DE FLUIDOS (BF)	PRODUCCIÓN DE ACEITE (BO)	PRODUCCIÓN DE AGUA (BW)
1	16219,66	9370,04	6849,61	73	7002,20	4045,14	2957,05
2	16031,53	9261,36	6770,17	74	6920,98	3998,22	2922,75
3	15845,58	9153,93	6691,64	75	6840,71	3951,85	2888,85
4	15661,79	9047,76	6614,02	76	6761,36	3906,01	2855,34
5	15480,13	8942,82	6537,31	77	6682,94	3860,70	2822,22
6	15300,58	8839,09	6461,48	78	6605,42	3815,92	2789,49
7	15123,11	8736,56	6386,54	79	6528,81	3771,66	2757,13
8	14947,70	8635,23	6312,46	80	6453,08	3727,92	2725,15
9	14774,33	8535,07	6239,24	81	6378,23	3684,68	2693,54
10	14602,96	8436,07	6166,88	82	6304,25	3641,94	2662,30
;	;	;	;	;	;	;	;
25	12258,56	7081,72	5176,83	97	5292,15	3057,25	2234,89
26	12116,37	6999,58	5116,78	98	5230,77	3021,79	2208,97
27	11975,84	6918,39	5057,43	99	5170,09	2986,74	2183,34
28	11836,93	6838,15	4998,77	100	5110,13	2952,10	2158,02
29	11699,63	6758,83	4940,79	101	5050,86	2917,86	2132,99
30	11563,93	6680,44	4883,48	102	4992,27	2884,01	2108,25
31	11429,80	6602,95	4826,84	103	4934,37	2850,56	2083,79
32	11297,23	6526,37	4770,85	104	4877,13	2817,50	2059,63
33	11166,19	6450,67	4715,52	105	4820,56	2784,82	2035,74
34	11036,68	6375,85	4660,82	106	4764,65	2752,52	2012,12
;	;	;	;	;	;	;	;
49	9264,82	5352,25	3912,56	110	4547,41	2627,02	1920,38
50	9157,36	5290,17	3867,18	111	4494,66	2596,55	1898,11
51	9051,14	5228,81	3822,32	112	4442,53	2566,43	1876,09
52	8946,16	5168,16	3777,99	113	4391,00	2536,66	1854,33
53	8842,39	5108,21	3734,17	114	4340,07	2507,24	1832,82
54	8739,83	5048,97	3690,86	115	4289,73	2478,16	1811,56
55	8638,46	4990,40	3648,05	116	4239,98	2449,41	1790,55
56	8538,26	4932,52	3605,73	117	4190,80	2421,00	1769,78
57	8439,23	4875,31	3563,91	118	4142,19	2392,92	1749,26
58	8341,34	4818,76	3522,57	119	4094,14	2365,17	1728,97
59	8244,59	4762,87	3481,72	120	4046,66	2337,73	1708,91

Fuente: Los Autores.

ANEXO G. ÍNDICE DE OPERACIONES DE INTERVENCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO

# de Servicios Realizados en Pozos con BES														
SERVICIO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13	Proy.2013
LA	0	3	5	1	2	0	56	2	0	0	2			13
Fallas BES	5	7	10	8	11	16	10	4	1	1	1			22
Flushing	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0
Total	5	10	15	9	13	16	11	6	1	1	3			35
# de Pozos Activos con BES														
Total	16	24	29	26	33	47	56	56	56					61
Frecuencia de Intervención en BES														
Indice de L.A.	0	0,13	0,17	0,04	0,06	0	1	0,43	0	0,00	0,43			0,210
Indice de Falla	0,31	0,29	0,34	0,31	0,33	0,34	0,18	0,86	0	0,21	0,21			0,370
Indice de Flushing	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00			0,000
Indice de Intervención	0,31	0,42	0,51	0,35	0,39	0,34	0,20	1,29	0	0,21	0,64			0,580
# de Servicios Realizados en Pozos con BM														
SERVICIO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13	Proy.2013
LA	3	9	5	10	1	14	4	0	1	0	1			6
Varillero	78	55	89	75	57	46	44	2	0	0	1			10
Flushing	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0
Total	81	64	94	85	60	60	48	2	1	0	2			16
# de Pozos Activos con BM														
Total	60	65	70	70	67	57	57	58	58	57	56			53
Frecuencia de Intervención BM														
Indice de L.A.	0,05	0,14	0,07	0,2	0,15	0,05	0,07	0	0,21	0	0,21			0,120
Indice de Varillero	1,3	0,85	1,27	1,07	0,85	0,81	0,77	0,41	0	0	0,21			0,180
Indice de Flushing	0	0	0,01	0	0,04	0	0	0	0,00	0,00	0,00			0,000
Indice de Intervención	1,35	0,99	1,35	1,27	1,04	0,86	0,84	0,41	0,21	0,00	0,42			0,300
# de Servicios Realizados														
SERVICIO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13	Proy.2013
LA	3	12	10	15	12	3	5	2	1	0	3			19
Varillero	83	62	99	83	68	62	54	6	1	1	2			32
Flushing	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0
Total	86	74	110	98	83	66	59	8	2	1	5			51
# de Pozos Activos														
Total	76	89	99	96	100	104	113	114	114	113	112			114
Frecuencia de Intervención														
Indice de L.A.	0,04	0,13	0,1	0,16	0,12	0,03	0,04	0,21	0,11	0	0,32			0,170
Indice de Varillero	1,09	0,7	1	0,86	0,68	0,60	0,48	0,63	0,11	0,11	0,21			0,280
Indice de Flushing	0	0	0,01	0	0,03	0	0	0	0	0	0			0,000
Indice de Intervención	1,13	0,83	1,11	1,02	0,83	0,63	0,52	0,84	0,22	0,11	0,53			0,450

Fuente: ECOPETROL S.A.

ANEXO H. EVALUACIÓN FINANCIERA

ANEXO H.1. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL POZO 1

$$Q_f(t) = 74e^{-0,0116*t} \quad (42) \quad Q_o(t) = 44e^{-0,0116*t} \quad (43) \quad Q_f(t) = 30e^{-0,0116*t} \quad (44)$$

AÑO	PRODUCCIÓN DE FLUIDOS (BF)	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (BO)	PRODUCCIÓN DE AGUA (BW)	AGUA A SUPERFICIE (BW)	AGUA INYECTADA (BW)	FLUIDOS A SUPERFICIE (BF)
1	23.902,40	14.212,24	9.690,16	2.684,17	7.005,98	16.896,41
2	21.228,70	12.622,47	8.606,23	2.383,92	6.222,30	15.006,39
3	18.455,34	10.973,45	7.481,90	2.072,48	5.409,41	13.045,93
4	16.044,30	9.539,86	6.504,45	1.801,73	4.702,71	11.341,93
5	13.948,25	8.293,55	5.654,70	1.566,35	4.088,34	9.859,90
6	12.126,02	7.210,07	4.915,96	1.361,71	3.554,23	8.571,79
7	10.541,86	6.268,13	4.273,73	1.183,82	3.089,90	7.451,95
8	9.164,65	5.449,25	3.715,40	1.029,16	2.686,23	6.478,42
9	7.967,37	4.737,35	3.230,01	894,71	2.335,29	5.632,07
10	6.926,50	4.118,46	2.808,04	777,82	2.030,21	4'896,28

Fuente: Los Autores.

AÑO	AHORROS (US\$)	EGRESOS (US\$)	FLUJO DE CAJA (US\$)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (US\$)
0	-	-	-895.998,31	-895.998,31
1	15.763,4724	0,00	15.763,47	-880.234,83
2	14.000,18271	78.008,82	-64.008,63	-944.243,47
3	12.171,17414	78.008,82	-65.837,64	-1'010.081,12
4	10.581,11047	78.008,82	-67.427,70	-1'077.508,83
5	9.198,775527	78.008,82	-68.810,04	-1'146.318,87
6	7.997,03126	78.008,82	-70.011,78	-1'216.330,66
7	6.952,284985	78.008,82	-71.056,53	-1'287.387,19
8	6.044,026206	78.008,82	-71.964,79	-1'359.351,99
9	5.254,423957	78.008,82	-72.754,39	-1'432.106,38
10	4.567,97674	78.008,82	-73.440,84	-1'505.547,23

VPN (US\$)	-1'208.269,05
TIR (%)	Indeterminada
PAYBACK TIME	Nunca
RCB	0,15

Fuente: Los Autores.

ANEXO H.2. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL POZO 3

$$Q_f(t) = 225e^{-0,0116*t} \quad (45) \quad Q_o(t) = 207e^{-0,0116*t} \quad (46) \quad Q_f(t) = 18e^{-0,0116*t} \quad (47)$$

AÑO	PRODUCCIÓN DE FLUIDOS (BF)	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (BO)	PRODUCCIÓN DE AGUA (BW)	AGUA A SUPERFICIE (BW)	AGUA INYECTADA (BW)	FLUIDOS A SUPERFICIE (BF)
1	72.676,22	66.862,12	5.814,10	1.610,51	4.203,59	68.472,63
2	64.546,72	59.382,98	5.163,74	1.430,36	3.733,38	60.813,33
3	56.114,22	51.625,08	4.489,14	1.243,49	3.245,65	52.868,57
4	48.783,36	44.880,69	3.902,67	1.081,04	2.821,63	45.961,73
5	42.410,21	39.017,40	3.392,82	939,81	2.453,01	39.957,21
6	36.869,67	33.920,10	2.949,57	817,03	2.132,54	34.737,13
7	32.052,95	29.488,71	2.564,24	710,29	1.853,94	30.199,01
8	27.865,50	25.636,26	2.229,24	617,50	1.611,74	26.253,76
9	24.225,10	22.287,09	1.938,01	536,83	1.401,18	22.823,92
10	21.060,29	19.375,47	1.684,82	466,70	1.218,13	19.842,16

Fuente: Los Autores.

AÑO	AHORROS (US\$)	EGRESOS (US\$)	FLUJO DE CAJA (US\$)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (US\$)
0			-898.527,59	-898.527,59
1	9.458,08	0,00	9.458,08	-889.069,50
2	8.400,11	78.008,82	-69.608,71	-958.678,21
3	7.302,70	78.008,82	-70.706,11	-1'029.384,33
4	6.348,67	78.008,82	-71.660,15	-1'101.044,48
5	5.519,27	78.008,82	-72.489,55	-1'173.534,04
6	4.798,22	78.008,82	-73.210,60	-1'246.744,64
7	4.171,37	78.008,82	-73.837,44	-1'320.582,09
8	3.626,42	78.008,82	-74.382,40	-1'394.964,49
9	3.152,65	78.008,82	-74.856,16	-1'469.820,66
10	2.740,79	78.008,82	-75.268,03	-1'545.088,69

VPN (US\$)	-1'234.336,63
TIR (%)	Indeterminada
PAYBACK TIME	Nunca
RCB	0,09

Fuente: Los Autores.

ANEXO H.3. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL POZO 4

$$Q_f(t) = 220e^{-0,0116*t} \quad (48) \quad Q_o(t) = 51e^{-0,0116*t} \quad (49) \quad Q_f(t) = 169e^{-0,0116*t} \quad (50)$$

AÑO	PRODUCCIÓN DE FLUIDOS (BF)	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (BO)	PRODUCCIÓN DE AGUA (BW)	AGUA A SUPERFICIE (BW)	AGUA INYECTADA (BW)	FLUIDOS A SUPERFICIE (BF)
1	71061,19	16473,28	54587,92	15120,8531	39467,0642	31594,13
2	63112,34	14630,59	48481,76	13429,4463	35052,3093	28060,04
3	54867,24	12719,22	42148,01	11674,99974	30473,0138	24394,22
4	47699,28	11057,56	36641,72	10149,75717	26491,9655	21207,32
5	41467,77	9612,98	31854,78	8823,774986	23031,0084	18436,76
6	36050,34	8357,13	27693,22	7671,021451	20022,1968	16028,15
7	31340,66	7265,34	24075,33	6668,865673	17406,4617	13934,20
8	27246,26	6316,18	20930,08	5797,633293	15132,4508	12113,81
9	23686,76	5491,02	18195,74	5040,220249	13155,5207	10531,24
10	20592,28	4773,67	15818,62	4381,756982	11436,8603	9155,42

Fuente: Los Autores.

AÑO	AHORROS (US\$)	EGRESOS (US\$)	FLUJO DE CAJA (US\$)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (US\$)
0			-901665,11	-901665,11
1	88800,8945	0,00	88800,8945	-812864,2155
2	78867,69594	78.008,82	858,8759382	-812005,3396
3	68564,28097	78.008,82	-9444,539029	-821449,8786
4	59606,92232	78.008,82	-18401,89768	-839851,7763
5	51819,7688	78.008,82	-26189,0512	-866040,8275
6	45049,94276	78.008,82	-32958,87724	-898999,7047
7	39164,53875	78.008,82	-38844,28125	-937843,986
8	34048,0143	78.008,82	-43960,8057	-981804,7917
9	29599,92163	78.008,82	-48408,89837	-1030213,69
10	25732,93563	78.008,82	-52275,88437	-1082489,574

VPN (US\$)	-941.283,83
TIR (%)	Indeterminada
PAYBACK TIME	Nunca
RCB	0,23

Fuente: Los Autores.

ANEXO H.4. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL POZO 5

$$Q_f(t) = 28e^{-0,0116*t} \quad (51) \quad Q_o(t) = 27e^{-0,0116*t} \quad (52) \quad Q_f(t) = 1e^{-0,0116*t} \quad (53)$$

AÑO	PRODUCCIÓN DE FLUIDOS (BF)	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (BO)	PRODUCCIÓN DE AGUA (BW)	AGUA A SUPERFICIE (BW)	AGUA INYECTADA (BW)	FLUIDOS A SUPERFICIE (BF)
1	9044,15	8721,15	323,01	89,47250353	233,532924	8810,62
2	8032,48	7745,61	286,87	79,46417931	207,410114	7825,07
3	6983,10	6733,71	249,40	69,08283871	180,313691	6802,79
4	6070,82	5854,00	216,81	60,05773475	156,757192	5914,06
5	5277,72	5089,23	188,49	52,21168631	136,278156	5141,44
6	4588,23	4424,36	163,87	45,39065947	118,474537	4469,75
7	3988,81	3846,35	142,46	39,46074362	102,996815	3885,81
8	3467,71	3343,86	123,85	34,30552245	89,541129	3378,17
9	3014,68	2907,01	107,67	29,82378846	77,8433179	2936,84
10	2620,84	2527,23	93,60	25,92755611	67,6737295	2553,16

Fuente: Los Autores.

AÑO	AHORROS (US\$)	EGRESOS (US\$)	FLUJO DE CAJA (US\$)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (US\$)
0			-890855,99	-890855,99
1	525,4490799	0,00	525,4490799	-890330,5409
2	466,672757	78.008,82	-77542,14724	-967872,6882
3	405,7058046	78.008,82	-77603,1142	-1045475,802
4	352,7036823	78.008,82	-77656,11632	-1123131,919
5	306,6258509	78.008,82	-77702,19415	-1200834,113
6	266,5677087	78.008,82	-77742,25229	-1278576,365
7	231,7428328	78.008,82	-77777,07717	-1356353,442
8	201,4675402	78.008,82	-77807,35246	-1434160,795
9	175,1474652	78.008,82	-77833,67253	-1511994,467
10	152,2658913	78.008,82	-77856,55411	-1589851,021

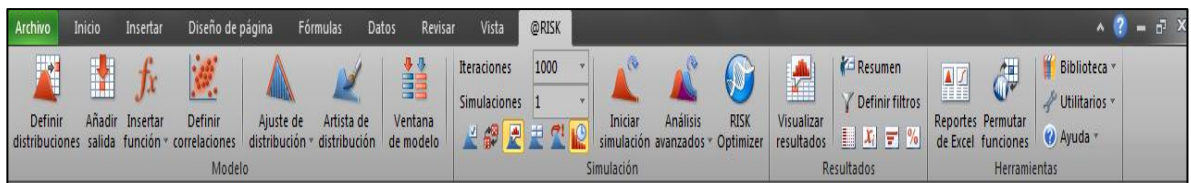
VPN (US\$)	-1'260.010,96
TIR (%)	Indeterminada
PAYBACK TIME	Nunca
RCB	0,07

Fuente: Los Autores.

ANEXO I. MINITUTORIAL @RISK

@RISK es un complemento de Microsoft Excel, diseñado por PALISADE. @RISK permite realizar análisis de riesgo, utilizando la simulación para mostrar múltiples resultados posibles en un modelo de hoja de cálculo, e indica qué probabilidad hay de que se produzcan. Computa y controla matemática y objetivamente gran número de escenarios futuros posibles, indicando las probabilidades y riesgos asociados con cada uno. @RISK también le ayuda a planificar las mejores estrategias de administración de riesgo mediante la integración de RISKOptimizer, que combina la simulación Montecarlo con lo último en tecnología de resolución de problemas para optimizar cualquier hoja de cálculo que contenga valores inciertos.

Una vez instalado @RISK, una nueva pestaña-complemento aparecerá en el Microsoft Excel tradicional.



@RISK permite realizar plantear escenarios, definiendo parámetros de entradas (inputs), que al ser modificados dentro de un rango propuesto por el mismo usuario, alteran un parámetro de salida o variable a monitorear (definida previamente), de diferente forma con cada alteración realizada (iteraciones).

La metodología para realizar simulaciones Montecarlo con el programa @RISK es la siguiente:

1. Desarrollar el esquema financiero del proyecto en una hoja de Microsoft Excel, donde se evidencien los ingresos, egresos, flujos de caja y las criterios de evaluación financiera.

2. Determinar las distribuciones de las variables de entrada o inputs del modelo, esto se hace mediante el comando “Definir distribuciones”.

Archivo Inicio Insertar Diseño de página Fórmulas Datos Revisar Vista @RISK

Definir distribuciones Añadir salida Insertar función Definir correlaciones Ajuste de distribución Artista de distribución

Modelo

B1 85

1 PRECIO WTI \$ 85

2 LIFTING COST \$ 11,64

3 TASA DE DECLINACIÓN 14%

4 TASA INTERNA DE OPORTUNIDAD 12%

5 REGALÍAS 9,032%

6 PORCENTAJE DE SEPARACIÓN 72,30%

7 COSTO DE ESTIMULACIÓN \$ 250.000

8 COSTO DEL WORKOVER \$ 30.000

9 COSTO DEL SISTEMA BM-DOWS \$ 129.315,31

10 PETRÓLEO INCREMENTAL 0%

11

12 INSTALACIÓN \$ 40.000

13 PRUEBA DE INYECTIVIDAD \$ 120.000

14 PRUEBA DE COMPATIBILIDAD \$ 10.000

15

16

Nombre: PRECIO WTI

Fórmula de celda: 85

Seleccione la distribución a usar en esta fórmula para reemplazar el valor 85:

Común Favoritos Discreto Continuo Parámetros alt. Especial Biblioteca @RISK Todos

BetaGeneral Binomial Cumul Discrete Expon Gamma General Histogram Lognorm Normal Pert Poisson Triang TriGen Uniform Weibull

Hacer favorito Seleccione la distribución Cancelar

Nombre: PRECIO WTI

Fórmula de celda: =RiskBetaGeneral(2;2;80;98;RiskStatic(85))

BetaGeneral(2;2;80;98;RiskStatic(85))

Función: BetaGeneral

Parámetros Estándar

α1: 2

α2: 2

Mínimo: 80

Máximo: 98

Valor estático: 85

PRECIO WTI

5,0% 90,0% 5,0%

\$82,44 \$85 \$95,56

Mínimo: \$80,00

Máximo: \$98,00

Media: \$89,00

Dev. Est: \$4,02

Aceptar Cancelar

Nombre: LIFTING COST

Fórmula de celda: =RiskBetaGeneral(2;2;8,64;12,64;RiskStatic(11,64))

BetaGeneral(2;2;8,64;12,64;RiskStatic(11,64))

Función: BetaGeneral

Parámetros Estándar

α1: 2

α2: 2

Mínimo: 8,64

Máximo: 12,64

Valor estático: 11,64

LIFTING COST

5,0% 90,0% 5,0%

\$8,50 \$9,00 \$12,50

Mínimo: \$8,64

Máximo: \$12,64

Media: \$11,64

Dev. Est: \$0,894

Aceptar Cancelar

Nombre: TASA DE DECLINACIÓN

Fórmula de celda: =RiskPert(0,12;0,14;0,16;RiskStatic(0,14))

Pert(0,12;0,14;0,16;RiskStatic(0,14))

Función: Pert

Parámetros Estándar

Mínimo: 0,12

Más probable: 0,14

Máximo: 0,16

Valor estático: 0,14

TASA DE DECLINACIÓN

5,0% 90,0% 5,0%

11,9% 12,5% 15,2%

Mínimo: 12,00%

Máximo: 16,00%

Media: 14,00%

Dev. Est: 0,756%

Aceptar Cancelar

Nombre: PORCENTAJE DE SEPARACIÓN

Fórmula de celda: =RiskBetaSubj(0,14;0,75;0,73746;0,97;RiskStatic(0,723))

BetaSubj(0,14;0,75;0,73746;0,97;RiskStatic(0,723))

Función: BetaSubj

Parámetros Estándar

Mínimo: 0,14

Más probable: 0,75

Media: 0,73746

Máximo: 0,97

Valor estático: 0,723

PORCENTAJE DE SEPARACIÓN

5,0% 90,0% 5,0%

45% 62,27% 83,87%

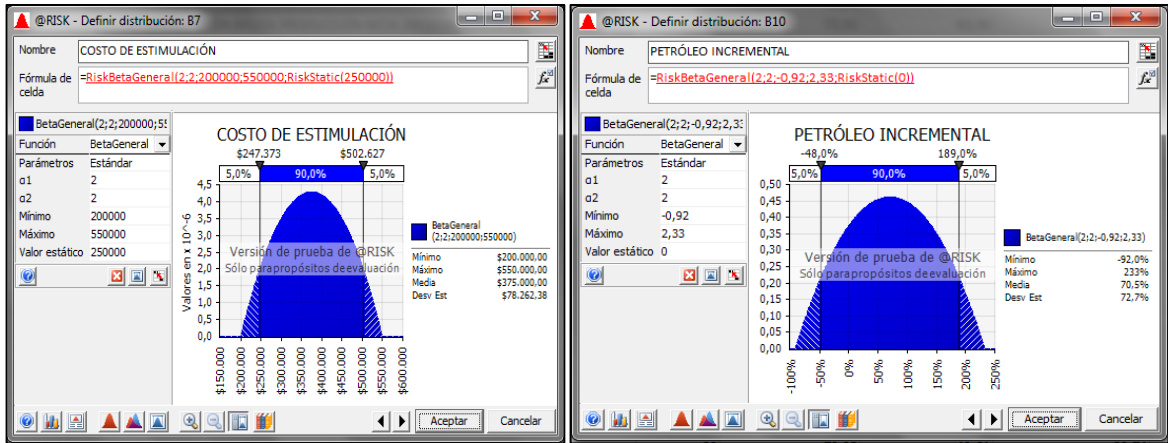
Mínimo: 14,0%

Máximo: 97,0%

Media: 73,7%

Dev. Est: 6,58%

Aceptar Cancelar



3. Determinar la variable de salida o a monitorear, mediante el comando “Añadir salida”.

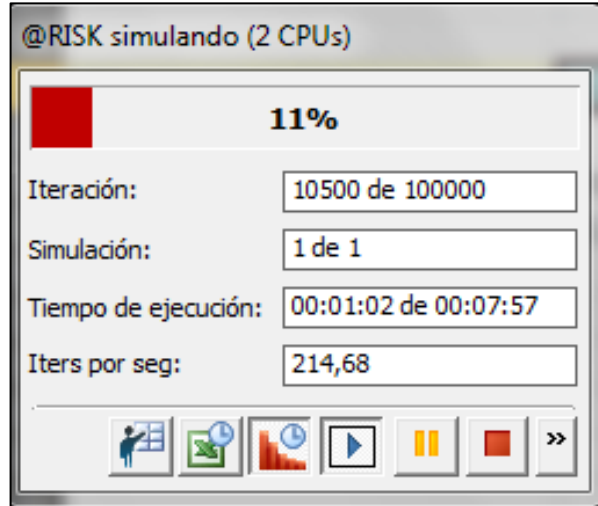
Screenshot of the @RISK software interface showing the 'Añadir salida' (Add output) dialog box. The dialog box is open over a spreadsheet cell B26, which contains the value 455.839,88. The dialog box has a 'Nombre:' field with 'VPN' entered.

	A	B
25		
26	VPN	455.839,88
27	TIR	44,23%
28	PAYBACK	1,620106088
29	RCB	2,750196194
30		

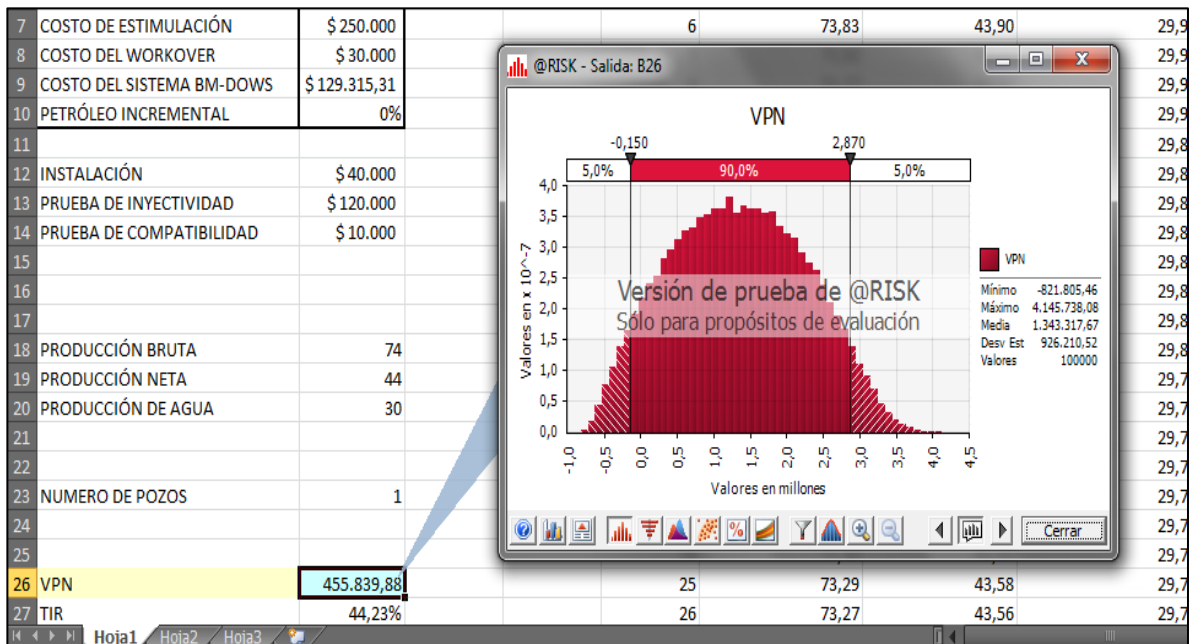
4. Configurar el número de iteraciones a realizar y proseguir con el comando “Iniciar simulación”.

Screenshot of the @RISK software interface showing the 'Iniciar simulación' (Start simulation) button. The 'Iteraciones' (Iterations) field is set to 100000 and the 'Simulaciones' (Simulations) field is set to 1.

- Una vez iniciada la simulación, una ventana nueva será abierta, indicando el porcentaje transcurrido de la simulación. Esta terminará cuando el porcentaje llegue al 100%.



- Al finalizar la simulación, una ventana con el histograma de frecuencia de la misma es generada.



7. Los diagramas de tornado son generados con la opción “Seleccione el tipo de gráfico de tornado a desplegar”. Tres opciones son desplegada, de las cuales una debe ser seleccionada dependiendo de los intereses de quien realice la simulación.

