

EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DEL DESEMPEÑO DE LAS VÁLVULAS
GUIADAS EN LAS BOMBAS DE SUBSUELO PARA BOMBEO MECÁNICO EN
DOS POZOS QUE EVIDENCIAN PRODUCCIÓN DE GAS Y GEOMETRÍA
ALTAMENTE DESVIADA

MARÍA CAMILA HERNÁNDEZ CRUZ
JUAN SEBASTIÁN VILLANUEVA PEÑUELA

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2018

EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DEL DESEMPEÑO DE LAS VÁLVULAS
GUIADAS EN LAS BOMBAS DE SUBSUELO PARA BOMBEO MECÁNICO EN
DOS POZOS QUE EVIDENCIAN PRODUCCIÓN DE GAS Y GEOMETRÍA
ALTAMENTE DESVIADA

MARÍA CAMILA HERNÁNDEZ CRUZ
JUAN SEBASTIÁN VILLANUEVA PEÑUELA

Proyecto integral de grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
FERNANDO VILLANUEVA ZAMBRANO
Ingeniero de petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2018

Notas de aceptación:

Yatnielah Isbel Pirela Ropero

Ivan Peñaloza

Adriana Ruiz León

Bogotá D.C., Noviembre de 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos Corresponden únicamente a los autores.

Este trabajo está dedicado con todo mi cariño a mi familia. A mis padres, Diego y Sandra, por su apoyo y amor incondicional, por siempre creer en mí e impulsarme a ser mejor cada día. A mi hermana Sara, por su ternura y cariño. A mi tía Nohora por ser una segunda madre para mí, dándome sus consejos y su amor.

Finalmente, a Sebastián, mi compañero de tesis, por el tiempo compartido que me ha permitido conocer la gran persona que es y por el arduo trabajo realizado para poder culminar nuestro trabajo de grado.

María Camila Hernández Cruz

Este trabajo se lo dedico principalmente a mi madre Alba Lucía por su apoyo y amor incondicional. A mi padre Fernando por todo el conocimiento y apoyo que me ha brindado a lo largo de este proyecto. A mis hermanos Laura y Julián por sus consejos y ayuda.

A Camila, mi compañera de tesis por su compromiso en la realización de este trabajo y finalmente a Lupe, por acompañarnos en las noches de traspasos y por su amor.

Juan Sebastián Villanueva Peñuela

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

La empresa **Equipment Engineer Ltda**, por su apoyo técnico - financiero y acompañamiento continuó; permitiendo así, el desarrollo del proyecto.

Ing. Fernando Villanueva Zambrano, director, por su confianza, oportunidad, valiosa orientación, tiempo dedicado y conocimientos compartidos que fueron las bases para la elaboración de este proyecto.

Fundación Universidad de América, por el espacio, recursos informáticos, bibliográficos y de personal brindados en sus instalaciones para realizar este proyecto.

Ing. Yatniel Pirela, por su dedicación, paciencia, interés, apoyo y consejos para la realización y mejora de cada uno de los aspectos de este proyecto.

Geóloga. Rosa Parra, Por su valiosa asesoría y entusiasmo en la elaboración del capítulo geológico.

Profesor, Vicente Calad, Por su valiosa asesoría y entusiasmo en la elaboración del capítulo técnico.

Diana Lorena Ortiz, auxiliar de procesos técnicos, por su paciencia, carisma y amabilidad al darnos apoyo y asesoría en la estructuración del proyecto.

Al Cuerpo Docente, Personal Administrativo de la Universidad América por la formación académica y las herramientas adquiridas a lo largo de la carrera para poder terminar de manera satisfactoria el proyecto de grado.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	24
OBJETIVOS	25
1. GENERALIDADES DEL CAMPO GIRASOL	26
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	26
1.2 LOCALIZACIÓN	28
1.3 MARCO GEOLÓGICO	31
1.3.1 Estratigrafía	31
1.3.1.1 Grupo Chuspas	31
1.3.1.2 Grupo Zorro	33
1.3.2 Columna estratigráfica	33
1.3.3 Geología estructural	35
1.3.4 Geología del petróleo	36
1.3.4.3 Migración	37
1.3.4.4 Roca sello	37
1.3.4.5 Trampa	37
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	37
2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL BOMBEO MECÁNICO CON VÁLVULAS CONVENCIONALES API Y VÁLVULAS GUIADAS PETROVALVE	41
2.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	41
2.2 BOMBEO MECÁNICO	44
2.2.1 Componentes del Sistema	46
2.2.1.1. La Unidad de Bombeo	46
2.2.1.2 Bombas de subsuelo	52
2.2.1.3 Sistema de Anclaje	57
2.2.2 La Sarta de Varillas	57
2.2.3 El Motor	58
2.2.4 Accesorios de Cabeza de Pozo	58
2.2.4.1 Grapa	59
2.2.4.2 Stuffing Box	59
2.2.4.3 Preventor de Varillas	60
2.2.4.4 Pumping Tee	60
2.2.4.5 Barra Lisa	61
2.3 PRINCIPALES PROBLEMAS DEL BOMBEO MECÁNICO.	62
2.3.1 Efecto de gas libre en la eficiencia de la bomba	62
2.3.2 Agitación	62
2.3.3 Profundidad óptima para la instalación de la bomba	62
2.3.4 Golpe de gas.	63
2.3.5 Golpe de fluido.	63
2.3.6 Contrabalanceo inapropiado	63

2.3.7 Inapropiada selección del tamaño de la unidad de bombeo	63
2.3.8 Longitud de carrera muy corta	63
2.3.9 Producción de arena	64
2.3.10 Inapropiada selección de la bomba de subsuelo	64
2.3.11 Inapropiada selección de la metalurgia de la bomba y las varillas	64
2.3.12 Compresión de la sarta de varillas	64
2.4 GENERALIDADES DE VÁLVULAS API	64
2.4.1 Ventajas	65
2.4.2 Desventajas	66
2.4.3 Funcionamiento del ciclo de bombeo con válvulas API	67
2.5 VÁLVULAS GUIADAS PETROVALVE	69
2.5.1 Ventajas	71
2.5.2 Desventajas	72
2.5.3 Funcionamiento del ciclo de bombeo con válvulas guiadas Petrovalve	72
2.5.4 Componentes principales	72
3. CASOS ESTUDIO DE LOS POZOS A Y B ANTES Y DESPUÉS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE VÁLVULAS GUIADAS PETROVALVE GAS BREAKER.	74
3.1 POZO A	74
3.1.1 Descripción de la Perforación y Estado mecánico del Pozo A	74
3.1.2 Producción y bloqueo por gas	76
3.1.2.1 Ineficiente llenado de la bomba	79
3.1.3 Producción de crudos pesados	81
3.1.4 Fallas en la apertura de las válvulas fija y viajera	81
3.1.5 Geometría del Pozo A	85
3.2 POZO B	85
3.2.1 Descripción de la perforación y estado mecánico del Pozo B	86
3.2.2 Producción y bloqueo por gas	87
3.2.2.1 Ineficiente llenado de la Bomba	90
3.2.3 Producción de crudos pesados	92
3.2.3.1 Caídas de producción	92
3.2.4 Diseño de las válvulas API	93
3.2.4.1 Fallas en la apertura de las válvulas fija y viajera	94
3.1.5 Geometría del Pozo B	96
3.3 EVALUACIÓN DE CRITERIOS TÉCNICOS	97
3.3.1 Velocidad de bombeo en los pozos A y B	98
3.3.1.1 Pozo A	98
3.3.1.2 Pozo B	99
3.3.2 Cambios en el nivel dinámico y estático de los pozos	101
3.3.2.1 Pozo A	102
3.3.2.2 Pozo B	105
3.3.3 Variación del caudal en producción	107
3.3.3.1 Pozo A	107
3.3.3.2 Pozo B	109
3.3.4 Cartas dinamométricas	110

3.3.4.1 Pozo A	110
3.3.4.2 Pozo B	113
3.3.5 Áreas de flujo mejoradas	114
3.3.5.1 Pozo A	114
3.3.5.2 Pozo B	117
3.3.6 Promedio de vida útil de las válvulas API y Petrovalve Gas Breaker	119
3.3.6.1 Pozo A	120
3.3.6.2 Pozo B	121
3.3.7 Número de intervenciones mecánicas a pozo	121
3.3.7.1 Pozo A	122
3.3.7.2 Pozo B	123
3.3.8 Costos de inversión juego de válvulas	124
3.3.8.1 Pozo A	124
3.3.8.2 Pozo B	125
3.3.9 Caudal teórico	126
4. MATRIZ COMPARATIVA DE RESULTADOS	128
4.1 CUERPO DE LA MATRIZ	129
4.2 MATRIZ APLICADA POZO A	130
4.3 MATRIZ APLICADA POZO B	132
5. ANÁLISIS FINANCIERO	134
5.1 TIEMPO DE EVALUACIÓN DEL PROYECTO	134
5.2 VALORES DE REFERENCIA	135
5.3 ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	135
5.4 ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	136
5.5 INGRESOS EVALUADOS	136
5.6 EVALUACIÓN FINANCIERA	137
5.6.1 Valor Presente Neto (VPN)	137
5.6.1.1 Flujo de caja	138
5.6.1.2 Flujo de caja Pozo A	139
5.6.1.3 Flujo de caja Pozo B	140
5.6.1.4 Resultados	141
5.6.2 Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE)	141
5.6.1.2 Resultados	142
5.7 LIFTING COST	142
6. CONCLUSIONES	144
7. RECOMENDACIONES	146
BIBLIOGRAFÍA	147
ANEXOS	150

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Delimitación Campo Girasol	27
Figura 2. Mapa de localización Campo Girasol, Cuenca VMM, Colombia	29
Figura 3. Localización Campo Girasol	30
Figura 4. Principales formaciones productoras en la Zona A, Grupo Chuspas	32
Figura 5. Columna estratigráfica asociación Nare Bloque B	34
Figura 6. Marco estructural Cuenca VMM, Campo Girasol	35
Figura 7. Estructura monoclinal, Campo Girasol	36
Figura 8. Presiones Pozo Estratigráfico 01	40
Figura 9. Sistemas de levantamiento artificial	42
Figura 10. Sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico	45
Figura 11. Unidad de bombeo convencional clase I	47
Figura 12. Unidad de bombeo convencional clase I partes	47
Figura 13. Esquema unidades de levantamiento artificial por bombeo mecánico de balancín clase I y clase III	48
Figura 14. Unidad de bombeo balanceada por aire, Clase III	49
Figura 15. Unidad de bombeo Clase III, Mark II	50
Figura 16. Bombas de subsuelo tipo tubing	53
Figura 17. Bombas de subsuelo tipo insertable RW	55
Figura 18. Bombas de subsuelo tipo insertable RH	56
Figura 19. Anclaje para bombeo mecánico	57
Figura 20. Sarta de Varillas	58
Figura 21. Grapa	59
Figura 22. Stuffing box	59
Figura 23. Preventor de varillas	60
Figura 24. Pumping Tee	60
Figura 25. Barra Lisa	61
Figura 26. Válvula check de bola y asiento	65
Figura 27. Daños comunes válvulas bola y asiento	66
Figura 28. Diagrama ciclo de bombeo accionado por varillas	67
Figura 29. Ciclo de bombeo ideal	68
Figura 30. Compresión por gas	69
Figura 31. Válvulas convencionales API vs Válvulas guiadas Petrovalve	70
Figura 32. Válvula guiada Petrovalve vs válvula convencional API	71
Figura 33. Configuración y componentes Válvula viajera Petrovalve Gas Breaker	73
Figura 34. Estado mecánico Pozo A	75
Figura 35. Deflexión anómala en la carta dinamométrica del Pozo A	80
Figura 36. Carta dinamométrica con válvulas API en el Pozo A	81

Figura 37. Análisis válvulas fija y viajera del Pozo A a 190°F	82
Figura 38. Análisis válvulas fija y viajera del Pozo A, Interferencia por gas	83
Figura 39. Análisis válvulas fija y viajera del Pozo A, Bloqueo por gas	84
Figura 40. Análisis válvulas fija y viajera del Pozo A, Válvulas Petrovalve	85
Figura 41. Estado mecánico Pozo B	87
Figura 42. Cartas dinamométricas Pozo B	91
Figura 43. Producción ciclos 11 y 12 de inyección en el Pozo B	93
Figura 44. Pruebas de SV y TV API, de la bomba insertable en el Pozo B	95
Figura 45. Pruebas de SV y TV Petrovalve, de la bomba insertable en el Pozo B	95
Figura 46. Vista 2D Pozo B	96
Figura 47. Vista 3D, Pozo B	97
Figura 48. Prueba acústica nivel del Pozo A, válvulas API a 190 °F	102
Figura 49. Prueba acústica nivel del Pozo A, válvulas API, Bloqueo por gas	103
Figura 50. Prueba acústica nivel del Pozo A, válvulas API, interferencia por gas	103
Figura 51. Prueba acústica nivel del Pozo A, válvulas Petrovalve Gas Breaker	104
Figura 52. Prueba acústica nivel del Pozo B, válvulas API	106
Figura 53. Prueba acústica nivel del Pozo B, válvulas guiadas Petrovalve	106
Figura 54. Carta dinamométrica Pozo A, bloqueo por gas	111
Figura 55. Carta dinamométrica Pozo A, válvulas Petrovalve	112
Figura 56. Carta dinamométrica Pozo B, bloqueo por gas	113
Figura 57. Carta dinamométrica Pozo B, válvulas Petrovalve	113
Figura 58. Áreas de flujo en las válvulas	115
Figura 59. Flujo de caja Pozo A	139
Figura 60. Flujo de caja Pozo B	140

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Características del yacimiento	39
Tabla 2. Comparación entre diferentes métodos de levantamiento artificial	43
Tabla 3. Guía para selección de un motor	58
Tabla 4. Producción Pozo A, extracto Anexo A	77
Tabla 5. Producción Pozo B, extracto Anexo C	89
Tabla 6. Porcentaje de llenado de la bomba	90
Tabla 7. Datos de producción y velocidad de bombeo Pozo A	99
Tabla 8. Datos de producción y velocidad de bombeo Pozo B	100
Tabla 9. Porcentaje de mejora velocidad de bombeo Pozo B	101
Tabla 10. Porcentaje de mejora para el nivel dinámico y estático de fluido	105
Tabla 11. Datos de producción del Pozo A	108
Tabla 12. Porcentaje de mejora caudal de producción Pozo A	109
Tabla 13. Porcentaje de mejora caudal de producción Pozo B	110
Tabla 14. Porcentaje de mejora de eficiencia de llenado Pozo A	112
Tabla 15. Porcentaje de mejora de eficiencia de llenado Pozo B	114
Tabla 16. Diámetros válvulas de subsuelo Pozo A	116
Tabla 17. Porcentaje de aumento en válvulas fijas de 2 ½"	116
Tabla 18. Fuente: Porcentaje de aumento válvulas viajeras de 2 ½"	117
Tabla 19. Diámetros válvulas de subsuelo Pozo B	118
Tabla 20. Porcentaje de aumento válvulas de 2 1/4"	118
Tabla 21. Porcentaje de aumento válvulas de 2"	119
Tabla 22. Intervenciones a pozo por cambio de válvulas Pozo A	120
Tabla 23. Promedio vida útil de las válvulas en el Pozo A	120
Tabla 24. Porcentaje de diferencia en la vida útil de las válvulas del Pozo A	121
Tabla 25. Intervenciones a pozo	122
Tabla 26. Comparación intervenciones a pozo, del Pozo A	123
Tabla 27. Comparación precios de bomba con válvulas y accesorios	124
Tabla 28. Porcentaje de incremento en costos de inversión Pozo A	125
Tabla 29. Porcentaje de incremento en costos de inversión Pozo B	125
Tabla 30. Matriz comparativa válvulas API vs Petrovalve	130
Tabla 31. Matriz comparativa válvulas API vs Petrovalve Pozo	131
Tabla 32. Matriz comparativa válvulas API vs Petrovalve Pozo B	133
Tabla 33. Costos de implementación	136
Tabla 34. Flujo de caja Pozo A, USD	139
Tabla 35. Flujo de caja Pozo B, USD	140
Tabla 36. Costo Anual Uniforme Equivalente	142

LISTA DE CUADROS

pág.

Cuadro 1. Análisis cualitativo del desempeño de las tres unidades de bombeo mecánico

51

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Cálculo porcentaje de diferencia	98
Ecuación 2. Eficiencia volumétrica	126
Ecuación 3. Desplazamiento del pistón	126
Ecuación 4. Caudal teórico	127
Ecuación 5. Puntaje API	129
Ecuación 6. Puntaje Petrovalve	129
Ecuación 7. Valor Presente Neto	137
Ecuación 8. Costo Anual Uniforme Equivalente	141

ABREVIATURAS

%	Porcentaje
°API	Gravedad o grados API
°F	Grados Fahrenheit
ALS	Artificial lift systems
API	American petroleum institute
Av	Avenida
Bbl	Barriles
Bbls/d	Barriles por día
BFPD	Barriles de fluido por día
BH	Bombeo hidráulico
BM	Bombeo mecánico
BOPD	Barriles de aceite por día
BOPD	Barriles de crudo por día
BSW	Basic sediment and wáter
CAPEX	Capital Expenditures
CAUE	Costo Anual Uniforme Equivalente
cps	Centipoises
D	Darcy
EPT	Effective plunger travel
ESP	Bombeo electrosumergible
EW	Esperando servicio a pozo
F.	Fluido
H ₂ S	Sulfuro de hidrogeno
HTS	Hollow two stages
In ²	Pulgadas cuadradas
IPR	Inflow performance relationship
KOP	Kick off point
Ltda.	Limitada
Ma	Millones de años
Mscf	Miles de pies cúbicos
MCM	Minimo comun multiplo
MD	Measured depth
mD	Milidarcy
MPT	Maximun plunger travel
OPEX	Operating Expense
PBG	Petrovalve Gas Breaker
POES	Petróleo original en sitio
Prom.	Promedio
Psi	Pounds per Square Inch, (libra por pulgada cuadrada)

RWAM	Thin wall, stationary barrel, top anchor design insertable pumps, a mechanical lock hold down
SBP	Steam By Pass
Scf	Standard Cubic Feet, (pies cúbicos estándar)
SPE	Society Petroleum Engineers
SPM	Strokes per minute
SV	Standing valve
T	Total
THM	Tubing, stationary heavy wall barrel, mechanical seating assembly
TIO	Tasa interna de oportunidad
TOC	Carbono orgánico total – Total Organic Carbon
TV	Traveling valve
TVD	True vertical
USD	United States Dollars
VMM	Valle Medio del Magdalena
VPN	Valor presente neto
WS	Servicio a pozo - well service

GLOSARIO

AMBIENTE DEPOSITACIONAL: *geol.* El área en la que, y las condiciones físicas bajo las cuales, se depositan los sedimentos, incluida la fuente de los sedimentos; los procesos depositacionales tales como la depositación por acción del viento, el agua o el hielo; y la localización y el clima, tal como un desierto, un pantano o un río.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria de origen detrítico. Es una roca compacta, sin fisilidad que está formada por partículas del tamaño de la arcilla menor a 4.0 micrones.

ARENISCA CUARZOSA: esta arenisca es mineralógicamente sencilla, contiene el 90 por ciento o más, de granos de arena de cuarzo detrítico. Texturalmente, las areniscas son de grano uniforme a causa de su perfecta clasificación, son arenas bien lavadas prácticamente libres de material arcilloso.

BASAMENTO: *geol.* Corteza continental generada durante un ciclo anterior al de la secuencia estratigráfica suprayacente, denominada cobertera, que llega hasta la discontinuidad de Mihorovicic, corresponde normalmente a rocas ígneas y metamórficas deformadas y rara vez desarrollan porosidad y permeabilidad.

BOMBA CENTRIFUGA: una bomba centrífuga es una máquina que consiste de un conjunto de paletas rotatorias encerradas dentro de una caja o cárter, o una cubierta o coraza. Se denominan así porque la cota de presión que crean es ampliamente atribuible a la acción centrífuga.

BOMBA DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO: las bombas de desplazamiento positivo son equipos hidrostáticos. Bombean un volumen definido independientemente de las revoluciones del motor, pero de manera prácticamente independiente de la presión. Se trata de bombas de bombeo forzado que, a pesar de sus distintos principios constructivos, a menudo son capaces de dominar tareas de bombeo similares.

CARGA HIDROSTÁTICA: la altura vertical de una columna de fluido, sin importar la longitud u otras dimensiones de esa columna de fluido.

CHERT: *geol.* Sinónimo de **sílex**. Variedad criptocristalina del cuarzo, que se encuentra generalmente en agregados de color variable, de pardo a amarillento o negro, asociada a formaciones sedimentarias.

CONGLOMERADO POLIMÍCTICO: son conglomerados o brechas cuya composición de clastos es muy variada.

CONTRABALANCEO: anular o atenuar el efecto de una cosa con otra.

CORROSIÓN: pérdida de metal debida a reacciones químicas o electroquímicas, la cual, a la larga, podría destruir una estructura. La corrosión puede producirse en cualquier lugar del sistema de producción, ya sea en el fondo del pozo o en las líneas y el equipamiento de la superficie.

CRETÁCICO. *geol.* Tercero en antigüedad de los tres períodos en que se divide el Mesozoico. Abarca aproximadamente entre los 145.5 y los 65 Ma antes de los tiempos actuales.

CRUDOS LIVIANOS: tienen gravedades API mayores a 31,1 °API. El petróleo ligero es el petróleo crudo con bajo contenido de ceras.

CRUDOS PESADOS: tienen gravedades API entre 10 y 22,3 °API. Crudo pesado o crudo extra pesado es cualquier tipo de petróleo crudo que no fluye con facilidad. Se le denomina “pesado” debido a que su densidad o peso específico es superior a la del petróleo crudo ligero. Crudo pesado se ha definido como cualquier licuado de petróleo con un índice API inferior a 20 °, lo que significa que su densidad relativa es superior a 0.933. Este resultado del petróleo crudo pesado es una degradación por estar expuesto a las bacterias, el agua o el aire, como consecuencia, la pérdida de sus fracciones más ligeras, dejando atrás sus fracciones más pesadas.

CUARZO: óxido de silicio que se presenta en cristales hexagonales o en masas cristalinas o compactas, con diversos colores y grados de transparencia; es uno de los constituyentes del granito y otras rocas.

CUENCA SEDIMENTARIA: *geol.* Área de la superficie terrestre en la que, durante un prolongado intervalo de tiempo geológico, se han acumulado grandes espesores de sedimentos.

ESTRATIGRAFÍA: *geol.* Parte de la geología que estudia e interpreta los procesos registrados en las sucesiones sedimentarias, que permite conocer la naturaleza y disposición de las rocas estratificadas, la correlación tanto de los materiales como de los sucesos, y la ordenación temporal correcta de la secuencia de materiales y sucesos.

FRIABLE: consistencia del suelo o de la roca que se desmorona fácilmente bajo una presión baja o moderada entre los dedos. Se aplica este término a suelos o rocas que se desmoronan naturalmente o que son fácilmente rotos o pulverizados como una arenisca blanda, mal cementada.

INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR: es un proceso cíclico en el cual un pozo se inyecta con un fluido para mejorar la recuperación y, después de un período de remoyo, el pozo se pone de nuevo en producción.

LÍQUIDO INCOMPRESIBLE: un fluido incompresible es cualquier fluido cuya densidad siempre permanece constante con el tiempo y tiene la capacidad de oponerse a la compresión del mismo bajo cualquier condición.

MIOCENO: *geol.* Primera en antigüedad de las dos épocas en que se divide el Neógeno. Abarca aproximadamente entre los 23 y los 5.3 Ma antes de los tiempos actuales.

MONOCLINAL: es el que presenta una simple inflexión de los estratos, con cierta frecuencia, estos pliegues degeneran en fallas al producirse un estiramiento y fractura de la rama monoclinial del pliegue.

NEÓGENO: *geol.* Segundo de los tres períodos en que se divide el Cenozoico. Abarca aproximadamente entre los 23 y los 1.8 Ma antes de los tiempos actuales. Se subdivide en dos épocas, Mioceno y Plioceno.

OLIGOCENO: *geol.* Tercera en antigüedad de las tres épocas en que se divide el Paleógeno. Abarca aproximadamente entre los 33.9 y los 23 Ma antes de los tiempos actuales.

PALEÓGENO: *geol.* Primero en antigüedad de los tres períodos en que se divide el Cenozoico. Abarca aproximadamente entre los 65 y los 23 Ma antes de los tiempos actuales. Se subdivide en las épocas Paleoceno, Eoceno y Oligoceno.

PISTÓN: pieza de una bomba o del cilindro de un motor que se mueve hacia arriba o hacia abajo impulsando un fluido o bien recibiendo el impulso de él.

PLEISTOCENO: *geol.* Época más antigua de las dos que componen el Cuaternario. Se desarrolló entre 2.59 Ma y 11 600 años. Comenzó con la formación del casquete glaciario en el hemisferio norte y es el intervalo de tiempo caracterizado por la alternancia de períodos glaciares e interglaciares, que siguen una ciclicidad orbital variable.

SARTA DE VARILLAS: tramo ensamblado de varillas de bombeo que se utiliza para conectar y accionar una bomba de varilla con la fuente de potencia alternativa en superficie.

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL: un sistema de levantamiento artificial (SLA), es un mecanismo externo a la formación productora encargado de levantar crudo desde la formación a una determinada tasa, cuando la energía del pozo es insuficiente para producirlo por sí mismo o cuando la tasa es inferior a la deseada.

TENSIÓN: acción de fuerzas opuestas a que está sometido un cuerpo.

TERCIARIO: *geol. Geol. ant.* Período geológico que comprende el Paleógeno y el Neógeno.

TORQUE: el torque puede entenderse como el momento de fuerza o momento dinámico. Se trata de una magnitud vectorial que se obtiene a partir del punto de aplicación de la fuerza. La misma está constituida por el producto vectorial (el vector ortogonal que surge tras una operación binaria entre un par de vectores de un espacio euclídeo de tres dimensiones).

VÁLVULA FIJA: en una bomba de subsuelo accionada por varillas, válvula que permite que el flujo que está arriba de la tubería llene la cámara del barril de la bomba y, a la vez, evita el flujo descendente.

VÁLVULA VIAJERA: en una bomba de subsuelo accionada por varillas, válvula que cierra la cámara del barril y permite que el fluido atrapado se eleve en la carrera ascendente de la bomba. Esta válvula es similar en configuración a la válvula estacionaria o fija.

VÁSTAGO: una varilla o eje que transmite el movimiento desde un accionador al elemento de cierre de una válvula.

YACIMIENTO: un cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Las rocas sedimentarias son las rocas yacimiento más comunes porque poseen más porosidad que la mayoría de las rocas ígneas o metamórficas y se forman bajo condiciones de temperatura en las cuales los hidrocarburos pueden ser preservados. Un yacimiento es un componente crítico de un sistema petrolero completo.

RESUMEN

El desarrollo de este proyecto se llevó a cabo en cinco capítulos, el primero corresponde a una descripción general de las condiciones geológicas a las que están sometidos los pozos en el Campo Girasol, operado por Mansarovar Energy Colombia Ltda, que permite entender las razones por las cuales se han implementado ciertos métodos de operación, como lo son la estimulación cíclica de vapor, sistemas de levantamiento artificial por bombeo mecánico, y pozos con elevado ángulo de desviación.

En segunda instancia, se procede a mencionar los tipos de levantamiento artificial usados en la industria acompañados de una breve descripción operacional de cada uno, haciendo énfasis en el bombeo mecánico señalando su funcionamiento y dando especial importancia al ciclo de bombeo con bombas de subsuelo accionadas por varillas y las válvulas usadas en su interior, problemáticas y limitaciones del sistema.

En el tercer capítulo se hará mención de las problemáticas que presentan el Pozo B y el Pozo A en su funcionamiento a través de los ciclos de inyección con válvulas API y se evaluarán los cambios obtenidos después de implementarse las válvulas Petrovalve Gas Breaker como alternativa y posible solución a estos problemas.

Para el cuarto capítulo se realizó una comparación entre los criterios técnicos evaluados en el antes y el después de la implementación de válvulas guiadas antibloqueo Petrovalve Gas Breaker a través del uso de una matriz técnica que permitió obtener de manera cuantificable la mejora del desempeño de las válvulas analizadas.

Finalmente, se hizo una comparación de rentabilidad a largo plazo tomando en cuenta los costos de implementación de cada bomba con su correspondiente juego de válvulas y accesorios, el costo de intervención, y la producción diferida, usando el modelo financiero de VPN y CAUE.

Palabras clave: Bombeo mecánico, válvulas guiadas, cartas dinanométricas, bloqueo por gas, pozo altamente desviado.

INTRODUCCIÓN

El sistema de levantamiento por bombeo mecánico es el sistema de levantamiento artificial más usado en la industria, por esta razón se ha intentado constantemente optimizar su funcionamiento y desempeño a través de la implementación de distintas alternativas de diseño por tanto compañías prestadoras de servicios como operadoras. Por esto mismo Flotek Industries, se enfocó en ofrecer una solución a una de las limitaciones y problemáticas más frecuentes a las que se enfrenta este sistema como lo es la interferencia y bloqueo de las válvulas por gas en pozos de crudo liviano y/o pesado, así como la operación en pozos de geometría altamente desviada, diseñando una alternativa para la válvulas fijas y viajeras que componen la bomba de subsuelo.

Así nació la tecnología Petrovalve Gas Breaker, un juego de válvulas que viene en cualquier tamaño para adaptarse a cualquier bomba de subsuelo API o No API, y que es capaz de eliminar los problemas de bloqueo e interferencia por gas, así como permitir un sellado perfecto en pozos de inclinaciones máximas de 90 grados, entre otras optimizaciones incluidas en su novedoso diseño.

Equipment Engineer Ltda, siendo la representante legal de Flotek Industries en Colombia, se interesó en evaluar el desempeño de estas válvulas implementadas en el Campo Girasol por las condiciones a las que se encuentran sus pozos, que, por su geometría desviada y producción de gas junto con crudo pesado, como lo son el Pozo B y el Pozo A, son candidatos ideales para evaluar de manera puntual las mejoras del diseño implementado por Flotek sobre las válvulas API.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnica y financieramente el desempeño de válvulas guiadas en las bombas de subsuelo para bombeo mecánico en dos pozos que evidencian producción de gas y geometría altamente desviada.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y geología del campo A.
2. Detallar las generalidades del bombeo mecánico con válvulas API y válvulas guiadas Petrovalve.
3. Describir los problemas presentados en los pozos A y B al producir por bombeo mecánico convencional.
4. Evaluar los diversos criterios técnicos que se presentan en la implementación de las válvulas convencionales API y válvulas guiadas Petrovalve en la bomba de subsuelo para los pozos A y B.
5. Realizar una matriz comparativa de los criterios técnicos evaluados previamente de las válvulas convencionales API y las válvulas guiadas Petrovalve.
6. Determinar mediante el análisis de los datos tabulados en la matriz el desempeño de las válvulas guiadas en la eficiencia de la producción de los pozos A y B.
7. Evaluar financieramente el lifting cost de los Pozos A y B, antes y después de la implementación de las válvulas Petrovalve mediante el indicador de Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO GIRASOL

En el presente capítulo, se establecerán las bases geológicas del trabajo, dando a conocer la información relacionada con la historia, localización, marco geológico e historial de producción del Campo Girasol, dando así cumplimiento al primer objetivo específico.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

El Campo Girasol es uno de los más recientes en la Cuenca del Valle Medio Del Magdalena, operado por la compañía Mansarovar Energy Colombia Ltd., en asociación con la empresa colombiana de petróleos Ecopetrol.

“La historia del Campo Girasol se remonta al año 2001 cuando se realizaron trabajos de adquisición sísmica, lo que permitió proponer el modelo estructural indicado para este sector. En noviembre de 2004 se perfora el primer pozo exploratorio del campo, denominado Jazmín Norte 01, teniendo que las zonas de interés se localizan en las Formaciones Colorado y Mugrosa; en donde se encontró un total de 262 pies (TVD) de espesor neto petrolífero.”¹

“El área comercial se dividió en dos sectores, uno para pozos convencionales y el otro sector para pozos horizontales, de 150 y 450 acres respectivamente”², como se puede observar en la **Figura 1**. El Grupo chuspas es la zona productora del Campo Girasol, dividido por las Formaciones Mugrosa y Colorado, zona en la que se encuentran capas alternadas de arena y arcillas del Oligoceno, caracterizado por la producción de crudos pesados que van de 11 a 13 grados API. La continuidad del campo, sumado a las delgadas capas productoras que en muchos casos no supera los 20 pies y la alta viscosidad del fluido relacionada a un crudo pesado, son factores que dificultan la producción alta y sostenida de los pozos en la zona, por lo que ha sido necesario estimular los reservorios con inyección cíclica de vapor.³

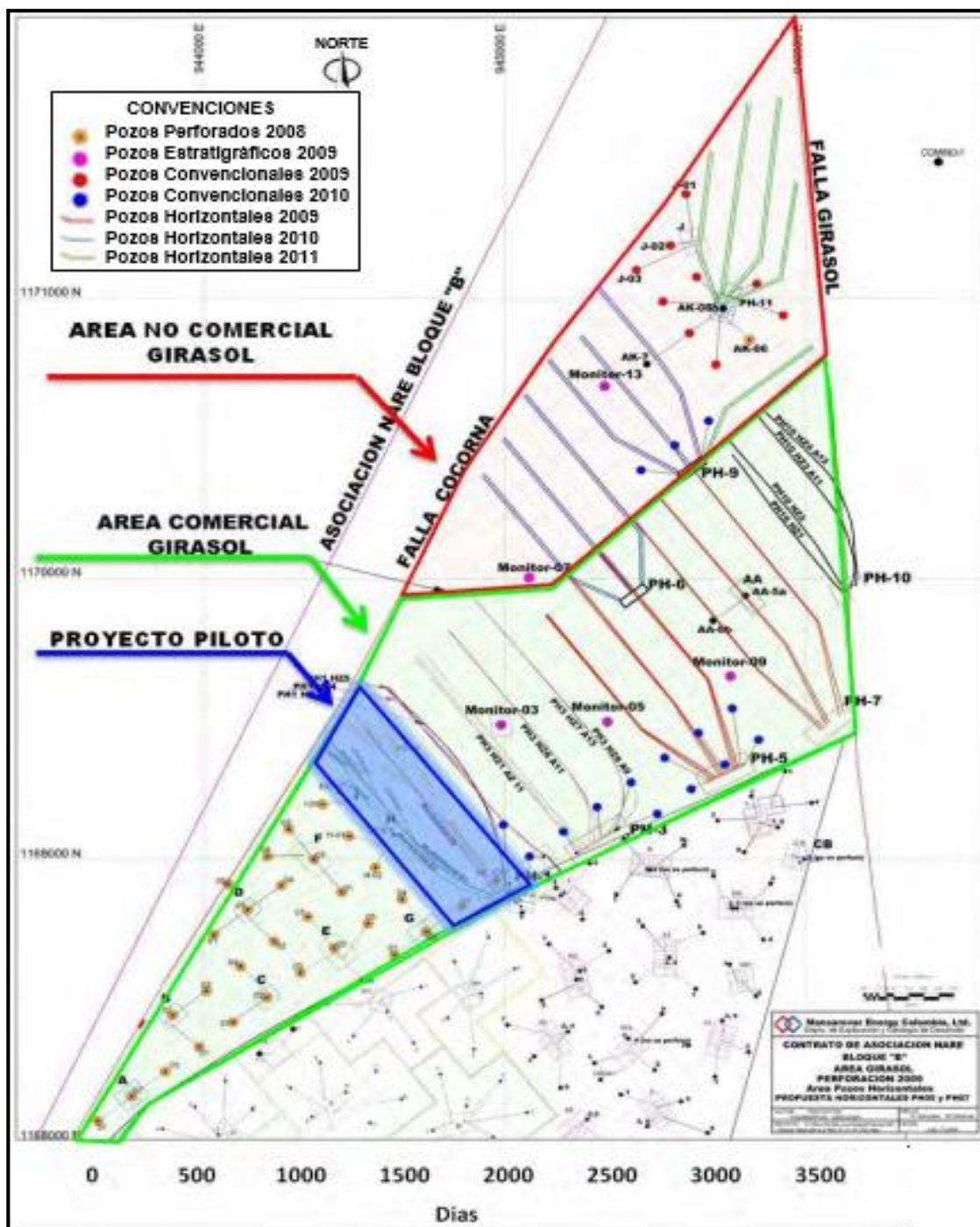
El plan de desarrollo del Campo Girasol incluye la aplicación del método de recuperación terciario por inyección cíclica con el fin de optimizar la producción y a la vez reducir el impacto ambiental, junto con la implementación de avanzadas técnicas de geo navegación para disminuir la dificultad y riesgos de ubicar erróneamente los pozos horizontales.

¹ MANSAROVAR. Asociación Nare, Campos Jazmín, Girasol y Under River.. [En línea], 25 de agosto de 2018. Disponible en internet: <http://www.mansarovar.com.co/nuestra-compania/nuestros-activos/campos-jazmin-Girasol-y-under-river>.

² MENDOZA, Humberto; AVILA, Rafael y PATARROLLO, Mauricio. Prueba Piloto de Pozos Horizontales en Campo Girasol, Colombia. En: Acipet. Diciembre 2009. P. 1-10. [En línea], 25 de agosto de 2018. Disponible en internet: http://oilproduction.net/files/humberto_Mendoza.pdf

³ CUADROS, J., Salamanca, A., Amado, N. R., Cuadros, G., Rojas, E., & Viramonte, J. “Horizontal Well Placement for Heavy Oil Production in Colombia”. Artículo SPE 157926-MS, 2012.

Figura 1. Delimitación Campo Girasol



Fuente: MENDOZA, Humberto, et al. Prueba Piloto de Pozos Horizontales en Campo Girasol, Colombia. [En línea], 25 de agosto de 2018. Disponible en internet: http://oilproduction.net/files/humberto_Mendoza.pdf

1.2 LOCALIZACIÓN

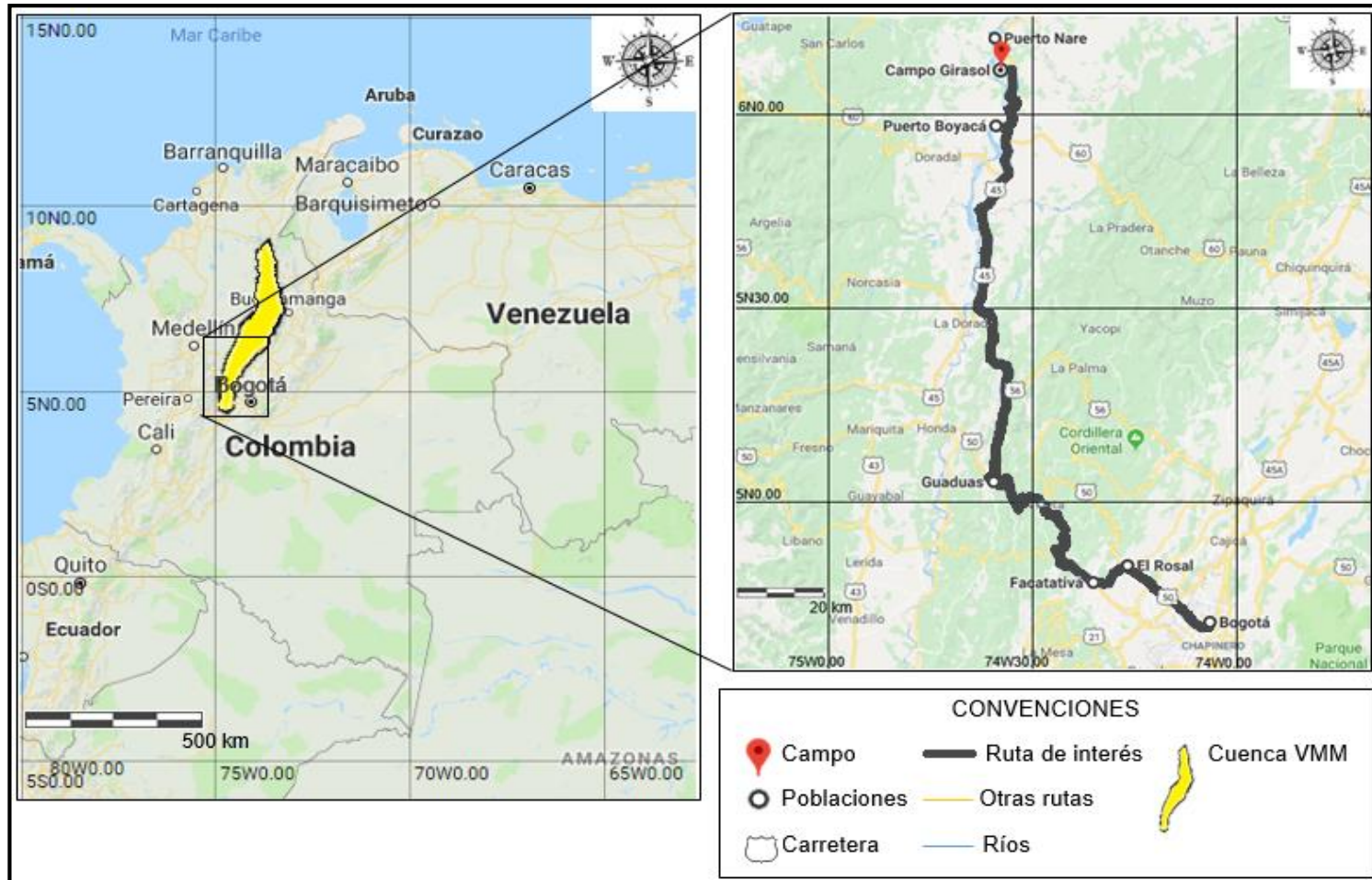
El Campo Girasol se encuentra localizado en la frontera Suroccidental de la Cuenca del VMM, ubicado al Oeste del municipio de Puerto Boyacá, y al Sur del municipio de Puerto Nare.

Para acceder al Campo Girasol saliendo de la ciudad de Bogotá, capital de Colombia, se toma la ruta Bogotá - la Vega saliendo por la Av. Boyacá, por esta vía se debe girar a la izquierda para tomar la ruta Rosal – Facatativá, para pasar como punto de referencia por el municipio de Facatativá. Seguido de esto, se toma la ruta 50 bordeando el municipio de Guaduas, y posteriormente la Ruta Del Sol hasta el municipio de Puerto Boyacá, puntos de referencia identificados en la **Figura 2**. Se toma la ruta 45 pasando por la vía Puerto Libre-Puerto Boyacá, siguiendo hacia Puerto Nare, para finalmente tomar la dirección al Punto de Control Campo Jazmín hacia el Campo Girasol.

En la **Figura 3**, se puede observar la distribución de la asociación Nare y la delimitación del Campo Girasol, determinada por:

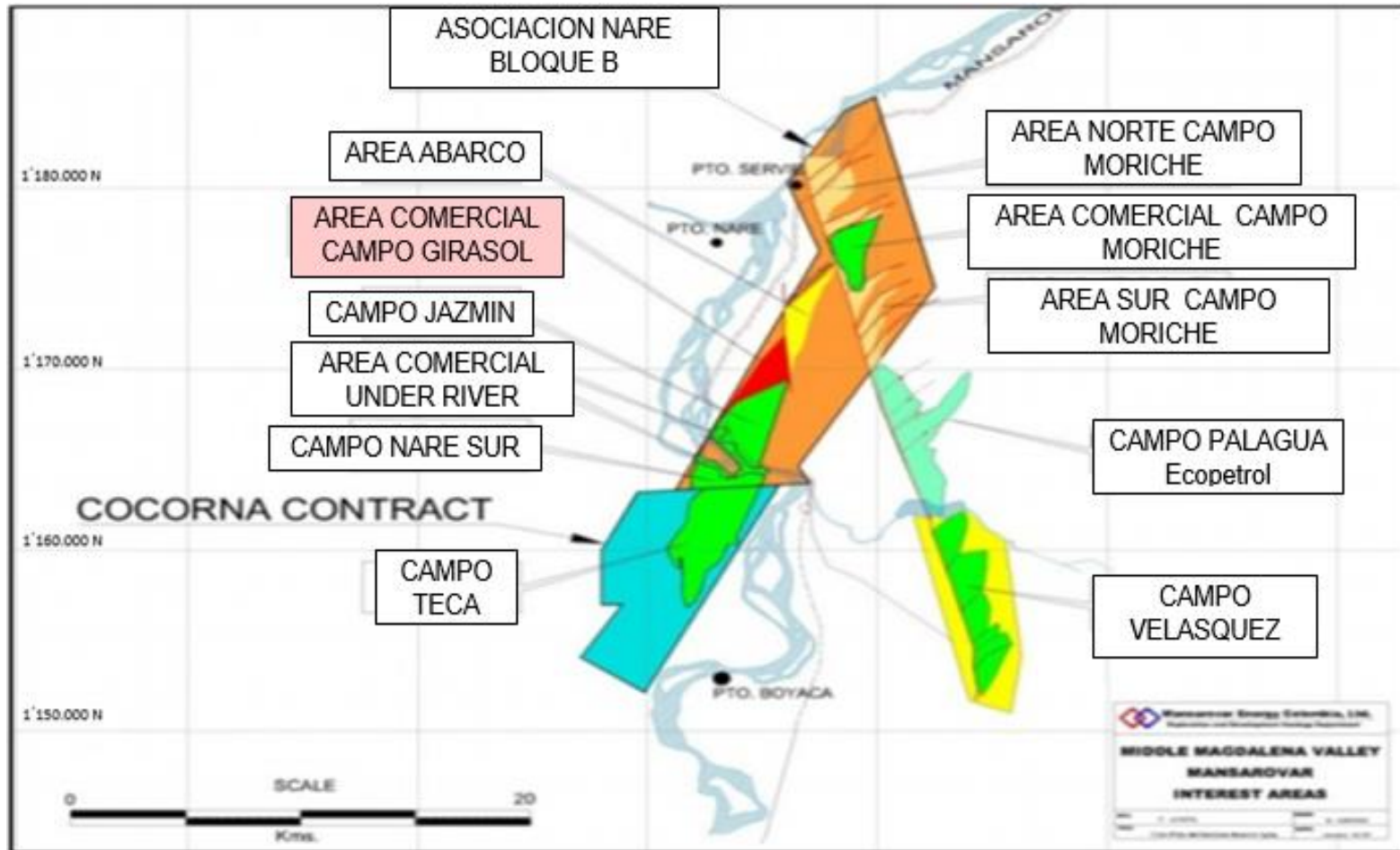
- Área Nare Sur: localizada entre el margen Occidental del Río Magdalena y la línea límite que separa los contratos de asociación Teca y Nare.
- Área Nare Norte: también conocida como Campo Jazmín, está ubicada sobre el margen Oriental del Río Magdalena y al Norte del campo Nare Sur.
- Área comercial Under River: ubicada en la sección Sur Occidental del Campo Girasol.
- Campo Girasol: dentro de la asociación Nare Bloque B, se encuentra limitado al Sur con el Campo Jazmín y al norte el área Abarco.

Figura 2. Mapa de localización Campo Girasol, Cuenca VMM, Colombia.



Fuente: Elaboración propia, con base en Google maps y http://www.bdcc.co.uk/Gmaps/ll_grat_v3_demo.htm

Figura 3. Localización Campo Girasol



Fuente: MENDOZA, Humberto, et al. Prueba Piloto de Pozos Horizontales en Campo Girasol, Colombia. [En línea], 25 de agosto de 2018. Disponible en internet: http://oilproduction.net/files/humberto_Mendoza.pdf

1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación, se presentan las generalidades referentes a la estratigrafía, geología estructural y geología del petróleo asociado a la Cuenca del VMM, específicamente al área perteneciente al Campo Girasol.

1.3.1 Estratigrafía. Para definir la estratigrafía del proyecto, se realiza la descripción de las principales características de las Formaciones de los Grupos Chuspas y Zorros, pertenecientes al Campo Girasol.

1.3.1.1 Grupo Chuspas. El Grupo Chuspas con una edad del Oligoceno indiferenciado, es una secuencia de intercalaciones de areniscas friables, sublíticas a cuarzosas con arcillolitas grises - verdosas. El espesor promedio de esta secuencia es de 800 pies en el sector Girasol Norte y 1000 pies en el área comercial del campo. Se ha depositado en un ambiente de tipo continental fluvial. Este grupo se encuentra supra yacido por el Grupo Zorro (Mioceno Tardío) y está infra yacido por un Basamento Ígneo-Metamórfico (Pre-Terciario).⁴

En el Campo Girasol, el Grupo Chuspas se ha caracterizado en tres zonas denominadas: Zona A, relacionada con la Formación Colorado, y las Zonas B y C, relacionadas a la Formación Mugrosa. Estas zonas han sido diferenciadas y caracterizadas regionalmente de acuerdo con las propiedades petrofísicas, disposiciones estructurales y estratigráficas, en donde las Zonas B y C presentan acumulaciones muy pobres de hidrocarburos.

Zona A: perteneciente al Oligoceno indiferenciado, la Zona A posee las mejores acumulaciones de hidrocarburos, está compuesta de areniscas friables cuarzosas intercaladas con arcillolitas verdosas no calcáreas. El espesor promedio de esta zona es de 450 pies, cuenta con unos niveles de arena promedio entre 15 a 35 pies de espesor. Estos sedimentos fueron depositados en un ambiente fluvial y esta sección está saturada con aceite y agua salada.⁵

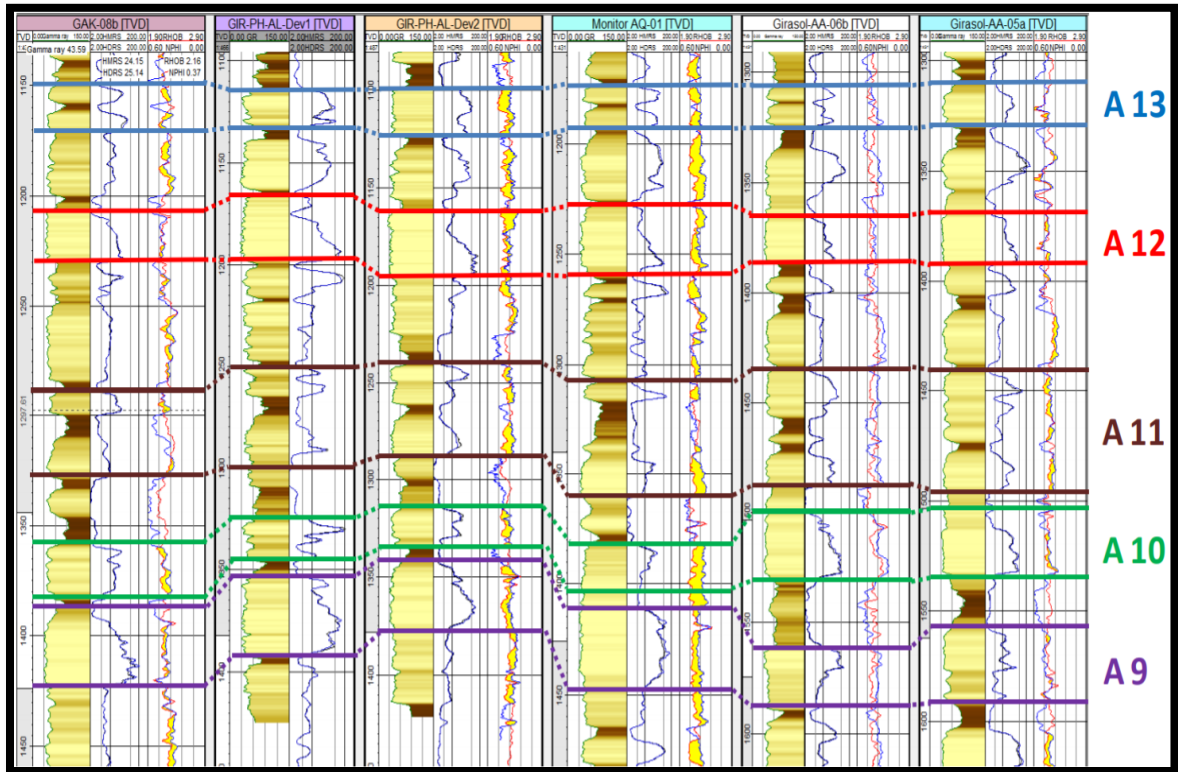
De acuerdo con los datos proporcionados por Cuadros, J, en el artículo de SPE⁶, Entre las principales propiedades petrofísicas de la Zona A está la porosidad, que cuenta con un promedio de 28%, la permeabilidad varía entre 500 mD. y 2 D., con una saturación de aceite de 70%, la presión inicial del reservorio es aproximada a 600 psi y los fluidos en la cara del pozo tienen una viscosidad de entre 3000 a 5000 cps, con una relación de gas en solución de 70 Scf/bbl.

⁴ FULA, Hernán y RODRIGUEZ, Javier. Análisis del sistema de recolección de fluidos del Campo Girasol utilizando un modelo multifásico para evaluar la variación de la producción. Trabajo de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2013. 125 p.

⁵ Ibid., p. 127.

⁶ CUADROS. Op. Cit., p. 3.

Figura 4. Principales formaciones productoras en la Zona A, Grupo Chuspas.



Fuente: Cuadros, J., et al. “Horizontal Well Placement for Heavy Oil Production in Colombia”. Artículo SPE 157926-MS, 2012.

Las formaciones productoras se encuentran en la secuencia sedimentaria Chuspas, mostrada en la columna estratigráfica, Figura 3, la cual se ha dividido de acuerdo con las formaciones objetivo, que se denominan A9, A10, A11, A12 y A13, ilustradas en la **Figura 4**.⁷

Zona B: perteneciente al Oligoceno indiferenciado, esta zona es una secuencia compuesta por intercalaciones de arcillas verdes con areniscas cuarzosas de grano medio a grueso y conglomerados polimícticos. Las arenas están compuestas predominantemente por cuarzo, localmente chert y en menor proporción por líticos oscuros de fragmentos de roca ígnea; el tamaño de grano promedio varía de medio a grueso y localmente muy grueso, de sub-redondeados a subangulares con pobre selección. El conglomerado está compuesto por líticos de rocas ígneas, metamórficas y fragmentos de cuarzo translúcido y chert, alcanzando espesores promedio del orden de 220 pies. Las porosidades promedio son del rango del 24

⁷ CUADROS. Op. Cit., p. 3.

al 26%. Las manifestaciones de hidrocarburo son regulares a muy pobres y el interés es secundario para el Campo Girasol.⁸

Zona C: perteneciente al Oligoceno indiferenciado, esta zona es una secuencia de conglomerados polimícticos, arenas cuarzosas y láminas de arcillas abigarradas rojizas y grisáceas. Los conglomerados son polimícticos, con fragmentos de cuarzo, rocas ígneas, metamórficas y fragmentos de Chert. Las arenas están compuestas predominantemente por cuarzo y líticos oscuros de grano fino a medio, sub-redondeados a subangulares con pobre selección y matriz arcillosa, alcanzando espesores promedios entre 90 y 150 pies, observándose los mayores espesores hacia el Sureste del campo y los menores hacia la Noreste. Las porosidades promedio por registros eléctricos y muestras de pared son del orden del 20 al 24%. Se han identificado trazas de hidrocarburos de tonalidades pardas oscuras, con fluorescencia muy débil.⁹

1.3.1.2 Grupo Zorro. Perteneciente al Mioceno superior correlacionada con la Formación Real (Mioceno), es una secuencia de intercalaciones de arcillas verdes con arenas sublíticas de grano grueso a conglomerática, saturadas de agua fresca. El espesor promedio de esta secuencia es de 950 pies en el Campo Girasol, depositado en un ambiente de tipo continental fluvial. Este grupo se encuentra supra yacido por el Grupo Real (Mioceno) y está infra yacido por el Grupo Chuspas (Oligoceno Indiferenciado).¹⁰

1.3.2 Columna estratigráfica. Con el fin de describir la ubicación vertical de las unidades de roca del Campo Girasol se presenta la columna estratigráfica de la Cuenca del VMM, **Figura 5**, realizada por la empresa operadora Mansarovar Energy Colombia, Ltd. Teniendo en cuenta las profundidades y formaciones alcanzadas por los pozos de dicho campo. Esta columna abarca rocas desde pre Terciario (Basamento de la cuenca), pasando por el Oligoceno indiferenciado y el Mioceno superior hasta el pleistoceno en donde se encuentran las terrazas de conglomerados y areniscas conglomeráticas, polimícticas.

Esta secuencia se considera el principal reservorio de petróleo en Girasol, con un estimado de petróleo original en sitio de 50.4 millones de barriles y se proyecta a recuperar 9.97 millones de barriles o un 19.8% del POES.¹¹

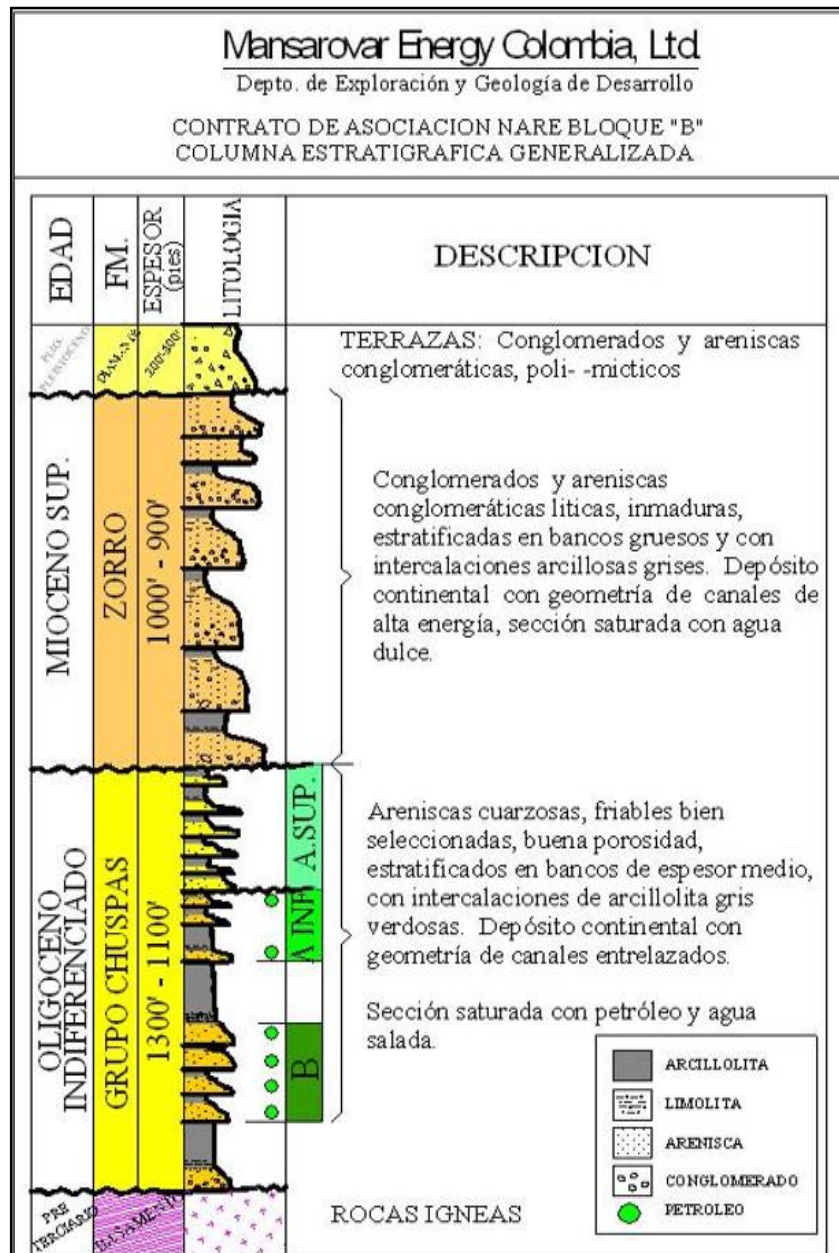
⁸ FULA. Op. Cit., p. 126.

⁹ FULA. Op. Cit., p. 126.

¹⁰ WEEKS, Lewis G. HABITAD OF OIL. General geology and oil occurrences of middle Magdalena valley, Colombia. Tulsa Oklahoma U.S.A., American Association of Petroleum Geologists, 1958. 78p.

¹¹ FULA. Op. Cit., p. 126.

Figura 5. Columna estratigráfica asociación Nare Bloque B.

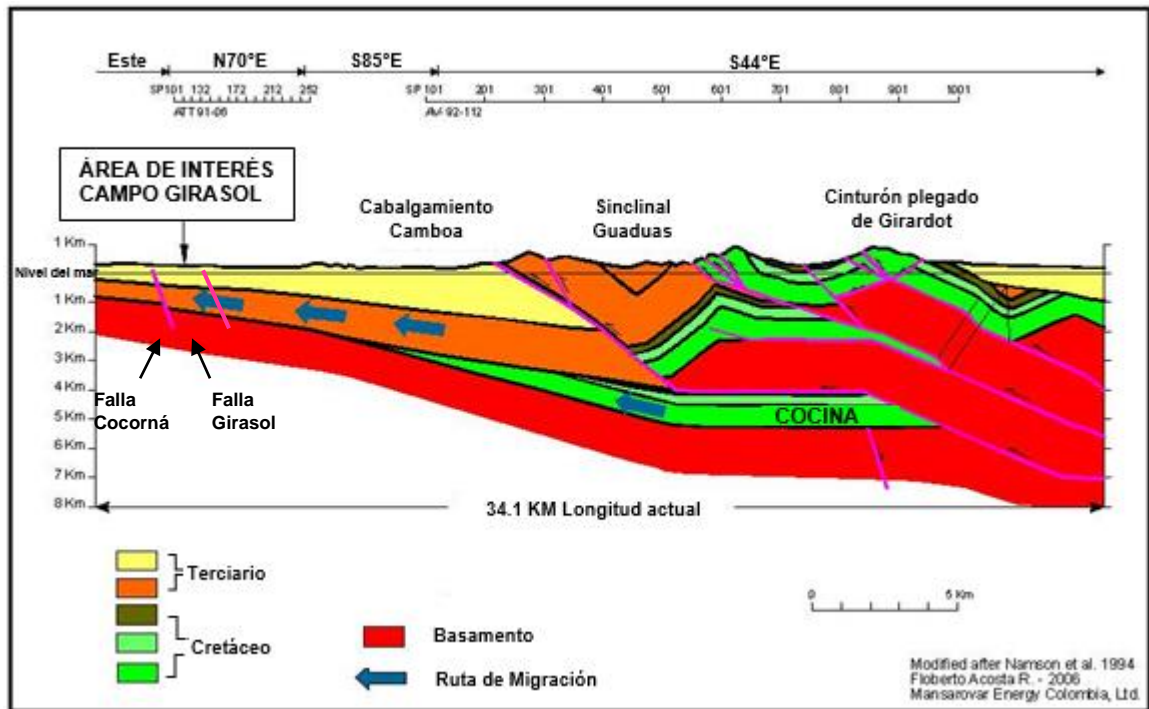


Fuente: Cuadros, J., Salamanca, A., Amado, N. R., Cuadros, G., Rojas, E., & Viramonte, J. "Horizontal Well Placement for Heavy Oil Production in Colombia". Artículo SPE 157926-MS, 2012.

1.3.3 Geología estructural. El desarrollo estructural de la Cuenca del VMM tomó lugar durante distintas etapas asociadas a los eventos tectónicos en la esquina del Noroccidente de Suramérica, que ocurrieron durante el Triásico tardío, Cretácico medio, el Paleógeno temprano y Neógeno medio. La cuenca se alarga alcanzando el Rio Magdalena y es delimitado al Norte y al Sur por el sistema de Fallas Espíritu Santo y el Cinturón Plegado de Girardot. Al Noreste la cuenca está limitada por el sistema de Fallas Bucaramanga-Santa Marta y al Sureste por los sistemas de Fallas Bituima y La Salina. Al Occidente está delimitada por el basamento de la Cordillera Central.¹²

A continuación, se presenta el marco estructural de la Cuenca del VMM, en donde se puede identificar el área de interés del Campo Girasol, que puede ser relacionar con la columna estratigráfica presentada anteriormente, **Figura 6**. Adicionalmente se presenta la interpretación sísmica realizada por la empresa Mansarovar de las Fallas Cocorná y Girasol, que muestra la estructura del monoclinal fallado del campo, **Figura 7**.

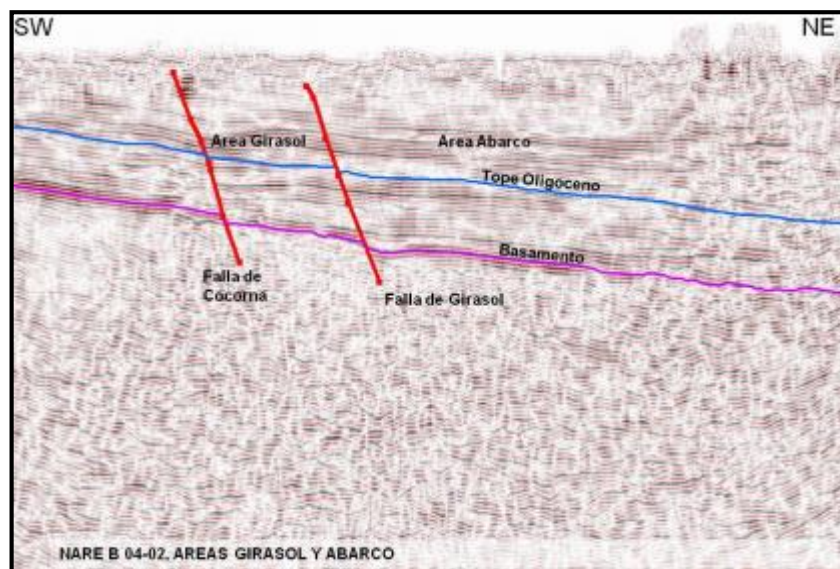
Figura 6. Marco estructural Cuenca VMM, Campo Girasol.



Fuente: MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA. Modificada por los autores.

¹² CUADROS. Op. Cit., p. 1.

Figura 7. Estructura monoclinal, Campo Girasol.



Fuente: FULA, Hernán y RODRIGUEZ, Javier. Análisis del sistema de recolección de fluidos del Campo Girasol utilizando un modelo multifásico para evaluar la variación de la producción. Trabajo de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander.

1.3.4 Geología del petróleo. La siguiente sección tiene por objetivo relacionar de manera general los parámetros asociados al sistema petrolífero, como la roca generadora, roca reservorio, migración, roca sello y trampa del Campo Girasol.

1.3.4.1 Roca Generadora. En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena las principales rocas generadoras de hidrocarburos están constituidas por sedimentos ricos en materia orgánica, depositadas en ambientes marinos, hipersalinos y restringidos de la "Formación La Luna, reconocida por ser rica en materia orgánica con TOC alto, que en promedio es de 3 - 4%", es decir muy buena y con un Kerógeno Tipo II. Esta formación tuvo su depositación durante el Cretáceo medio. Estos sedimentos se hallan presentes en lo profundo de la cuenca, hacia el Este del área de estudio. Se cree que el petróleo encontrado en la Cuenca del VMM fue generado al oriente dentro de la Cuenca de Bogotá y que los hidrocarburos migraron hacia el Occidente antes de la creación de la Cordillera Oriental.¹³

1.2.4.2 Roca reservorio. Las rocas almacenadoras en esta parte de la cuenca son areniscas continentales, depositadas en ambiente de canales entrelazados a

¹³ CUADROS. Op. Cit., p. 3.

meándricos. Estas arenas son delgadas y alcanzan espesores máximos de 35 pies.¹⁴

Para el Campo Girasol, la zona productora más importante es la Zona A, compuesta por areniscas cuarzosa friables con una porosidad promedio de 28%¹⁵, estas areniscas son relacionadas a las Formación Colorado, pertenecientes al Grupo Chuspas, del Oligoceno indiferenciado.

1.3.4.3 Migración. Los sedimentos presentes en la Formación La Luna en el Cretáceo, fueron los encargados de generar y expulsar los hidrocarburos que a través de los estratos arenosos de las unidades terciarias han migrado buzamiento arriba hacia el Occidente de la Cuenca del VMM, ilustrado en la **Figura 6**.¹⁶

1.3.4.4 Roca sello. Los sellos están constituidos por los diferentes estratos de arcillas que se hallan interestratificadas con las areniscas presentes en el Grupo Chuspas. Un ejemplo de esto es la Arcilla M, esta es una arcilla no calcárea de tonalidades grisáceas a verdosas, con un espesor promedio de 6 pies, que por sus propiedades petrofísicas es el marcador regional del campo y forma un sello regional entre las arenas 11 y 12.¹⁷

1.3.4.5 Trampa. El Campo Girasol cuenta con una trampa de tipo estructural, conformado por un monoclinal fallado, de estructura cerrada en el Bloque hundido de la falla de Cocorná, que limita la acumulación por el Oeste del Campo.¹⁸

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

El Campo Girasol tiene sus inicios de producción entre julio y agosto de 2006, en donde se perforaron cinco pozos productores en esta área (denominados: JAZ N01, GIR AK07, GIR AK08, GIR AA05 y GIR AA06), que permitieron obtener una comercialidad para el 24 de octubre de 2007 con un área correspondiente a 609 acres.¹⁹

Según datos oficiales tomados de la página de Mansarovar Energy Colombia²⁰, en el 2007 la producción del Campo Girasol fue realizada mediante pozos verticales y desviados, los cuales producían normalmente de 30 a 50 barriles diarios de petróleo (BOPD) en fase fría. Con el fin de mejorar la movilidad del crudo pesado, se decide implementar la estimulación de inyección cíclica de vapor en pozos verticales o de

¹⁴ FULA. Op. Cit., p. 126.

¹⁵ CUADROS. Op. Cit., p. 3.

¹⁶ FULA. Op. Cit., p. 126.

¹⁷ FULA. Op. Cit., p. 129.

¹⁸ CUADROS, J, et al. Horizontal Well Placement for Heavy Oil Production in Girasol Field. Artículo SPE 132884-MS, 2010.

¹⁹ MANSAROVAR. Op. Cit.

²⁰ MANSAROVAR. Op. Cit.

baja desviación, tras aplicar este proceso a mediados del año 2007, se evidenció un aumento en la producción de 80 a 120 BOPD.

En el Campo Girasol se decide ampliar esta técnica de recobro mejorado por Inyección Cíclica de Vapor, ejecutándola en pozos horizontales, con el fin de mejorar la viabilidad económica del proyecto, generando tasas de producción y factores de recobro más elevados, debido a una distribución más eficiente del calor a través del reservorio. En 2008 inició un proyecto piloto con dos pozos horizontales y dos pozos multilaterales. La producción inicial de los pozos piloto antes de la inyección de vapor fue de 100 a 120 BOPD y posterior a la estimulación, la producción aumento en un rango de 500 a 600 BOPD, mientras que los pozos multilaterales no mostraron ninguna ventaja considerable. Es por esto por lo que se decide dejar de perforar pozos multilaterales en el campo y realizar una combinación de pozos verticales y horizontales ver **Figura 1**, estos últimos ubicados lateralmente de forma paralela espaciados a 490 pies aproximadamente.²¹

Para junio de 2017 en el Campo Girasol se han perforado 163 pozos, 146 son productores, tres son inyectores de agua residual, y 14 están abandonados, con una producción aproximada de 3.550 BOPD con profundidades que oscilan entre los 1.600 y 1.700 pies.²²

En la Tabla 1, se presentan las principales características del yacimiento, tomadas del Grupo Chuspas, teniendo en cuenta la Zona A, que es la zona productora del campo y las Zonas B y C, También pertenecientes al grupo.

²¹ MANSAROVAR. Op. Cit.

²² MANSAROVAR. Op. Cit.

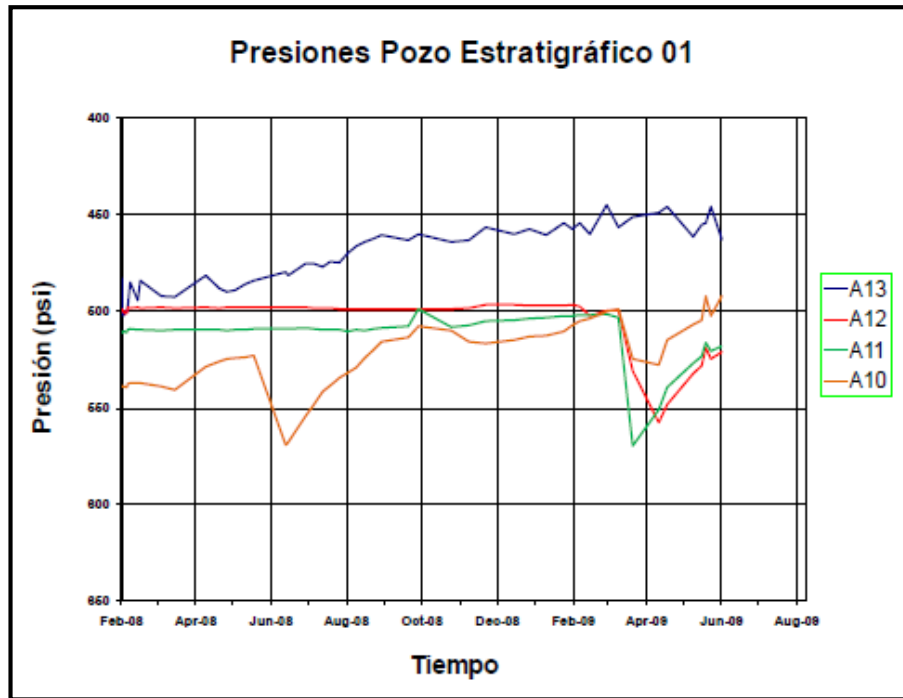
Tabla 1. Características del yacimiento.

Grupo Chuspas	Zona A	Zona B	Zona C
Ambiente de depositación	Continental-Fluvial		
Edad	Oligoceno indiferenciado		
Formación asociada	F. Colorado	F. Mugrosa	F. Mugrosa
Espesor (pies)	450	220	90 - 150
Espesor neto de arenas petrolíferas (pies)	15-35	-	-
Ø (%)	28	24 - 26	20 - 24
K	500mD - 2D	-	-
S oil (%)	70	-	-
observaciones	Viscosidades de 3000-5000 cps	Pobre manifestación de hidrocarburos	

Fuente: Elaboración propia, con base en Cuadros, J., et al. "Horizontal Well Placement for Heavy Oil Production in Colombia".

Adicionalmente a estas propiedades se cuenta con la **Figura 8**. Que son la representación de dos pozos estratigráficos del Campo Girasol, tomados para el monitoreo de presión y temperatura, que evalúa dichas propiedades en las arenas más importantes del Grupo Chuspas (A10, A11, A12 y A13). Datos tomados en los años 2009 y 2010, con el fin de ver el comportamiento de los pozos en los ciclos de inyección de vapor. Cabe resaltar que como se mencionó anteriormente para el Campo Girasol, se tiene una presión promedio de 600 psi.

Figura 8. Presiones Pozo Estratigráfico 01



Fuente: MENDOZA, H., Ávila, R., Castro, J., Amado, N., Patarrollo, M., "Sistema de Monitoreo Permanente de P y T a Fondo de Pozo en Campo Girasol, Colombia". Artículo Acipet 2009.

2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL BOMBEO MECÁNICO CON VÁLVULAS CONVENCIONALES API Y VÁLVULAS GUIADAS PETROVALVE

En este capítulo se hará un énfasis especial en el bombeo mecánico, ya que, este es el sistema de levantamiento que será analizado a lo largo de este documento. Para ello se describirán sus características principales, ventajas y desventajas, equipos en superficie y equipos de subsuelo con válvulas convencionales API, válvulas guiadas Petrovalve Gas Breaker, dando así cumplimiento al segundo objetivo específico.

De igual manera, se describirán brevemente las generalidades de los diversos sistemas de levantamiento artificial.

2.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

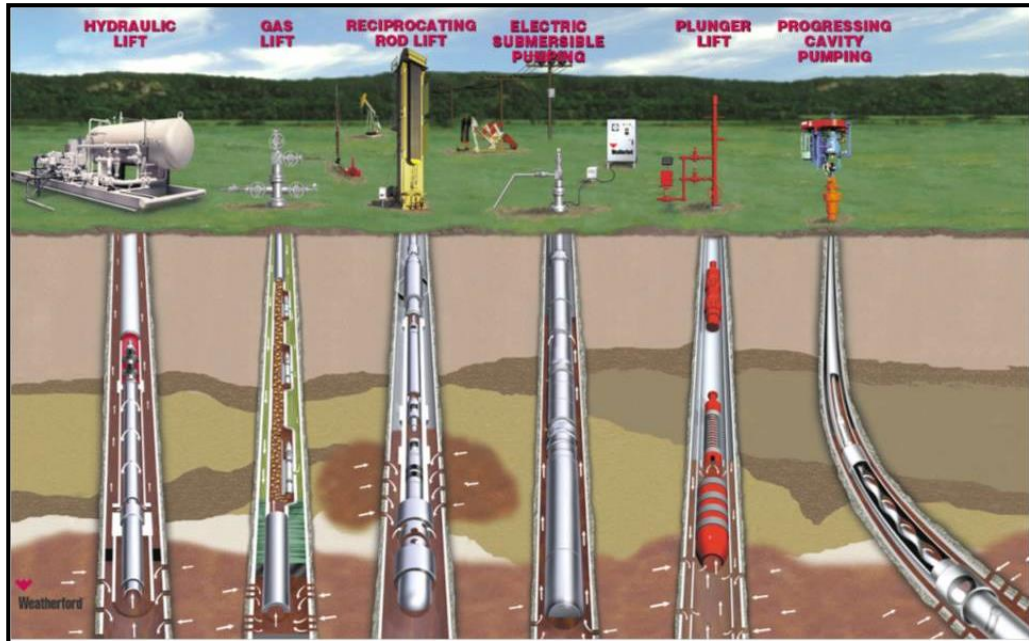
Tras la perforación de los pozos de producción, los fluidos almacenados en la roca se encuentran a una presión mayor a la de la cara del pozo, que a su vez es mayor a la presión en superficie. Estas diferenciales de presión generan la energía necesaria para que los fluidos de la formación (agua, crudo y/o gas) fluyan desde el yacimiento hasta la cara del pozo y viajen por este hasta llegar a la superficie, siguiendo su recorrido por las líneas de flujo hasta el separador, en donde se almacenan y tratan para finalmente ser comercializados. Cuando la energía del pozo es insuficiente para la producción de crudo, es decir, cuando la presión de formación no logra que los fluidos superen la presión hidrostática generada por el peso de la columna del fluido y por ende no llegue a la superficie, es necesario instalar un sistema de levantamiento artificial.

Para Schlumberger²³ el sistema de levantamiento artificial (ALS, por sus siglas en inglés) es cualquier sistema que agrega energía a la columna de fluido de un Pozo Bon el objetivo de iniciar y mejorar la producción del pozo. Este mecanismo es externo a la formación productora y se encarga de levantar el fluido desde la formación a una tasa determinada. Por esta razón no sólo se aplica cuando la energía no es suficiente para llevar los fluidos a superficie, sino que también se utiliza cuando el caudal de producción es menor al esperado para el pozo.

Los principales sistemas de levantamiento artificial son, bombeo mecánico (BM), bombeo por cavidades progresivas (PCP), Bombeo electrosumergible (ESP), bombeo hidráulico (BH), gas lift y Plunger lift. Todos estos están ilustrados en la **Figura 9**, en donde se muestran los equipos de superficie y los equipos de fondo que utiliza cada sistema, haciendo una comparación visual de estos.

²³ Schlumberger. Serie de artículos introductorios. Definición de levantamiento artificial. Houston, Texas, EUA. Septiembre de 2015. P. 59.

Figura 9. Sistemas de levantamiento artificial



Fuente: Sistemas de levantamiento artificial. [En línea], 6 de agosto de 2018. Disponible en internet: <http://manejodepetroleoygas.blogspot.com/2013/12/sistemas-de-levantamiento-artificial.html>

Para la elección del sistema de levantamiento artificial que se va a instalar en un pozo, es necesario tener en cuenta la locación del campo, las características del yacimiento y de los fluidos de formación, ya que cada sistema tiene un principio de funcionamiento diferente, y por lo tanto una serie de características y rangos de operación propios. En la **Tabla 2** se describen algunas de los rangos de operacionales a tener en cuenta en la selección del sistema, de manera cuantitativa se exponen los rangos de temperaturas y caudales de operación, la desviación y profundidad máxima del Pozo BI cual opera cada método de levantamiento. De manera cualitativa y en una escala de excelente, bueno, regular y pobre, se tienen aspectos como el manejo de sólidos, gas y corrosión. También se encuentran características de comparación respecto a los costos y las operaciones que se realizan en superficie.

Tabla 2. Comparación entre diferentes métodos de levantamiento artificial para diferentes condiciones de producción y diferentes parámetros de costos y operación.

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	Bombeo Mecánico (BM)	Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP)	Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	Bombeo Electrosumergible (ESP)	Gas Lift	Plunger Lift
CONDICIONES DE OPERACIÓN						
Máxima profundidad TVD-ft	16000	8000	17000	15000	15000	20000
Caudales máximos BFPD	6000	8000	5000	40000	30000	400
Temperatura Típica	100 – 350°F	75 – 150°F	100 – 250°F	100 – 250°F	100 – 250°F	120°F
Temperatura máxima	550°F	250°F	500°F	400°F	400°F	500°F
Desviación máxima del Pozo	<90° bomba	<90° <15°/100'	<90° <15°/100'	0 – 90°	70°	80°
Ambiente corrosivo	Bueno a excelente	Regular	Bueno	Bueno	Bueno a excelente	Excelente
Manejo de gas	Regular a bueno	Bueno	Regular	Regular	Excelente	Excelente
Manejo de sólidos	Regular a bueno	Excelente	Pobre	Regular	Bueno	Pobre a regular
Gravedad API del petróleo	>8°API	<35°API	>8°API	>10°API	>15°API	GLR *
CONDICIONES DE PRODUCCIÓN						
Frecuencia de servicio	Alta	Alta	Moderada	Alta	Baja	Baja
Frecuencia de paradas	Baja	Moderada	Moderada	Alta	Baja	Baja
Fuente de energía / motor	Gas o energía eléctrica	Gas o energía eléctrica	Energía eléctrica	Energía eléctrica	Compresor	Energía del pozo
Aplicaciones Offshore	Limitado	Bueno	Limitado	Excelente	Limitado	Limitado
Eficiencia general del sistema	45-60%	50-80%	50%	35-60%	20-50%	-
COSTOS						
Operacionales	Alto	Moderado	Moderado	Alto	Bajo	Bajo
Capital inicial	Medio	Medio	Medio	Alto	Alto	Bajo

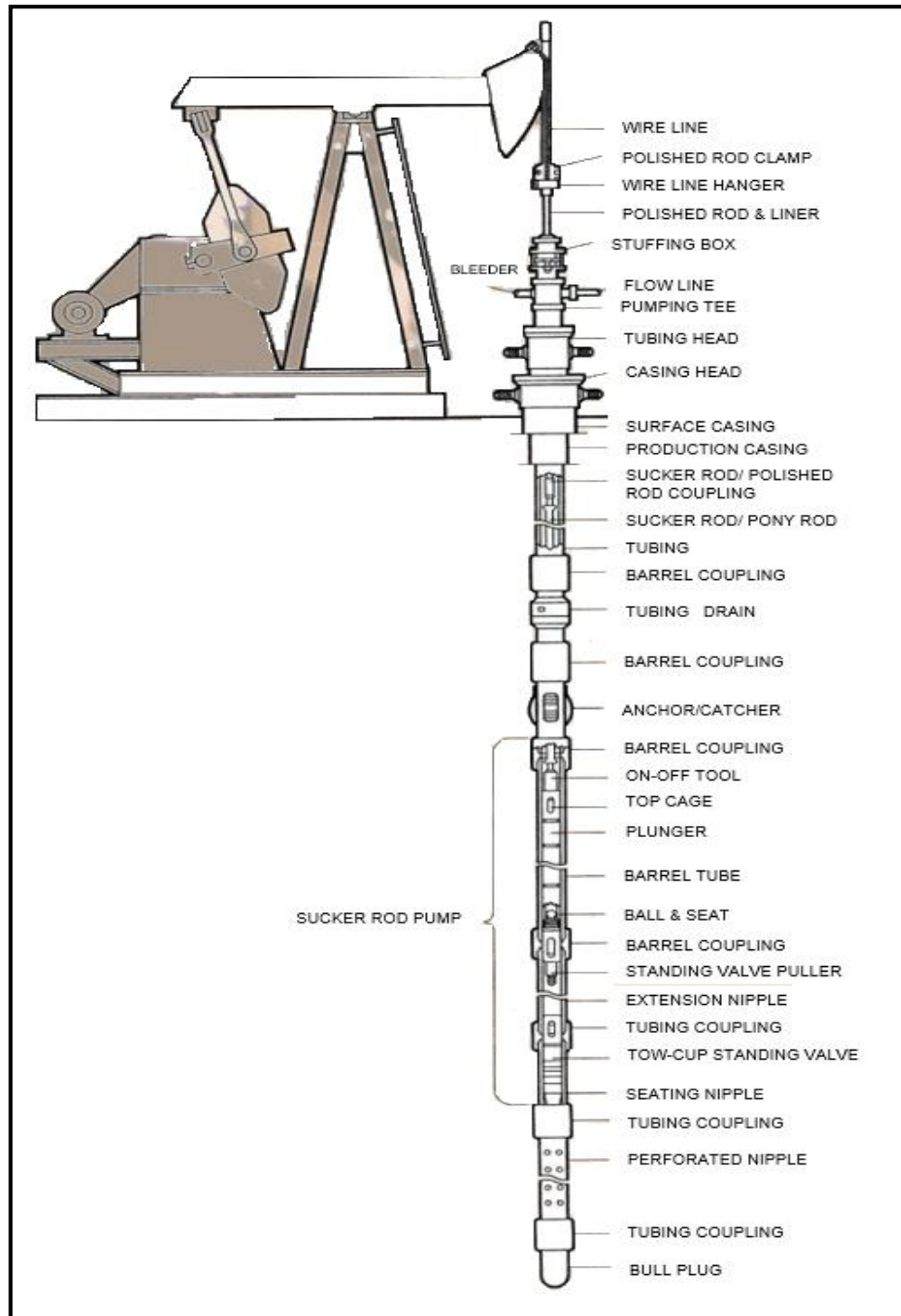
Fuente: RUBIO, Claudia. Sistemas de levantamiento artificial Rangos de aplicación [Diapositivas]. Bogotá. 4 diapositivas. Modificado por los autores

2.2 BOMBEO MECÁNICO

Es el sistema de levantamiento artificial más usado en el mundo. Este sistema tiene dos componentes fundamentales: el equipo de superficie y el equipo de fondo (**Figura 15**). En superficie un motor eléctrico o a gas genera movimiento por intermedio de poleas y correas a un sistema de engranajes en la caja reductora de la unidad de bombeo mecánico que se encarga de generar un movimiento recíprocante por medio de la sarta de varillas a la bomba de subsuelo en el sistema, la cual, al provocar un cambio de presiones en el pozo, permiten que el fluido de yacimiento llegue a la superficie.

Las bombas de subsuelo encargadas de generar los cambios de presión para la producción de crudo constan de un pistón dentro de un barril con válvulas de entrada y salida de flujo.

Figura 10. Sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico



Fuente: SAMAYAMANTULA, J., "AN INNOVATIVE DESIGNE FOR DOWNHOLE GAS SEPARATION". Don-Nan Pump & Supply catalog

De todos los pozos de producción de hidrocarburos a nivel mundial que funcionan por levantamiento artificial, más del 70% están siendo producidos por bombeo mecánico. Aunque este sistema se considera simple, de vida útil prolongada y de operación económica, varios factores deben ser considerados en su diseño para que sea apropiado. Aunque sea un sistema simple, durante las operaciones de trabajo el comportamiento del balancín y de las varillas es bastante complejo, por esto es de crucial importancia que el personal encargado del diseño del sistema tenga un grado de experticia y conocimiento de sus partes bastante elevado.

2.2.1 Componentes del Sistema. El sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico, está compuesto por diferentes elementos que combinados generan movimiento desde superficie al equipo de bombeo de subsuelo y es transmitido a la Bomba por medio de una sarta de varillas.

El sistema consta de cinco partes principales:

- La Unidad de Bombeo Estructural
- La Bomba de Subsuelo
- La Sarta de Varillas
- El Motor
- Accesorios (acoples, cabeza de pozo, variador de frecuencia, centralizadores, ancla para gas, etc)

2.2.1.1 La Unidad de Bombeo. Todos los tipos de unidades de bombeo por balancín se subdividen en dos clases, el sistema de palanca clase I y el sistema de palanca clase III, los cuales se describirán a continuación brevemente.

“Sistema de palanca clase I: este sistema tiene la caja de velocidades o caja reductora montada en la parte trasera de la estructura, con el soporte principal ubicado de manera centralizada en el balancín”²⁴. En la **Figura 11 Y 12**, el sistema clase I está representado como la unidad convencional.

Por otro lado en la **Figura 13**, se puede observar un diagrama de diseño en el cual se aprecian fácilmente las especificaciones previamente mencionadas de posición de la caja reductora o caja de velocidades, y el soporte principal de la estructura características de cada una de las unidades de bombeo clase I y clase III.

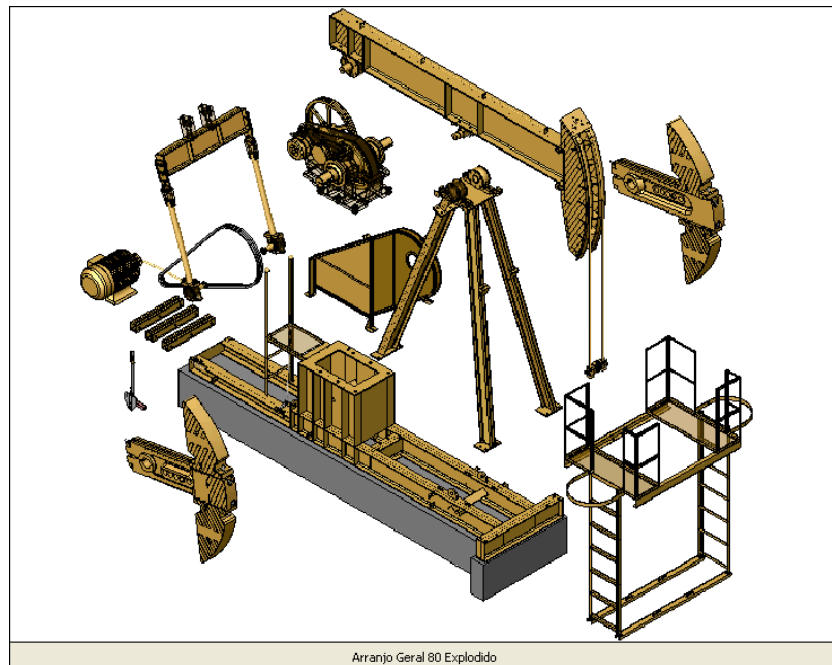
²⁴ Brown, Kermit E, the Technology of artificial Lift Methods, 1980, P. 9.

Figura 11. Unidad de bombeo convencional clase I



Fuente: VILLANUEVA ZAMBRANO, Fernando.,
Compilación de bombeo mecánico Equipment
Engineer Ltda. Bogotá D.C.

Figura 12. Unidad de bombeo convencional clase I partes



Fuente: VILLANUEVA ZAMBRANO, Fernando.,
Compilación de bombeo mecánico Equipment Engineer
Ltda. Bogotá D.C, p.164

Figura 13. Esquema unidades de levantamiento artificial por bombeo mecánico de balancín clase I y clase III.

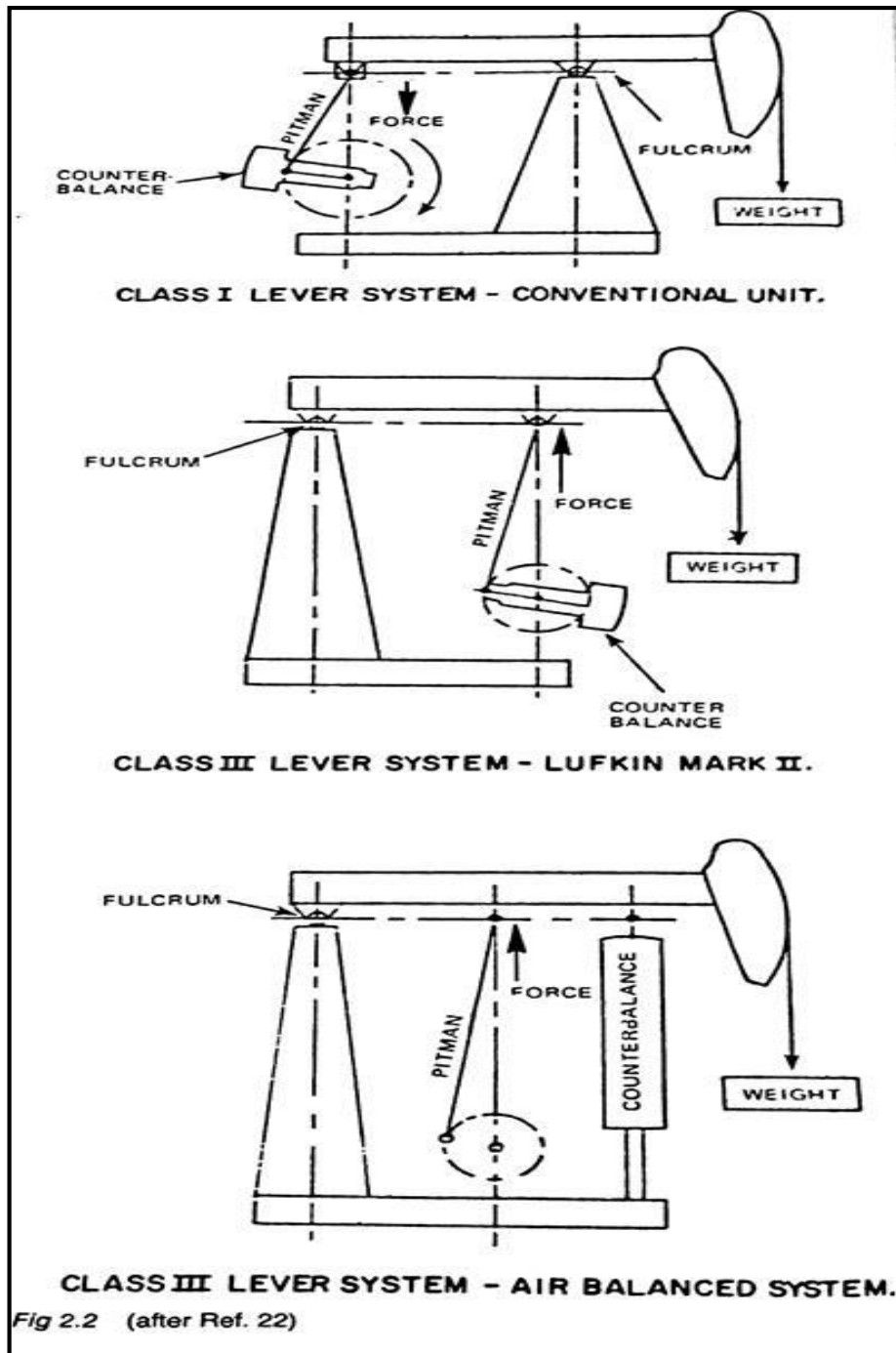


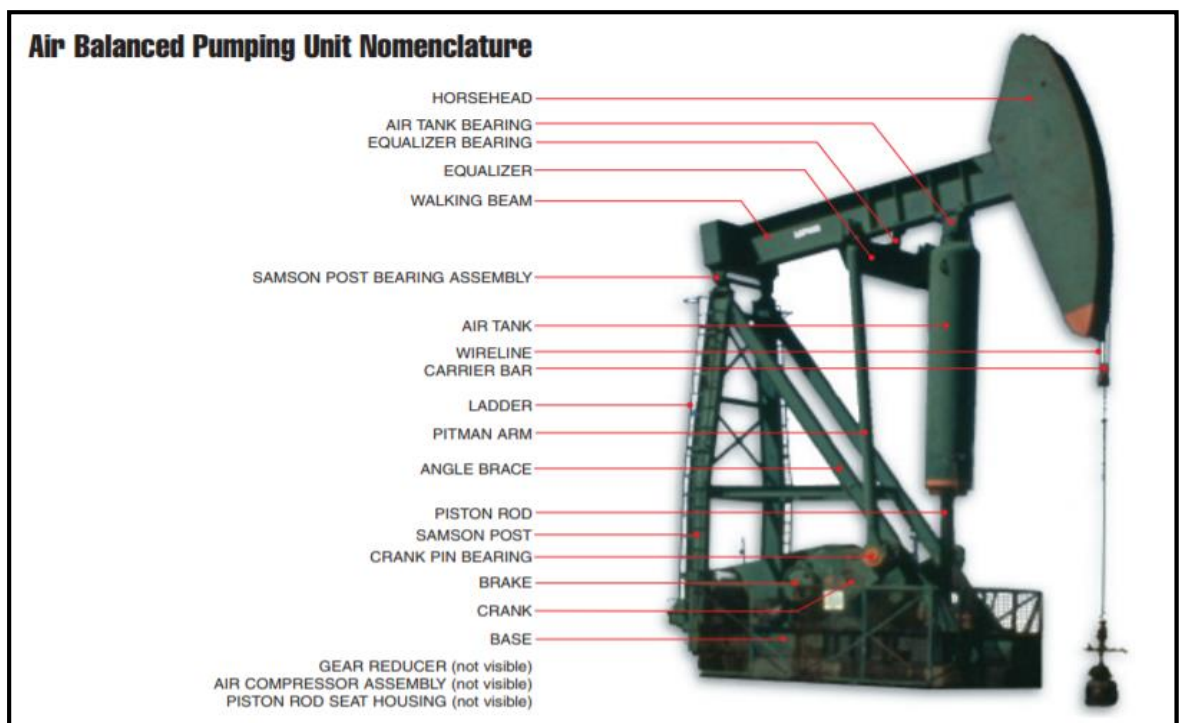
Fig 2.2 (after Ref. 22)

Fuente: BROWN, Kermit E, The Technology of artificial Lift Methods, 1980, P.10.

“Sistema de palanca clase III: este sistema tiene una geometría elevada con su caja reductora montada en la parte frontal de la estructura, con su soporte principal ubicado en la parte trasera del balancín. El sistema clase III está representado por la unidad de levantamiento balanceadas por aire y las unidades Luftkin Mark II”²⁵, ilustradas en las **Figuras 14 y 15** respectivamente.

Las Unidades de bombeo de clase III, Mark II, es la unidad que requiere menor consumo de energía debido a que maneja cargas de torque mucho más bajas que las demás.

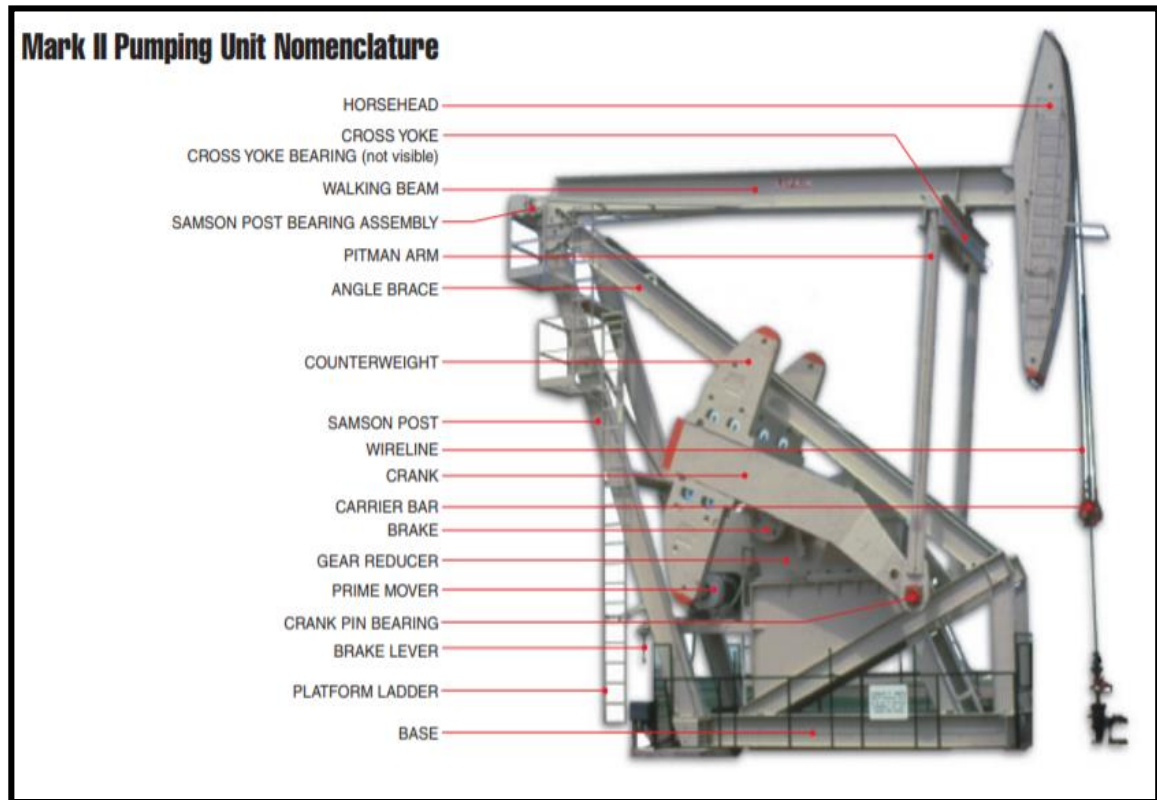
Figura 14. Unidad de bombeo balanceada por aire, Clase III.



Fuente: LUFKIN, Oilfield products group. General Catalog. Houston, Texas. 2008/2009. 72p. [En línea], 30 de julio de 2018. Disponible en internet <http://infohost.nmt.edu/~petro/faculty/Kelly/Lufkin.pdf>

²⁵ Ibid., p. 9.

Figura 15. Unidad de bombeo Clase III, Mark II.



Fuente: LUFKIN, Oilfield products group. General Catalog. Houston, Texas. 2008/2009. 72p. [En línea], 30 de julio de 2018. Disponible en internet. <http://infohost.nmt.edu/~petro/faculty/Kelly/Lufkin.pdf>

A continuación, se presenta la **Tabla 3** en donde se realiza la comparación de las unidades convencional, balanceada por aire y Mark II de bombeo mecánico.

Cuadro 1. Análisis cualitativo del desempeño de las tres unidades de bombeo mecánico.

Unidad convencional	Unidad balanceada por aire	Unidad Mark II
Eficiencia alta	Menor eficiencia	Eficiencia alta
Confiabilidad alta	Más compleja	Confiabilidad alta
Costo de referencia	Más costosa	Usualmente mismo costo
Portabilidad más limitada en comparación a unidad balanceada por aire	Mayor portabilidad, más compacta	Portabilidad más limitada en comparación a unidad balanceada por aire
Contrabalanceo difícil de ajustar	Contrabalanceo fácil de ajustar	Contrabalanceo difícil de ajustar
Cargas de torque fluctuantes	Cargas de torque con menor fluctuación en comparación a unidad convencional	Cargas de torque más suaves con sistema de torque uniforme
Impráctico para montar en base de suspensión de dos puntos	Impráctico para montar en base de suspensión de dos puntos	Puede ser montado en base de suspensión de dos puntos
Consumo alto de energía, requiere de un motor primario grande	Consumo alto de energía, requiere de un motor primario grande	Consumo menor de energía y requiere de un motor primario más pequeño debido a sistema unitorque
Cargas altas en las varillas y la estructura	Tiene menor carga en las varillas y en la estructura en comparación a la unidad convencional	Maneja las cargas más bajas tanto en las varillas como en la estructura
Normalmente, maneja las velocidades de bombeo más altas	Menor velocidad de bombeo en comparación a unidad convencional	Velocidad de bombeo ligeramente menor en comparación a unidad convencional
Menor tiempo de llenado del barril de la bomba	Menor tiempo de llenado del barril de la bomba	Mayor tiempo de llenado del barril de la bomba
Menor tiempo de viaje del pistón por stroke	Menor tiempo de viaje del pistón por stroke	Mayor tiempo de viaje del pistón por stroke
Mantenimiento de la caja reductora es nominal debido a las fluctuaciones del torque	Mantenimiento de la caja reductora suele ser menor en comparación a unidad convencional	Requiere menor mantenimiento en la caja reductora debido al sistema unitorque

Fuente: BROWN, Kermit E, the Technology of artificial Lift Methods, 1980, P. 82. Modificado por los autores.

2.2.1.2 Bombas de subsuelo. El sistema de Bombeo Mecánico, la bomba de subsuelo aparenta ser el elemento de menor importancia debido a la poca incidencia de su costo, pero es fundamental en lo que respecta al rendimiento total del sistema.

Las bombas mecánicas se encuentran clasificadas en dos grupos principales; las bombas tipo Tubería y las Bombas tipo Insertables.

Las principales partes que componen una bomba de subsuelo son:

- El Barril
- El Pistón
- Las Válvulas Fija y Viajera
- Las Jaulas Fija y Viajera
- El Conjunto de Anclaje.

➤ **Bombas de Tubería – TH.** Son bombas de pared gruesa conformadas por un conjunto de barril, conjunto del pistón y las válvulas fija (instalada en la parte inferior del barril) y viajera (instalada en la parte inferior del pistón de la bomba).

Sirven para extraer elevadas tasas de flujo, su principal característica es que el barril hace parte de la tubería y es bajado inicialmente en punta con la tubería del pozo y el pistón es bajado con la sarta de varillas hasta que este entra al barril de la bomba a la profundidad requerida.

Figura 16. Bombas de subsuelo tipo tubing.

BOMBA THM PISTÓN CAJA & PESCANTE TIPO LLAVE		Stationary Assembly	Traveling Assembly	BOMBA THC PISTÓN PIN & PESCANTE TIPO PIN		Stationary Assembly	Traveling Assembly
LETRA	API			LETRA	API		
A	C34			A	C34		
B	N21			B	N21		
C	C35			C	C35		
D	B13			D	B13		
C	C35			C	C35		
E	N22			E	N22		
A	N34			A	N34		
G	N13			G	N13		
H	C11			H	C11		
I	P23			I	P21		
R	C22			R	C13		
J	C13			J	V11		
K	V11			K	P31		
L	NAPI			L	C16		
LL	NAPI			LL	V11		
M	C16			M	S17		
N	V11			N	S18		
P	S22-02			P	S13		
Q	S22-03	Q	S14				
R	S22-01	R	S16				

Fuente: VILLANUEVA ZAMBRANO, Fernando., Compilación de bombeo mecánico Equipment Engineer Ltda. Bogotá D.C, p.164

➤ **Bombas Insertables.** Son aquellas que se ensamblan en un solo componente y pueden ser instaladas mediante la sarta de varillas y ser retiradas del pozo de la misma forma, su operación es recomendada en pozos profundos ya que no requiere de sacar la tubería.

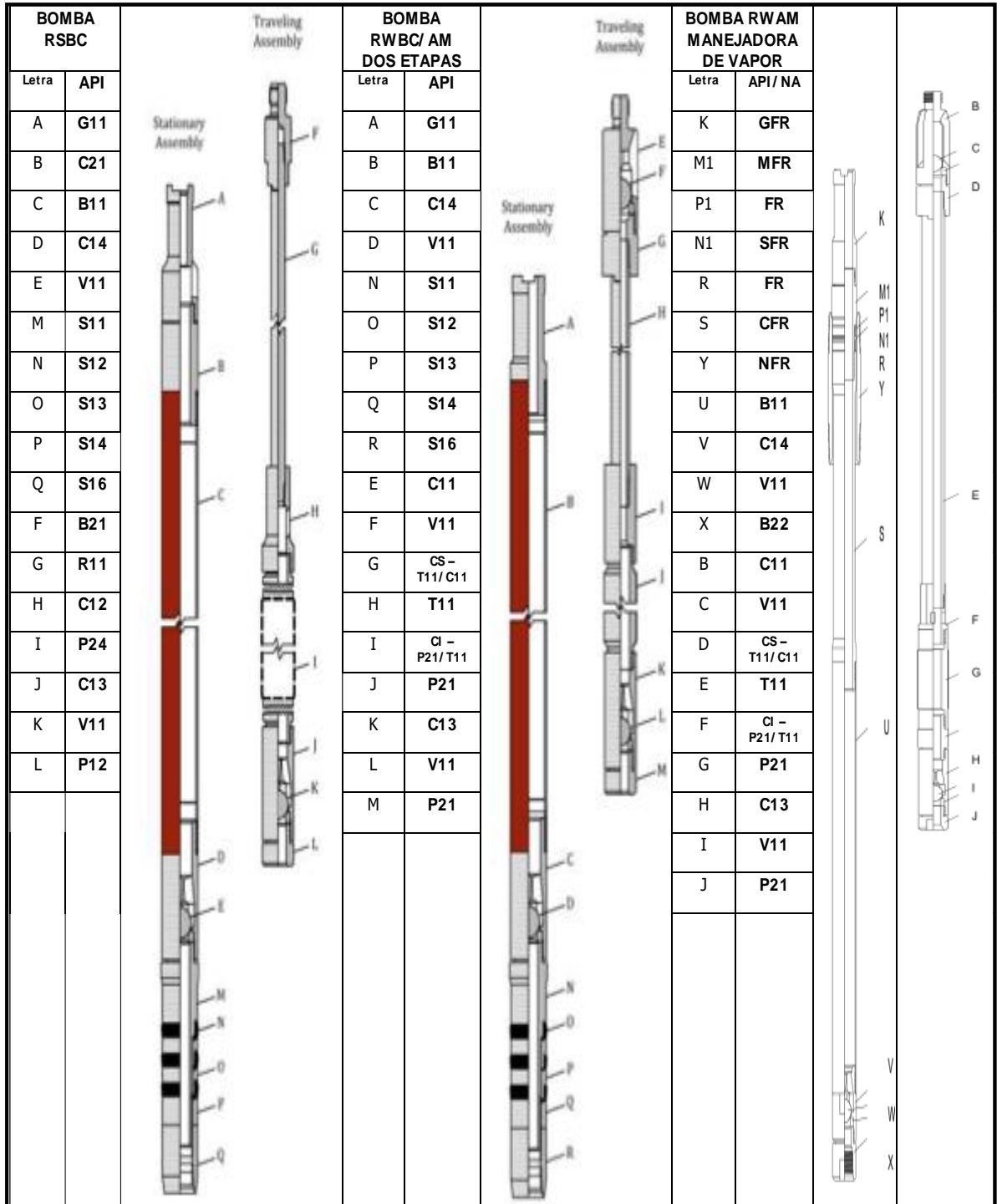
Son bombas limitadas en su tamaño por el diámetro interno de las tuberías en donde son bajadas, el desplazamiento de fluido que realizan también está limitado a la condición del tamaño de la tubería.

Dentro de la clasificación de las bombas insertables, se encuentra la bomba tipo Steam By Pass Modificada a dos etapas.

Existen de dos tipos: bombas Insertas de pared Delgada (RW) de anclaje inferior o superior, su característica principal es que el barril es de pared delgada y su conexión es roscada internamente lo cual la hace vulnerable a diferenciales de presión altos lo cual limita su uso a profundidades de hasta 5000 pies. Su sistema de sello con la tubería puede estar ubicado en la parte superior o inferior de la bomba.

La segunda bomba insertable es de pared Gruesa (RH) de anclaje inferior o superior: definido por su barril que es de pared gruesa y su conexión es roscada externamente mediante extensiones arriba y abajo del barril lo cual la hace muy resistente a presiones de trabajo altas, puede ser utilizada a profundidades mayores a 5000 pies. Su sistema de sello con la tubería puede estar ubicado en la parte superior o inferior de la bomba

Figura 17. Bombas de subsuelo tipo insertable RW.



Fuente: VILLANUEVA ZAMBRANO, Fernando., Compilación de bombeo mecánico Equipment Engineer Ltda. Bogotá D.C, p.164

Figura 18. Bombas de subsuelo tipo insertable RH.

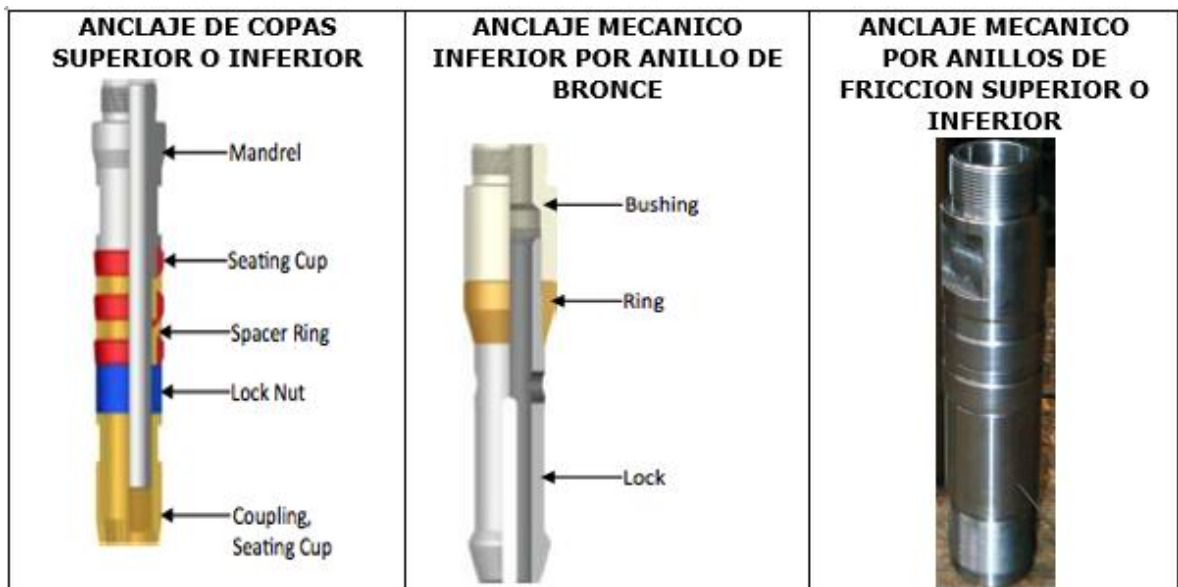
BOMBA RHBC		Traveling Assembly	BOMBA RHAC		Traveling Assembly	BOMBA RHBM		Traveling Assembly
Letra	API		Letra	API		Letra	API	
A	G11		N	G11		A	G11	
B	C21		O	S11		B	C21	
C	C31		Q	S13		C	C31	
D	B12		P	S12		D	B12	
C	C31		R	S14		C	C31	
E	C14		A	C21		E	C14	
F	V11		B	C31		F	V11	
N	S11		C	B12		O	S22-02	
O	S12		B	C31		P	S22-03	
P	S13		D	C14		N	S22-01	
Q	S14		E	V11		G	B21	
R	16		F	B22		H	R11	
G	B21		G	B21		I	C12	
H	R11		H	R11		J	P21	
I	C12		I	C12		K	C13	
J	P21		J	P21		L	V11	
K	C13		K	C13		M	P12	
L	V11		L	V11				
M	P21		M	P21				

Fuente: VILLANUEVA ZAMBRANO, Fernando., Compilación de bombeo mecánico Equipment Engineer Ltda. Bogotá D.C.

2.2.1.3 Sistema de Anclaje. El sistema de anclaje es el accesorio que permite fijar y sellar las bombas de subsuelo a la tubería de producción, existen dos tipos.

- **Anclaje Inferior.** Sistema de sello de la bomba con la tubería; puede ser de copas o mecánico por anillo de bronce o anillos de fricción (Usado para bombas tipo tubería o insertables).
- **Anclaje Superior.** Sistema de sello de la bomba con la tubería; puede ser de copas o mecánico por anillos de fricción (Usado en bombas insertables).

Figura 19. Anclaje para bombeo mecánico.



Fuente: VILLANUEVA ZAMBRANO, Fernando., Compilación de bombeo mecánico Equipment Engineer Ltda. Bogotá D.C.

2.2.2 La Sarta de Varillas. Sirven para transmitir el movimiento recíproco a la bomba de fondo; son comúnmente fabricadas en acero de diferentes aleaciones para las diferentes condiciones de los fluidos y cargas en los pozos.

Tamaños desde 5/8", 3/4", 7/8", 1.0", 1-1/8", 1-1/4" por longitudes de 25 y 30 pies.

Figura 20. Sarta de Varillas.



Fuente: VILLANUEVA ZAMBRANO, Fernando.,
Compilación de bombeo mecánico Equipment
Engineer Ltda. Bogotá D.C.

2.2.3 El Motor. Cuya principal función es suministrar al sistema energía mecánica la cual eventualmente es transmitida a la bomba de subsuelo y así mismo es usada para levantar el fluido del pozo.

- Motores Eléctricos
- Motores a Gas.

Tabla 3. Guía para selección de un motor de acuerdo al tamaño de la caja reductora.

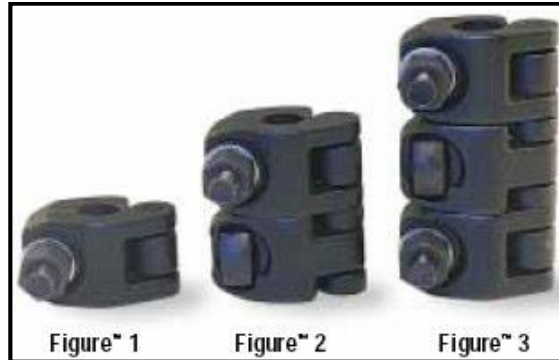
Reducer size (in)	Hp Req (Hp)	Min Motor Size (in)	Max Motor Size (in)
912	115	100	150
640	82	75	100
456	58	50	60
320	40	40	50
228	29	25	30
160	20	20	25

Fuente: VILLANUEVA ZAMBRANO, Fernando.,
Compilación de bombeo mecánico Equipment
Engineer Ltda. Bogotá D.C.

2.2.4 Accesorios de Cabeza de Pozo. Son elementos que sirven para complementar la eficiencia del sistema de bombeo mecánico en superficie, minimizando los posibles riesgos ambientales y permitiendo, que los fluidos del pozo sean direccionados a las facilidades de producción.

2.2.4.1 Grapa. Sostiene toda la carga del Pozo Buando es posicionada sobre la barra pulida y la barra de carga de la unidad

Figura 21. Grapa.



Fuente: VILLANUEVA ZAMBRANO, Fernando., Compilación de bombeo mecánico Equipment Engineer Ltda. Bogotá D.C

2.2.4.2 Stuffing Box. Permite realizar un sello del sistema en la parte superior contra la barra lisa.

Figura 22. Stuffing box.



Fuente: VILLANUEVA ZAMBRANO, Fernando., Compilación de bombeo mecánico Equipment Engineer Ltda. Bogotá D.C.

2.2.4.3 Preventor de Varillas. Elemento que ayuda a evitar contaminaciones al ejercer sello manual contra un elemento sea barra pulida o varilla.

Figura 23. Preventor de varillas.



Fuente: VILLANUEVA ZAMBRANO, Fernando., Compilación de bombeo mecánico Equipment Engineer Ltda. Bogotá D.C

2.2.4.4 Pumping Tee. Elemento que permite conexionar los diferentes accesorios en cabeza y ademas direccionar el flujo en la cabeza del pozo hacia las facilidades de producción.

Figura 24. Pumping Tee.



Fuente: VILLANUEVA ZAMBRANO, Fernando., Compilación de bombeo mecánico Equipment Engineer Ltda. Bogotá D.C.

2.2.4.5 Barra Lisa. Elemento que permite sostener toda la carga del pozo de la varilla hacia abajo.

Figura 25. Barra Lisa.

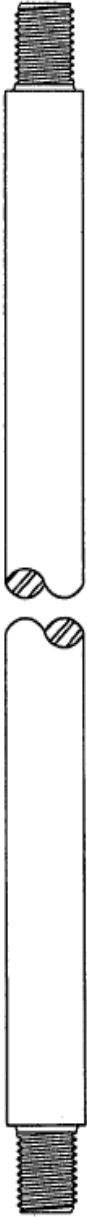
ROD - POLISHED						
Piston Steel / Alloy Steel						
Threads are API Polished Rod						
Length (Ft)	SIZE					
	1 1/8" Dia.		1 1/4" Dia.		1 1/2" Dia.	
	5/8" Pin	3/4" Pin	3/4" Pin	7/8" Pin	7/8" Pin	1" Pin
8	71-‡00-008	71-‡00-108	71-‡00-208	71-‡00-308	-----	-----
11	71-‡00-011	71-‡00-111	71-‡00-211	71-‡00-311	71-‡00-411	71-‡00-511
16	71-‡00-016	71-‡00-116	71-‡00-216	71-‡00-316	71-‡00-416	71-‡00-516
22	71-‡00-022	71-‡00-122	71-‡00-222	71-‡00-322	71-‡00-422	71-‡00-522
26	71-‡00-026	71-‡00-126	71-‡00-226	71-‡00-326	71-‡00-426	71-‡00-526
30	71-‡00-030	71-‡00-130	71-‡00-230	71-‡00-330	71-‡00-430	71-‡00-530
36	71-‡00-036	71-‡00-136	71-‡00-236	71-‡00-336	71-‡00-436	71-‡00-536
Wt / Ft	3.4 lbs.		4.2 lbs.		6.1 lbs.	

‡ = Insert 4 for Piston Steel
Insert 7 for Alloy Steel

ROD - POLISHED						
Spray Metal Coated - (Center Spray / End Spray)						
Threads are API Polished Rod						
Length (Ft)	SPRAY Length (Ft)	SIZE				
		1 1/8" Dia.		1 1/4" Dia.		1 1/2" Dia.
		5/8" Pin	3/4" Pin	3/4" Pin	7/8" Pin	7/8" Pin
11	8	71-#08-011	71-#08-111	71-#08-211	71-#08-311	-----
16	12	71-#12-016	71-#12-116	71-#12-216	71-#12-316	71-#12-416
22	16	71-#16-022	71-#16-122	71-#16-222	71-#16-322	71-#16-422
26	20	-----	-----	71-#20-226	71-#20-326	71-#20-426
30	22	-----	-----	71-#22-230	71-#22-330	71-#22-430
30	26	-----	-----	71-#26-230	71-#26-330	71-#26-430
36	30	-----	-----	-----	-----	71-#30-436
Wt / Ft		3.4 lbs.		4.2 lbs.		6.1 lbs.

= Insert 5 for Spray Metal - Center Coated
Insert 6 for Spray Metal - End Coated

SPECIFICATIONS	
PIN SIZE	THREAD SIZE
5/8"	.9375-10
3/4"	1.0625-10
7/8"	1.1875-10
1"	1.375-10



Fuente: VILLANUEVA ZAMBRANO, Fernando., Compilación de bombeo mecánico Equipment Engineer Ltda. Bogotá D.C

2.3 PRINCIPALES PROBLEMAS DEL BOMBEO MECÁNICO

Pese a ser el sistema de levantamiento artificial más usado en la industria, este presenta diversos problemas en su funcionamiento, por ejemplo, cuando el yacimiento tiene grandes volúmenes de gas, se genera un efecto de gas libre en la eficiencia de la bomba, que evita que las válvulas (tanto la viajera como la fija) cumplan su ciclo, lo cual impide la producción de fluidos. A continuación, se mencionarán algunos de los problemas que más se evidencian en el bombeo mecánico.

2.3.1 Efecto de gas libre en la eficiencia de la bomba. La presencia de gas libre en el barril de las bombas limita la eficiencia del ciclo de bombeo. En la carrera ascendente, la válvula fija no se abre hasta que la presión de la formación excede la presión que se genera en el espacio entre la válvula fija y el émbolo. Si alguna fracción de este último volumen está ocupado por el gas libre, la presión cae gradualmente conforme el émbolo se mueve hacia arriba, de modo que la válvula fija no se abre. Lo mismo ocurre cuando el émbolo está en la carrera descendente, hay una pérdida considerable en la carrera efectiva antes de que se abra la válvula viajera por la presencia de gas en el cilindro de la bomba.²⁶

“Al definir la eficiencia volumétrica de la bomba como el volumen dentro de la bomba expresado como una fracción del volumen de barrido por el émbolo, se concluye que la eficiencia volumétrica disminuye al aumentar la relación de gas libre.”²⁷

2.3.2 Agitación. La agitación es un modo de producción en donde se tiene producción mientras el émbolo esté en constante movimiento, ya que las válvulas (fija y viajera) se mantienen abiertas durante todo el ciclo de bombeo, de no ser así los diferenciales de presión no son suficientes para que las válvulas se abran y se cierren. Este evento se presenta cuando se tienen altas producciones de gas, en donde el movimiento de las varillas y el émbolo permiten que el gas se libere de la solución para dejar fluir el pozo. Si el movimiento de estos no es suficiente o se detiene el pozo deja de producir.²⁸

2.3.3 Profundidad óptima para la instalación de la bomba. Este es uno de los principales problemas que se encuentran en el diseño del sistema de levantamiento por bombeo mecánico, ya que al depender principalmente de dos factores: el potencial de producción de la formación y la capacidad de desplazamiento de la bomba. Se pueden presentar dos casos diferentes²⁹:

²⁶ CARDONA, Mauricio, et al. Bombeo mecánico. Fundación Universidad de América. 1 ed. Bogotá D.C. 1995. p. 85.

²⁷ Ibid., p. 85.

²⁸ Ibid., p. 74.

²⁹ Ibid., p. 74.

- El desplazamiento de la bomba es mayor que el potencial de la formación.
- El desplazamiento de la bomba es menor o igual que el potencial de la formación.

En ambos casos es necesario revisar la superposición de las curvas IPR, para determinar cuál es profundidad óptima de la bomba para obtener la máxima producción del pozo.

2.3.4 Golpe de gas. El golpe de gas es el resultado del gas libre presente en la bomba. Cuando se tiene una alta producción de crudo con gas disuelto, el gas suele liberarse en la cámara de succión, llenando la bomba e impidiendo la apertura de la válvula viajera en la carrera descendente, ya que la bomba comprime el gas liberado y no logra obtener la presión necesaria para la apertura de la válvula.³⁰

2.3.5 Golpe de fluido. Ocurre cuando el siste puede bombear más fluido del que el pozo puede producir por sí mismo, esto se evidencia cuando no hay interferencias en el bombeo y el barril no se llena adecuadamente en cada carrera. Si la unidad se mantiene activa así, se pueden presentar daños en el equipo y grandes pérdidas de energía, ya que la producción no se da hasta que el nivel de fluido se recupere.³¹

2.3.6 Contrabalanceo inapropiado. El contrabalanceo de una unidad de bombeo convencional se ajusta por el desplazamiento de los pesos en el brazo del contrabalance. En una unidad balanceada por aire este es ajustado variando el corte de presión, de manera que el compresor se detenga cuando la presión de balance correcta es alcanzada. El diseño deficiente de la sarta puede causar esfuerzos excesivos en las varillas, identificada en la carta dinamométrica como un viaje deficiente.³²

2.3.7 Inapropiada selección del tamaño de la unidad de bombeo. En muchos casos, las unidades de bombeo diseñadas para las condiciones originales del pozo nunca se cambian. Esto puede confirmarse cuando empieza a producirse gran cantidad de agua o cuando se tiene un Pozo Brenoso, es por esto que la unidad de bombeo debe ser chequeado periódicamente y la unidad debe reemplazarse si no cumple con los requerimientos.³³

2.3.8 Longitud de carrera muy corta. En otros escenarios, la carrera de mayor longitud posible es la más eficiente. Sin embargo, en situaciones particulares, bastante inusuales, se requiere que dicha longitud sea máxima.³⁴

³⁰ Ibid., p. 78.

³¹ Ibid., p. 78.

³² Ibid., p. 78.

³³ Ibid., p. 78.

³⁴ Ibid., p. 78.

2.3.9 Producción de arena. La producción de arena puede destruir el equipo de fondo en muy poco tiempo. La intrusión de arena en la bomba genera problemas de desgaste en todo el equipo de subsuelo, adicionalmente si la arena se deposita entre el pistón y el barril, puede causar problemas en el arranque del pistón, causando diversos problemas mecánicos y disminuyendo la producción del pozo.³⁵

2.3.10 Inapropiada selección de la bomba de subsuelo. La selección de una bomba es importante en la instalación de un sistema de bombeo con varillas, ya que cada tipo de bomba está diseñada para mantenerse a diversas condiciones y por lo tanto no operan con la misma eficiencia en cada pozo.³⁶

2.3.11 Inapropiada selección de la metalurgia de la bomba y las varillas. Los pozos de petróleo que producen agua generalmente presentan problemas de corrosión si no usan inhibidores, las varillas y todo el equipo debe permanecer en un ambiente no corrosivo. La ruptura de varillas es un problema que generalmente se ve acelerado por la corrosión.³⁷

2.3.12 Compresión de la sarta de varillas. Esto también puede describirse como una deficiencia en el mantenimiento de la tensión de toda la sarta, esto conduce a fallas en las varillas de fondo y a un desalineamiento de la bomba.³⁸

2.4 GENERALIDADES DE VÁLVULAS API

La válvula viajera y válvula fija son de tipo check que operan bajo el principio de una bola y asiento, Figura 26. La válvula viajera sigue el movimiento de la sarta de varillas, mientras que la válvula fija, en el fondo de la bomba se mantiene estática.

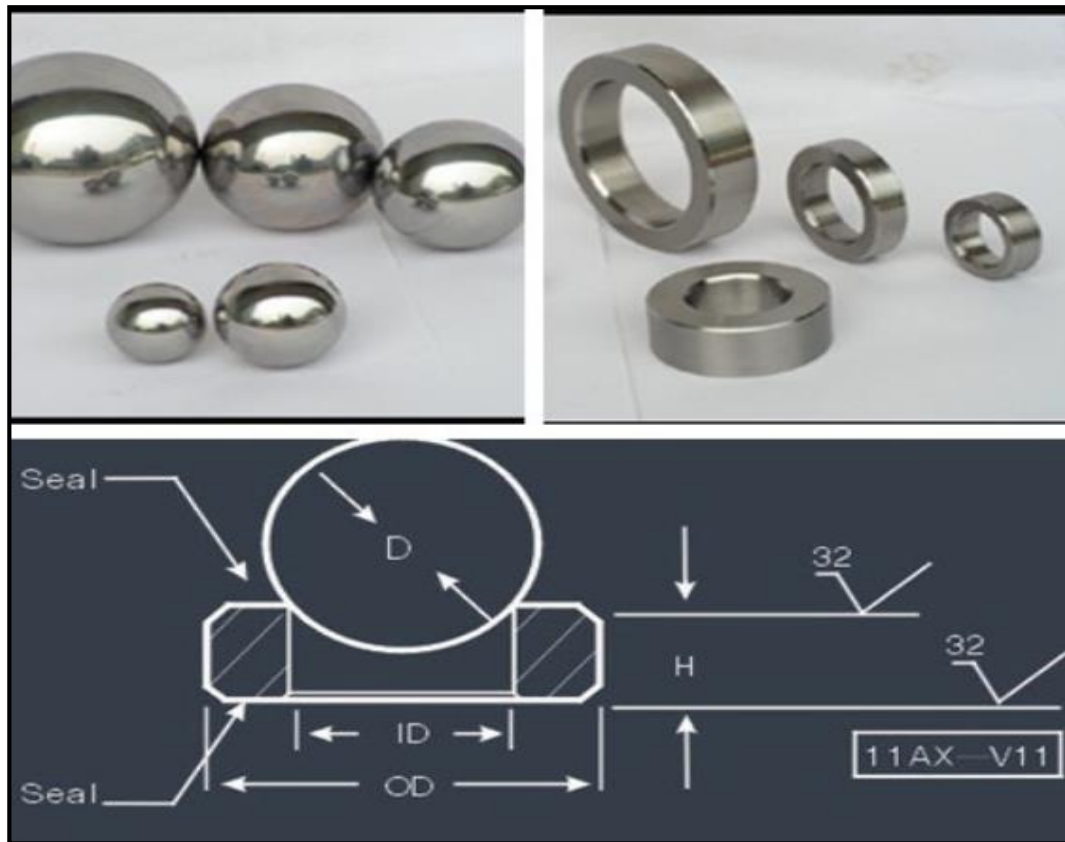
³⁵ Ibid., p. 78.

³⁶ Ibid., p. 79.

³⁷ Ibid., p. 79.

³⁸ Ibid., p. 79.

Figura 26. Válvula check de bola y asiento.



Fuente: MADE-IN-CHINA.COM. Puyang Zhongshi Group CO., Ltd. [En línea], 30 de julio de 2018. Disponible en internet https://es.made-in-china.com/co_zschinajixie/image_Stellite-V11-225-Valve-Ball-and-Valve-Seat-Installed-in-Bull-Drilling-Pump_hogsuosuy_djHapMEyaQrL.html

Las bolas, son fabricadas en dos tamaños para cada conjunto de válvula, el tamaño API y el tamaño alterno (California pattern). La Bola de tamaño API, tiene un movimiento más uniforme dentro de la jaula y ayuda a prolongar la vida útil de las guías de estas; a diferencia de la Bola tamaño alterno que es más pequeña, que permite el paso de fluido más viscoso y de ripios a través del mayor espacio provisto entre la guía de la jaula y la bola.

2.4.1 Ventajas. Es un diseño que ha probado ser confiable y económico con más de 80 años de uso en la industria petrolera a nivel global, los materiales de diseño pueden variar para adaptarse a distintitos ambientes de producción como ambientes térmicos o corrosivos.

2.4.2 Desventajas. Uno de los principales motivos de pérdida de producción en las bombas de subsuelo se presenta por las válvulas; siendo más frecuente en la válvula viajera debido a altas velocidades de fluido e impacto, más la acción del efecto corrosivo -abrasivo como picaduras en la bola y el asiento, **Figura 27**. Cuando esto sucede, el conjunto de Bola y Asiento pierde la propiedad de hacer sello perfecto y se presenta fuga de fluido a una elevada presión hidráulica en un espacio muy pequeño, que alcanza altas velocidades y deterioran los materiales en poco tiempo.

Figura 27. Daños comunes válvulas bola y asiento.



Fuente: VILLANUEVA, Fernando. BOMBEO MECÁNICO EN LA COLOMBIA [Diapositivas]. Neiva, Huila. Weatherford. 2007. 242 diapositivas.

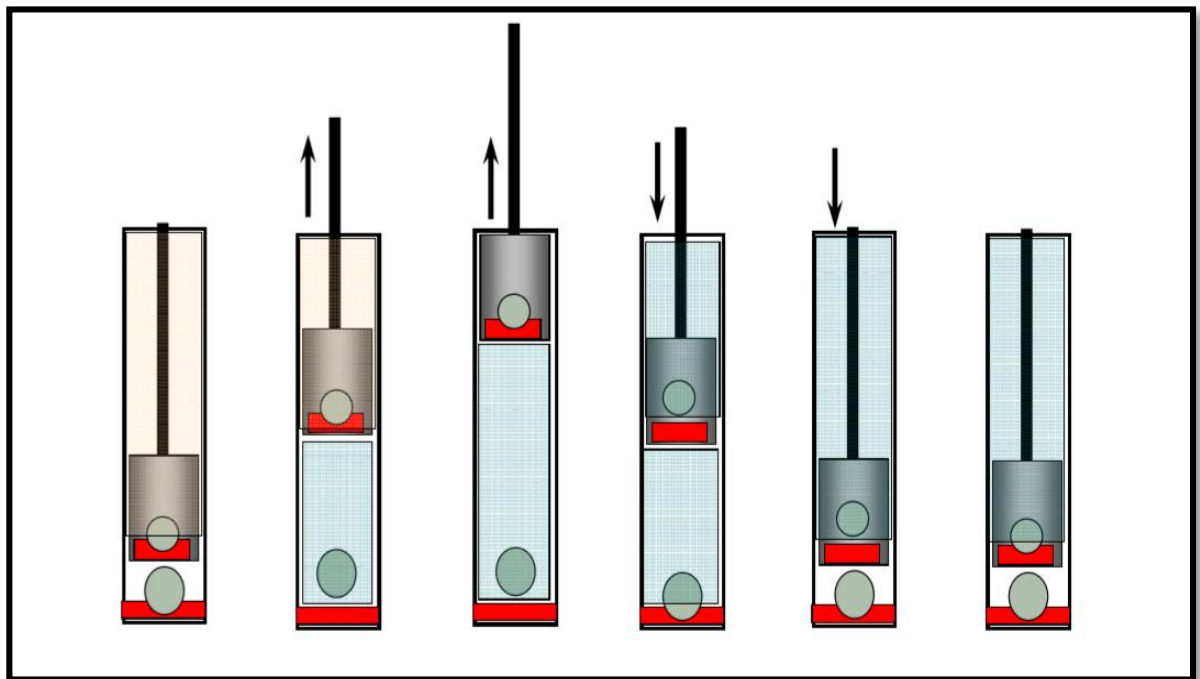
Al presentarse desviación en el asentamiento de la bomba, el sellado hermético de las válvulas se ve comprometido y sumado a la producción de gas en el pozo que puede generar bloqueo parcial o total de las válvulas por gas lock, que contribuye a pérdidas importante de producción y limitaciones de aplicación del bombeo mecánico.

2.4.3 Funcionamiento del ciclo de bombeo con válvulas API. La **Figura 28** son una representación esquemática de las etapas que se presentan dentro del ciclo de bombeo, este esquema es aplicable a bombas de tipo tubing y de inserción.

La válvula fija ubicada en el extremo inferior de la bomba permite el ingreso de fluidos de la formación a la recámara o jaula de la bomba durante la carrera ascendente de las varillas y se cierra al llegar al punto máximo de la carrera ascendente gracias al peso mismo de la columna de fluido que ingresó a la recámara. Al empezar la carrera descendente del pistón el fluido dentro de la recámara de la bomba se comprime elevando su presión abriendo la válvula viajera a medida que esta se acerca a su punto máximo de descenso, permitiendo el paso de los fluidos de la recámara a la tubería de producción.

Al completarse el descenso y empezar el ascenso de nuevo, la presión dentro de la recámara vuelve a ser mínima permitiendo que nuevo fluido ingrese a la bomba.

Figura 28. Diagrama ciclo de bombeo accionado por varillas



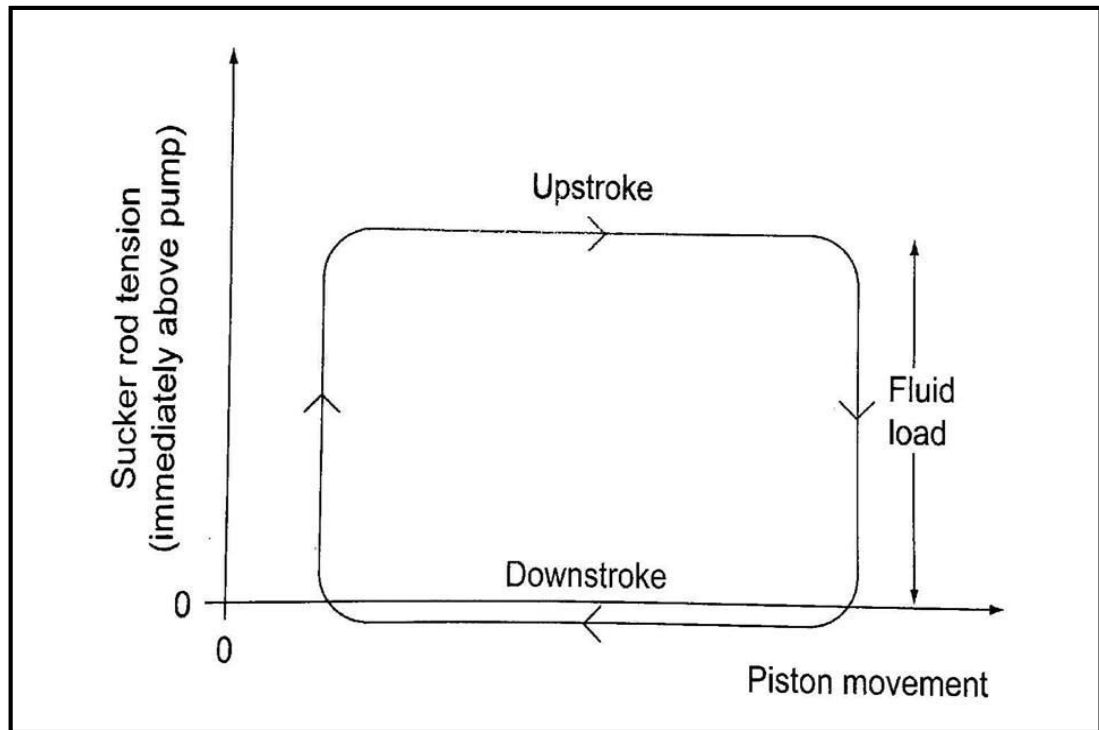
Fuente: VILLANUEVA, Fernando. BOMBEO MECÁNICO NLA-COLOMBIA [Diapositivas]. Neiva, Huila. Weatherford. 2007. 242 diapositivas.

Cabe mencionar que esta descripción del ciclo de bombeo aplica para las bombas tipo tubing o bombas insertables de subsuelo.

La bomba solamente succiona durante la carrera ascendente del pistón con un diferencial de presión a través del pistón. Esta diferencia de presión se transforma

en una carga en la sarta de varillas. “Durante la carrera descendente, con la válvula viajera abierta, esta carga de fluido se convierte en una carga sobre la válvula fija que no se transfiere a las varillas. Una forma común de visualizar estas cargas es con el uso de cartas dinamométricas, las cuales gráficán desplazamiento de la bomba versus carga. Estas pueden ser determinadas físicamente colocando una celda de carga y un sensor de movimiento en el fondo del pozo”³⁹.

Figura 29. Ciclo de bombeo ideal.

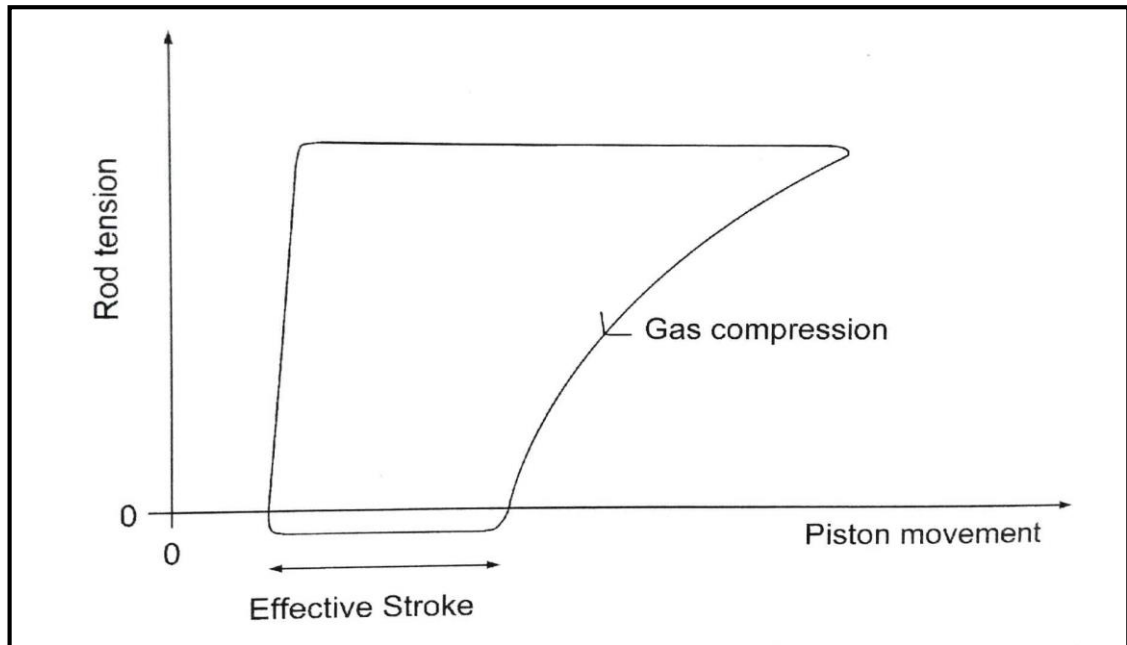


Fuente: BELLARBY, Jonathan, Well Completion Design, 2009, P. 355.

En la **Figura 29**, se puede observar el ciclo de bombeo ideal en el cual el barril está lleno de fluido líquido incompresible. Cuando inicia la carrera ascendente del pistón la tensión o carga en la sarta de varillas aumenta, llegando a un punto máximo. Al empezar la carrera descendente, se abre la válvula viajera permitiendo el paso de fluido la tubería vaciando el barril y disminuyendo la tensión hasta un punto mínimo.

³⁹ BELLARBY, Jonathan, Well Completion Design, 2009, P. 354.

Figura 30. Compresión por gas.



Fuente: BELLARBY, Jonathan, Well Completion Design, 2009, P. 356.

Durante la carrera descendente del pistón, se genera un proceso de compresión dentro del barril lleno de fluido el cual, de estar lleno por un líquido no se presentaría cambio de volumen y el fluido se trasladaría la tubería, como en un ciclo ideal, **Figura 29**. Sin embargo, si el barril contiene gas, **Figura 30**, sí va a existir un cambio del volumen del fluido dentro del barril y solamente hasta que este fluido se comprima, la presión va a ser lo suficientemente alta para abrir la válvula viajera y permitir el paso de fluido la tubería, lo cual incurrirá en una disminución de la efectividad del llenado de la bomba por stroke.

“En caso de que nunca se alcance la compresión necesaria del gas para aumentar la presión dentro del barril y abrir la válvula viajera, ocurrirá el fenómeno de bloqueo por gas y no se tendrá producción en superficie”⁴⁰.

2.5 VÁLVULAS GUIADAS PETROVALVE

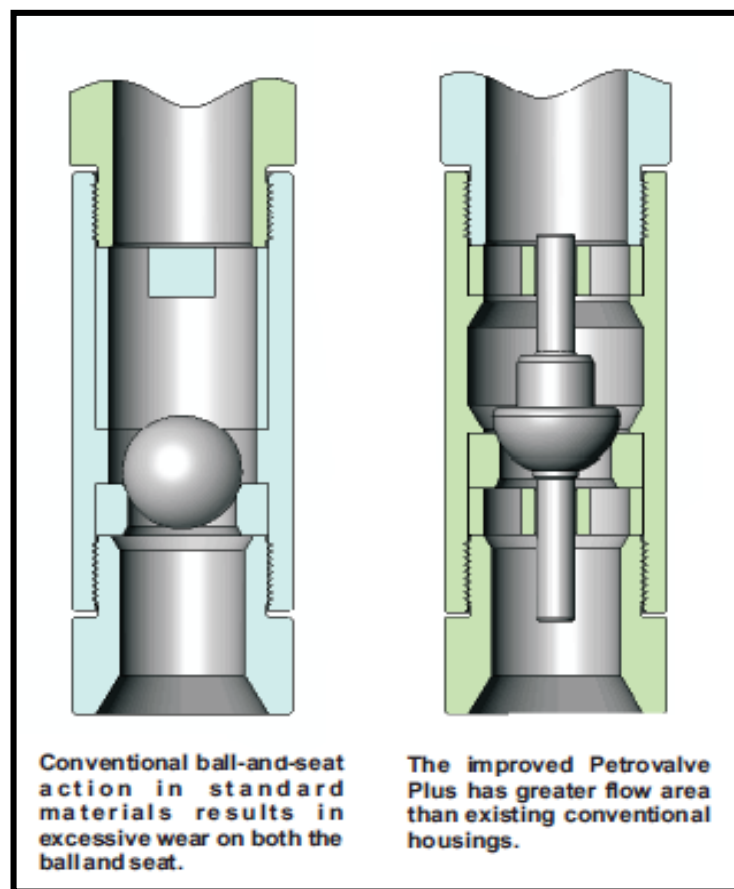
Específicamente diseñada para eliminar el bloqueo por gas en la bomba de subsuelo. Una de las soluciones encontradas para el bloqueo por gas, es disminuir la presión de carga hidrostática forzando de manera mecánica la apertura de la válvula viajera en cada ciclo independientemente de las condiciones dentro de la recámara de la bomba. Esta última metodología fue implementada en el diseño de

⁴⁰ Ibid., p. 355.

válvulas guiadas Petrovalve Gas Breaker. Las cuales, mediante un diseño especial en la válvula viajera, al culminar cada carrera de descenso del pistón, obliga la apertura de esta independientemente de la cantidad de gas haya en el barril, evitando el bloqueo. Uno de sus primeros resultados se dio en un pozo viejo en el condado de County que sufría de interferencia por gas, se producían 12 Bbls/d de crudo y 100 Mscf de gas.

Después de implementar las Petrovalve Gas Breaker, se aumentó la producción de crudo a 18 Bbls/d y 250 Mscf al día, y se pasó de un promedio de interrupción en la corrida de la bomba de cada 6 semanas a 9 meses. La **Figura 31**, muestra el cambio realizado en la válvula fija de bombeo mecánico entre la válvula convencional API (imagen de la izquierda) y la válvula guiada Petrovalve (imagen de la derecha), se evidencia el área libre de cada una y las guías de la segunda válvula que impide el bloqueo por gas.

Figura 31. Válvulas convencionales API vs Válvulas guiadas Petrovalve.



Fuente: FLOTEK COMPANY. Petrovalve catalog. Junio de 2005.31 p.

2.5.1 Ventajas. Una de las principales ventajas de las válvulas guiadas Petrovalve es que asegura un sellado hermético de sus componentes durante cada ciclo gracias a su juego de guías en la válvula tanto fija como viajera, el vástago incluido en el diseño de la válvula viajera (Gas Breaker) soluciona de manera definitiva el bloqueo por gas, por otro lado, el diseño de semiesfera crea un aumento en el área de flujo lo cual tiene un efecto positivo en la producción de crudos pesados.

La **Figura 32**, es una comparación del área de flujo entre las válvulas convencionales API y las válvulas guiadas Petrovalve. En donde dependiendo del tamaño de la válvula, el área que queda disponible en el barril es diferente para las válvulas guiadas y convencionales, donde la primera ocupa menos espacio y la segunda más respectivamente. En la última columna se evidencia el incremento de área de la válvula Petrovalve respecto a la válvula API.

Figura 32. Válvula guiada Petrovalve vs válvula convencional API.

FLOW AREA COMPARISON PETROVALVE PLUS vs. INSERT (API) VALVE			
VALVE SIZE (IN)	PETROVALVE (IN²)	INSERT VALVE (API) (IN²)	AREA INCREASE (%)
1.25	0.236	0.166	42
1.50	0.425	0.292	45
1.75	0.598	0.353	69
2.00	0.726	0.569	27
2.25	0.826	0.568	45
2.75	1.432	0.935	53
3.25	2.221	1.068	107
3.75	2.896	1.394	107
4.75	4.863	—	—
5.75	7.703	—	—

NOTE: These calculations are strictly cross-sectional flow areas and do not relate to flow dynamics.

Fuente: FLOTEK COMPANY. Petrovalve catalog. Junio de 2005.31 p.

2.5.2 Desventajas. Su principal limitación es su elevado costo, \$US3000-12000, su valor supera el costo de las válvulas convencionales de bola y asiento cuyo precio está alrededor de los \$300-600, debido a esta razón algunos operadores que requieren un aumento en la producción no consideran que la inversión es justificada.

2.5.3 Funcionamiento del ciclo de bombeo con válvulas guiadas Petrovalve. El ciclo de funcionamiento de estas válvulas es similar al ciclo de las válvulas convencionales API, en donde el movimiento de las válvulas permite el llenado del barril para luego liberar el fluido por la tubería de producción, pero, el principal cambio de la válvula guiada se da en la válvula viajera, la cual se abre mecánicamente al final de cada ciclo de bombeo para evitar el bloqueo por gas haciendo que este migre de la bomba a la tubería de producción y permitiendo que nuevo fluido ingrese a través de la válvula fija en cada carrera ascendente. El accionamiento mecánico ocurre gracias a un vástago extendido conectado a la válvula viajera que provoca la apertura de esta al entrar en contacto con el conector modificado del barril, por lo tanto, cuando se tiene alta producción de gas en solución, el gas que se comprime al ser liberado en el barril no bloquea la válvula viajera, ya que esta se acciona siempre de forma mecánica.

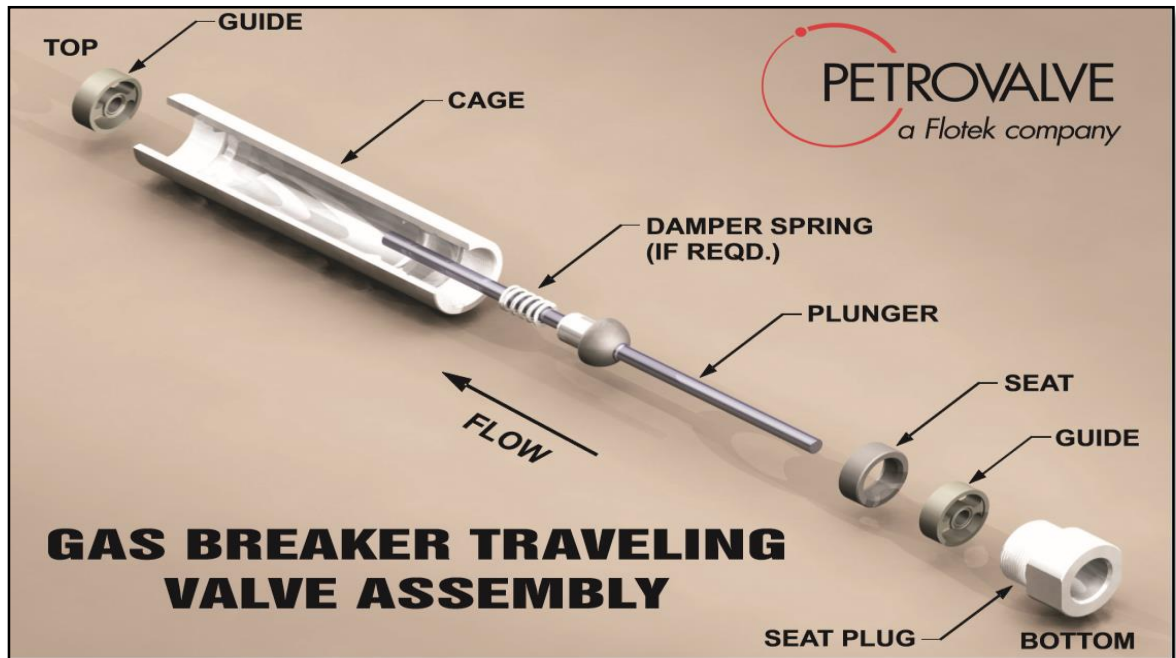
2.5.4 Componentes principales. A continuación, se presentan los componentes principales de las válvulas guiadas Petrovalve Gas Breaker, en cada una de estas se especifica el material de fabricación,

- Ejes: los ejes superior e inferior están fabricados con acero inoxidable y luego son recubiertos de nitruro de titanio para añadirles dureza. Este proceso de recubrimiento penetra en el eje de .0005 "a .001". Todos los ejes son de 2 o 3 piezas con hombros arriba y abajo del hemisferio. Los ejes están clavados doblemente para evitar que se desenrosquen durante la operación.
- Esferas: todas las esferas de las válvulas guiadas Petrovalve son 100% de carburo de titanio, a diferencia de las bolas convencionales que solo están recubiertas. Este maneja muy bien los efectos de la abrasión y la corrosión.
- Asientos: los asientos están hechos de carburo de tungsteno y es resistente a fluidos con un contenido no mayor a 3% de H₂S. Concentraciones mayores pueden causar picaduras extremas en el contorno del asiento.
- Guías: las guías superior e inferior están fabricadas con acero inoxidable. Cada guía tiene una inserción de manga de carburo de tungsteno soldada en su lugar para ayudar a prevenir el desgaste de los ejes. Estas guías son intercambiables y se pueden usar en cualquier posición.

Los principales componentes de las válvulas guiadas Petrovalve se encuentran en las **Figuras 33**. En esta se encuentra la dirección de flujo que va del fondo de Pozo

a superficie, adicionalmente se ven las dos guías que junto con el vástago de la válvula hace que estas siempre se abran sin importar el fluido que se esté produciendo, ni la inclinación a la que se encuentre la bomba.

Figura 33. Configuración y componentes Válvula viajera Petrovalve Gas Breaker.



Fuente: FLOTEK COMPANY. Petrovalve catalog. Junio de 2005.31 p.

3. CASOS ESTUDIO DE LOS POZOS A Y B ANTES Y DESPUÉS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE VÁLVULAS GUIADAS PETROVALVE GAS BREAKER

En el capítulo anterior se han mencionado algunos de los principales problemas que presenta un pozo productor de hidrocarburos al trabajar con un sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico, estos varían de acuerdo con las características del yacimiento, los fluidos de formación y la geometría del pozo.

En este capítulo se describirá el estado mecánico de los pozos A y B (pozos de estudio), los problemas presentados en estos al trabajar con válvulas de subsuelo convencionales API y el cambio visto en dichos problemas tras implementar las válvulas guiadas Petrovalve. Adicionalmente se establecerán los criterios de evaluación para el antes y el después de la implementación de las válvulas guiadas Petrovalve.

3.1 POZO A

El Pozo A, inició su producción el 13 de julio de 2011 con el sistema de levantamiento por bombeo mecánico y cuenta con un mecanismo de recuperación terciaria la estimulación cíclica de vapor desde el 8 de agosto del mismo año, que continúa a lo largo de su vida y para agosto del 2018 el pozo produce con el décimo ciclo de inyección. Después de tres meses del primer ciclo de inyección el Pozo presenta problemas de intermitencia en la producción y para finales del mes de diciembre, el pozo ya no bombea. Esta falla es dada por problemas en la bomba de subsuelo y se decide remediar haciendo un reposicionamiento de la tubería, solución que se presenta hasta el mes de marzo del 2012, en donde nuevamente se presentan problemas con la producción del pozo, por lo que debe repetirse la maniobra mecánica de reposicionamiento. Dado que el problema de intermitencia en la producción continúa y tras realizar diversas soluciones temporales, el 11 de junio de 2012 se decide cambiar el sistema de bombeo de subsuelo de válvulas convencionales API a válvulas guiadas Petrovalve.

Este pozo, al igual que el Pozo B, es un candidato idóneo para evaluar las mejoras presentadas tras la implementación de las válvulas guiadas Petrovalve Gas Breaker, ya que presenta una geometría altamente desviada, con asentamiento de la bomba de subsuelo mayor a 33° y presentar interferencia en la producción por el gas liberado.

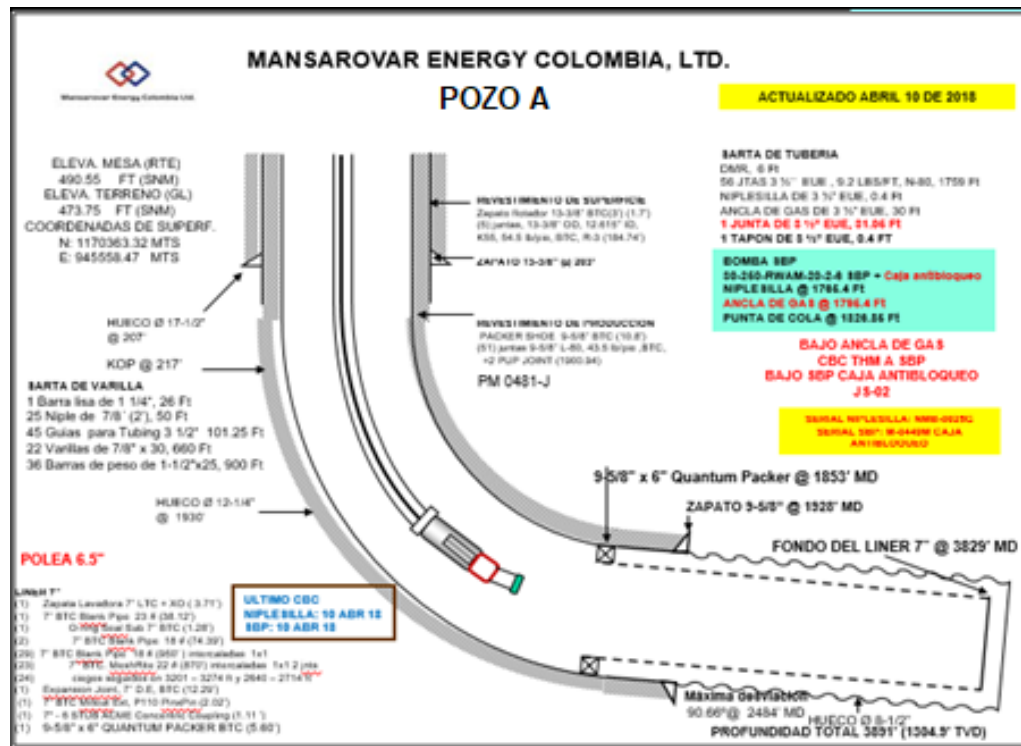
3.1.1 Descripción de la Perforación y Estado mecánico del Pozo A. El Pozo A, es un pozo horizontal de producción de crudo pesado con una gravedad de 11.5 °API y con una desviación máxima de 90.66°, manteniendo una desviación promedio de 88.48°. Tiene una profundidad de 1304,9 pies en TVD y 3891 pies en MD. El pozo tiene la configuración estandar del Campo Girasol, ver **Figura 34**.

Es decir que cuenta con una tubería de revestimiento de superficie, un revestimiento de producción y un liner de producción.

Para asentar el revestimiento de superficie, se inició con la perforación de un hueco de 17-1/2" a 207 pies de profundidad, posteriormente se bajó el revestimiento de 13-3/8" colocando el zapato a 203 pies. Se renaudó la perforación vertical con una broca de 12-1/4" hasta los 217 pies en donde se tiene el KOP. La perforación continúa con el mismo diámetro hasta los 1930 pies alcanzando una inclinación de 80°, para esta sección se baja el revestimiento de producción de 9 5/8" colocando el zapato a 1928 pies. Finalmente se siguió perforando hasta los 3891 pies con una broca de 8-1/2", llegando a una desviación de 88.2°. Se decide colgar un Liner de producción de 7" al revestimiento de producción desde los 1853 pies hasta 3829 pies MD.

Posterior al completamiento del pozo, se instaló una bomba THM de 3 1/2" con válvulas API convencionales de 2 1/2" a una profundidad de 1765.4 pies a 85°. Posterior a las fallas presentadas, se reemplazó por una bomba insertable de 2 1/2" SBP con válvulas guiadas Petrovalve Gas Breaker a la misma profundidad de 1765.4 pies e inclinación de 85°.

Figura 34. Estado mecánico Pozo A.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

3.1.2 Producción y bloqueo por gas, Pozo A. El Pozo A, al igual que el Pozo B, recibe aporte de gas por parte de la formación, condición que es propensa a generar interferencia y un posterior bloqueo por gas en la bomba de subsuelo y por consiguiente en la producción, tal como ocurrió en los días 29, 30, 31 de diciembre del 2011 y el 1 de enero de 2012, datos comprobables en el ANEXO A, en donde se muestra la producción del Pozo A desde el 13 de junio de 2011, hasta inicios del mes de agosto del 2018.

Tras el cese de la producción en las fechas anteriormente mencionadas, el 3 de enero de 2012, se decide realizar una intervención a pozo de reposicionamiento de tubería, que consistió en aumentar la sumergencia de la bomba desde el punto de perforados para intentar minimizar el paso de gas por la misma, con el objetivo de obtener una solución o mejora a la interferencia por gas.

En el reposicionamiento la tubería se rompe, por lo que es necesario realizar un cambio de esta. Tras realizarse el reparo en la tubería y comprobar que la medida de reposicionamiento logró solventar parcialmente el problema de interferencia el 09 de enero de 2012 se reanuda la producción. La producción continua se da hasta el 14 de marzo de 2012, en donde se realizó un nuevo reposicionamiento debido a la disminución en la tasa de producción.

Datos puestos en la **Tabla 4**, que es un fragmento del Anexo A, que muestra los dos primeros ciclos de inyección de vapor del Pozo A. El 25 de abril de 2012, se tuvo que realizar un cambio de pistón debido a un corte en el material, por el cual se estaba perdiendo fluido de producción, retomando la producción el 30 de abril. El 11 de junio de 2012 se realizó la última intervención a pozo durante este ciclo de inyección para implementar el juego de válvulas Petrovalve Gas Breaker con la intención de disminuir las intermitencias en la producción.

Adicionalmente, la **Tabla 4** muestra los datos de producción del nuevo ciclo de inyección que inicia el 31 de julio de 2012, el cual desde su inicio tiene una bomba nueva SBP de 2-1/2" y válvulas Petrovalve Gas Breaker en su interior. Comparando ambos ciclos de inyección se puede concluir que la intervención fue exitosa, ya que, se eliminaron las intermitencias en la producción con un total de cero intervenciones a pozo desde 21 de agosto de 2012, que es la primera fecha de producción del ciclo, hasta el 03 de marzo del 2013 que inicia el tercer ciclo de inyección.

Tabla 4. Producción Pozo A, extracto Anexo A.

Fecha	Oil [Bbls]	Water [Bbls]	Gas [Mscf/d]	Fluido Total [Bbls]	BSW [%]	Temperatura [F]
20/09/2011	4,35	430,65	0	435	99	219
23/09/2011	230,5	230,5	0,67	461	50	190
24/09/2011	255	255	0,75	510	50	170
5/10/2011	156,5	156,5	0,46	313	50	155
12/10/2011	168	112	0,5	280	40	137
20/10/2011	138	46	0,42	184	25	125
31/10/2011	141,1	24,9	0,42	166	15	110
4/11/2011	133,65	31,35	0,38	165	19	115
9/11/2011	100	25	0,29	125	20	117
17/11/2011	79	21	0,25	100	21	102
3/12/2011	43,45	11,55	0,12	55	21	103
26/12/2011	124,2	82,8	0,38	207	40	188
28/12/2011	92,72	59,28	0,25	152	39	158
29/12/2011	Bloqueo por gas					
30/12/2011	Bloqueo por gas					
31/12/2011	Bloqueo por gas					
1/01/2012	Bloqueo por gas					
3/01/2012	WS- Reposicionamiento de tubing					
5/01/2012	WS- Tubería rota					
6/01/2012	WS- Tubería rota					
7/01/2012	WS- Tubería rota					
8/01/2012	WS- Tubería rota					
9/01/2012	36,9	86,1	0,12	123	70	122
10/01/2012	64,5	64,5	0,21	129	50	113
21/01/2012	63	27	0,17	90	30	107
31/01/2012	72	18	0,21	90	20	105
21/02/2012	62,3	26,7	0,17	89	30	102
8/03/2012	44,5	5,5	0,92	50	11	95
12/03/2012	27,28	3,72	0,58	31	12	107
14/03/2012	WS- Reposicionamiento de tubing					
15/03/2012	WS- Reposicionamiento de tubing					
17/03/2012	41,36	5,64	0,88	47	12	99
18/03/2012	46,64	6,36	0,96	53	12	101
20/03/2012	45,6	11,4	0,96	57	20	109
3/04/2012	48,97	10,03	1	59	17	109
4/04/2012	42,63	6,37	0,12	49	13	100
5/04/2012	29,48	14,52	0,08	44	33	90
11/04/2012	21,93	21,07	0,08	43	49	90
15/04/2012	23,8	10,2	0,08	34	30	90

Tabla 4 (continuación).

Fecha	Oil [Bbls]	Water [Bbls]	Gas [Mscf/d]	Fluido Total [Bbls]	BSW [%]	Temperatura [F]
23/04/2012	9,92	6,08	0,04	16	38	90
24/04/2012	8,64	3,36	0,04	12	28	90
25/04/2012	WS- Cambio de pistón					
26/04/2012	WS- Cambio de pistón					
30/04/2012	19,6	8,4	0,04	28	30	135
2/05/2012	78,26	7,74	0,21	86	9	100
4/05/2012	77,35	7,65	0,21	85	9	100
7/05/2012	72,8	7,2	0,21	80	9	101
9/05/2012	60	20	0,17	80	25	104
8/06/2012	23,14	2,86	0,08	26	11	96
11/06/2012	WS- Implementación Petrovalve Gas Breaker					
12/06/2012	WS- Implementación Petrovalve Gas Breaker					
7/07/2012	10,5	19,5	0,04	30	65	105
8/07/2012	12,95	24,05	0,04	37	65	105
31/07/2012	-	-	-	-	-	-
21/08/2012	11,26	551,74	0,04	563	98	200
24/08/2012	14	686	0,04	700	98	212
25/08/2012	95,68	502,32	0,29	598	84	224
27/08/2012	100,2	567,8	0,29	668	85	208
29/08/2012	131,8	527,2	0,38	659	80	201
30/08/2012	178,5	416,5	0,5	595	70	198
2/09/2012	174,08	369,92	0,5	544	68	186
6/09/2012	178	178	0,5	356	50	176
10/09/2012	191,33	169,67	0,54	361	47	151
13/09/2012	242,64	94,36	0,71	337	28	153
18/09/2012	178,5	76,5	0,5	255	30	134
20/09/2012	155,52	87,48	0,46	243	36	135
22/09/2012	165,6	64,4	0,5	230	28	135
24/09/2012	154,78	63,22	0,46	218	29	130
25/09/2012	142,56	55,44	0,42	198	28	121
27/09/2012	146,97	60,03	0,42	207	29	108
1/10/2012	132,06	53,94	0,38	186	29	110
4/10/2012	136,8	34,2	0,42	171	20	131
8/10/2012	137,46	36,54	0,42	174	21	113
11/10/2012	89,25	29,75	0,25	119	25	112
16/10/2012	93,48	20,52	0,29	114	18	107
22/10/2012	56	14	0,17	70	20	110

Tabla 4 (continuación).

Fecha	Oil [Bbls]	Water [Bbls]	Gas [Mscf/d]	Fluido Total [Bbls]	BSW [%]	Temperatura [F]
25/10/2012	76	19	0,21	95	20	110
28/10/2012	53,9	16,1	0,17	70	23	115
7/11/2012	52,48	11,52	0,17	64	18	102
19/11/2012	44,16	19,84	0,12	64	31	109
28/11/2012	59,94	21,06	0,17	81	26	101
10/12/2012	64,38	22,62	0,21	87	26	101
11/12/2012	42,34	15,66	0	58	27	102
17/12/2012	59,13	21,87	0,17	81	27	102
20/12/2012	51,06	17,94	0,17	69	26	103
23/12/2012	33	17	0,08	50	34	105
3/01/2013	40,95	22,05	0,12	63	35	107
14/01/2013	13,76	2,24	0	16	14	98
15/01/2013	55,9	9,1	0,17	65	14	100
29/01/2013	56,76	9,24	0,17	66	14	110
7/02/2013	27,2	4,8	0,08	32	15	101
19/02/2013	24,08	3,92	0,08	28	14	100
3/03/2013	-	-	-	-	-	-

Fuente: MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

	Inicio ciclo de inyección de vapor
	Producción de Gas
	Bloqueo por Gas
	Intervenciones a pozo

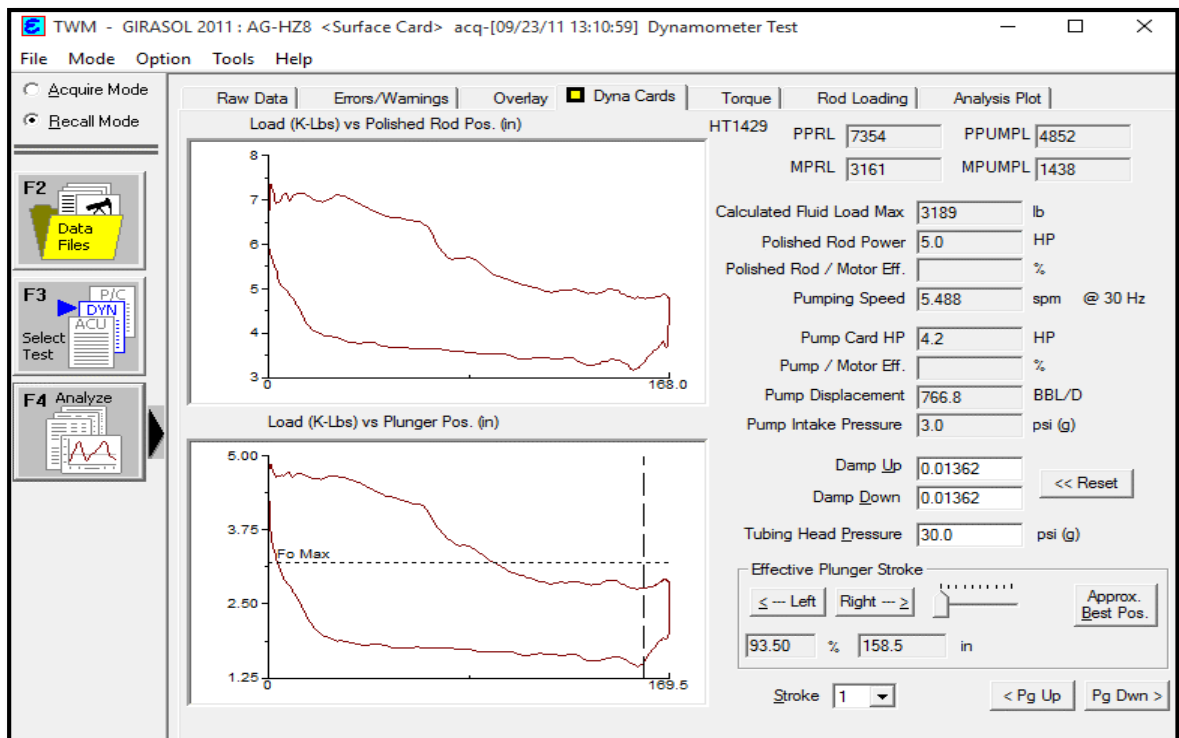
3.1.2.1 Ineficiente llenado de la bomba. Para el Pozo A, se utilizó una versión diferente del software Total Well Management, que muestra más datos de la prueba realizada, en esta versión se tiene tanto la carta dinamométrica de superficie (gráfica superior de las imágenes), que representa la medición de las cargas en las varillas de bombeo, como la carta dinamométrica de la bomba (gráfica inferior de las imágenes), que representa las cargas soportadas por las válvulas en el trayecto ascendente y descendente del ciclo de bombeo. Teniendo en cuenta que el proyecto solo desea evaluar las válvulas de subsuelo, solo se realizará el análisis de la carta dinamométrica que las representa.

La primera carta dinamométrica por analizar corresponde a los primeros datos de producción tomados tras realizarse el primer ciclo de inyección de vapor. La **Figura 35** muestra que para el 23 de septiembre de 2011 se cuenta con una eficiencia de

llenado del 93.50%. En esta carta se observa una curvatura extraña en la carta de dinamométrica viéndose una deflexión anómala en la carrera ascendente del pistón, que podría interpretarse erróneamente como pérdida de peso sobre la bomba durante la carrera debido a una fuga de fluidos en la tubería de producción. Sin embargo, lo que realmente está ocurriendo es que la sarta de varillas está siendo asistida por los fluidos del pozo, es decir que la producción que se tiene en ese momento proviene de la energía suministrada del ciclo de inyección. Es importante resaltar que el pozo está recién estimulado, con una temperatura de 190°F.

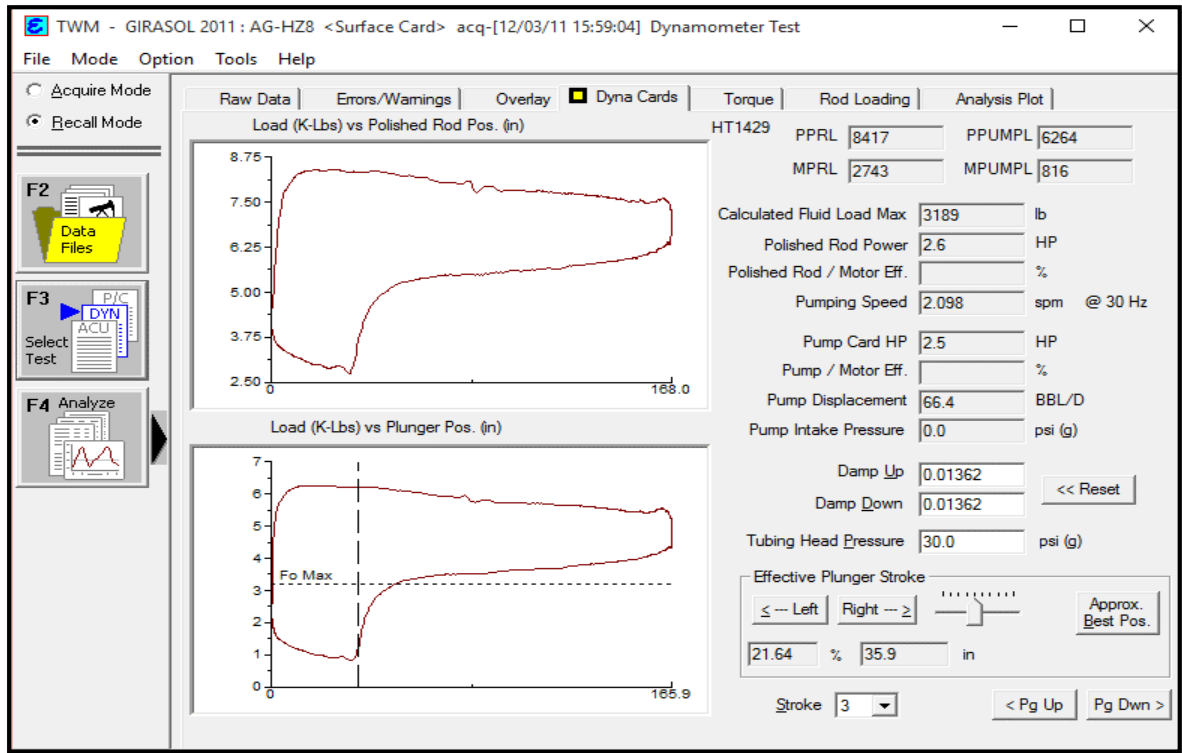
Por otro lado, en la **Figura 36**, se puede visualizar la segunda carta dinamométrica, tomada días antes del evento de bloqueo por gas, en la cual se evidenciar interferencia de este fluido en el ciclo de bombeo. La carta realiza una curva descendente característica de un fenómeno de compresión del gas dentro del barril de la bomba, reduciendo el desplazamiento efectivo del pistón de 165.9 a 35.9 pulgadas y por consiguiente disminuyendo la eficiencia de llenado a un 21.64%.

Figura 35. Deflexión anómala en la carta dinamométrica del Pozo A.



Fuente: MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

Figura 36. Carta dinamométrica con válvulas API en el Pozo A.



Fuente: MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

Las cartas correspondientes al bloqueo por gas y producción después del cambio de bomba a SBP con Petrovalve Gas Breaker, se presentarán y analizarán más adelante en la sección de evaluación de criterios técnicos.

3.1.3 Producción de crudos pesados. El Pozo A, es un pozo productor de 11.5°API, al igual que el Pozo B, este pozo presenta diversos problemas a la hora de producir crudo pesado, como lo son la movilidad del crudo, las restricciones en el área de flujo de las válvulas y el bajo aporte desde la cara del pozo para la producción de fluidos, por lo cual es necesario estimularlo con vapor.

3.1.4 Fallas en la apertura de las válvulas fija y viajera, Pozo A. Usando el software Total Well Management, es posible visualizar el estado de las válvulas fija (SV) y viajera (TV) dentro de la bomba de subsuelo, midiendo en libras las cargas a las que están sometidas cada una de ellas durante un tiempo determinado.

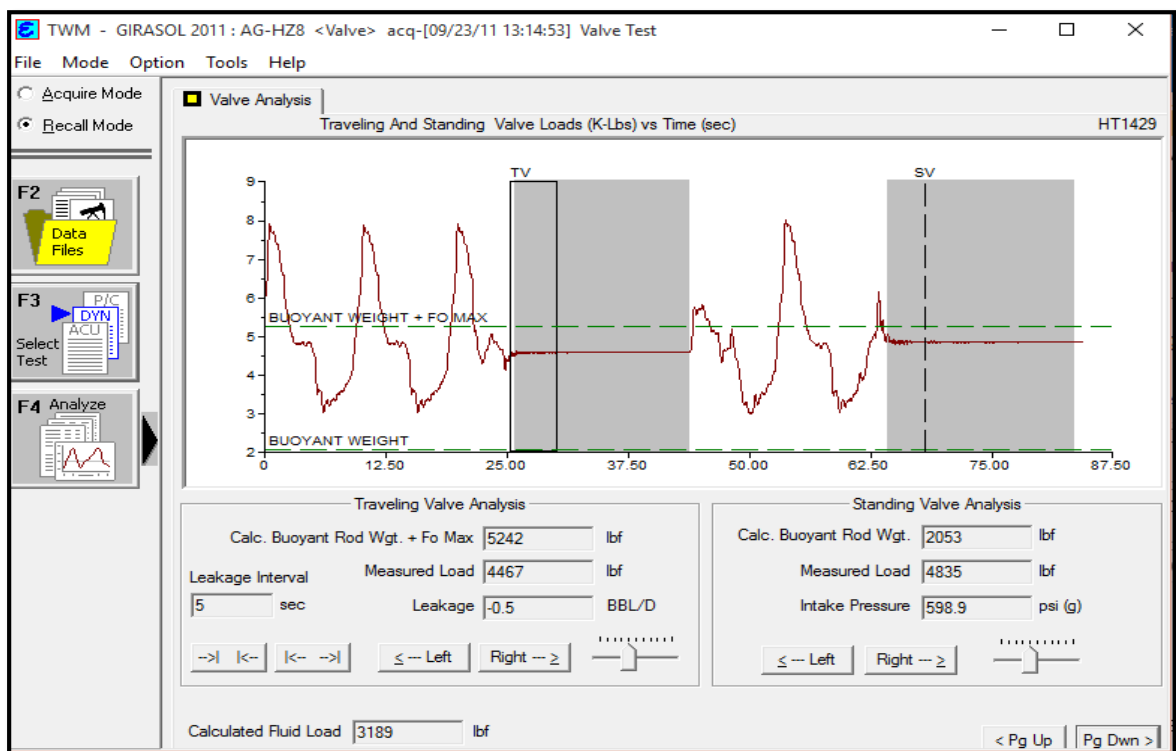
Si la gráfica representa diferencias en las cargas de presión presentes tanto en la válvula fija como en la válvula viajera significa que se está realizando el ciclo de bombeo de manera correcta, ya que para lograr esto, la presión tomada sobre TV

debe ser mayor que la de SV, representando así el paso de fluido a la tubería de producción, y en el caso inverso, donde la presión medida en la SV es mayor a la presión presente en la TV, se puede interpretar que el barril de la bomba se está llenando.

Para el Pozo A, se tiene la comparación de 4 cartas dinamométricas, cada una de estas representa un evento importante en el pozo. Inicialmente se identificará el comportamiento de las válvulas fija y viajera inmediatamente posterior al inicio del ciclo de inyección, adicionalmente se verá el comportamiento de estas cuando se presenta intermitencia y bloqueo por gas, finalmente se contará con la lectura de la carta tras la implementación de las válvulas guiadas Petrovalve.

La **Figura 37**, corresponde al estado de las válvulas fija y viajera dentro de la bomba de subsuelo recién empezado el ciclo de inyección. Al igual que con su carta dinamométrica correspondiente, **Figura 35**, se puede interpretar de manera errónea el hecho de que ambas válvulas estén posicionadas al mismo nivel, deduciendo un evento de bloqueo que realmente no existe. En este caso al estar el pozo aportando fluido a alta presión, las válvulas se mantienen en una misma posición, pero abiertas, permitiendo producción en superficie.

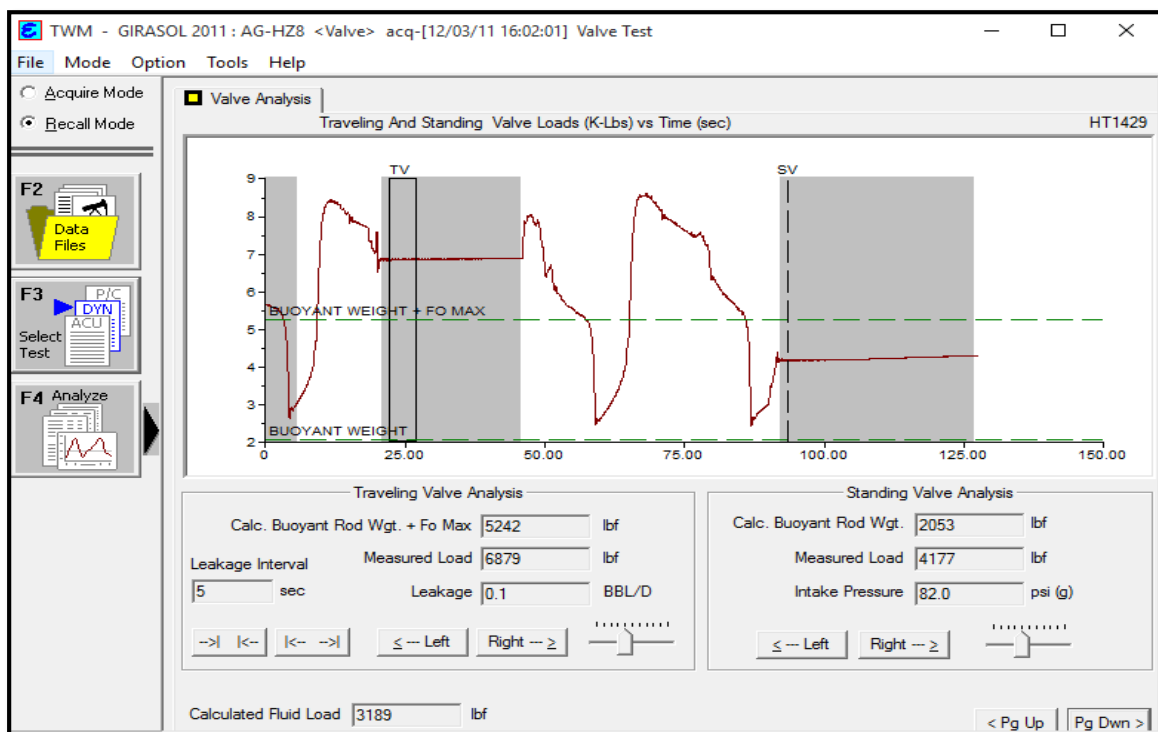
Figura 37. Análisis válvulas fija y viajera del Pozo A a 190°F



Fuente: MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

A continuación, en la **Figura 38**, se evidencia las pruebas de estado correspondientes a las fechas previas al evento de bloqueo en las cuales se presenta interferencia por presencia de gas. En este caso se observa que existe un diferencial de carga sobre las válvulas, que representa una apertura parcial de las mismas permitiendo el paso de fluido. Pese a este diferencial se infiere que existen intermitencias en la producción de fluidos, ya que la carga que soporta la válvula viajera está en un rango de 6500 a 7000 libras, que al ser comparado con la gráfica de la **Figura 40** en donde se evidencia una buena apertura de ambas válvulas y se tienen valores de carga soportada cercanos a los 10,000 libras.

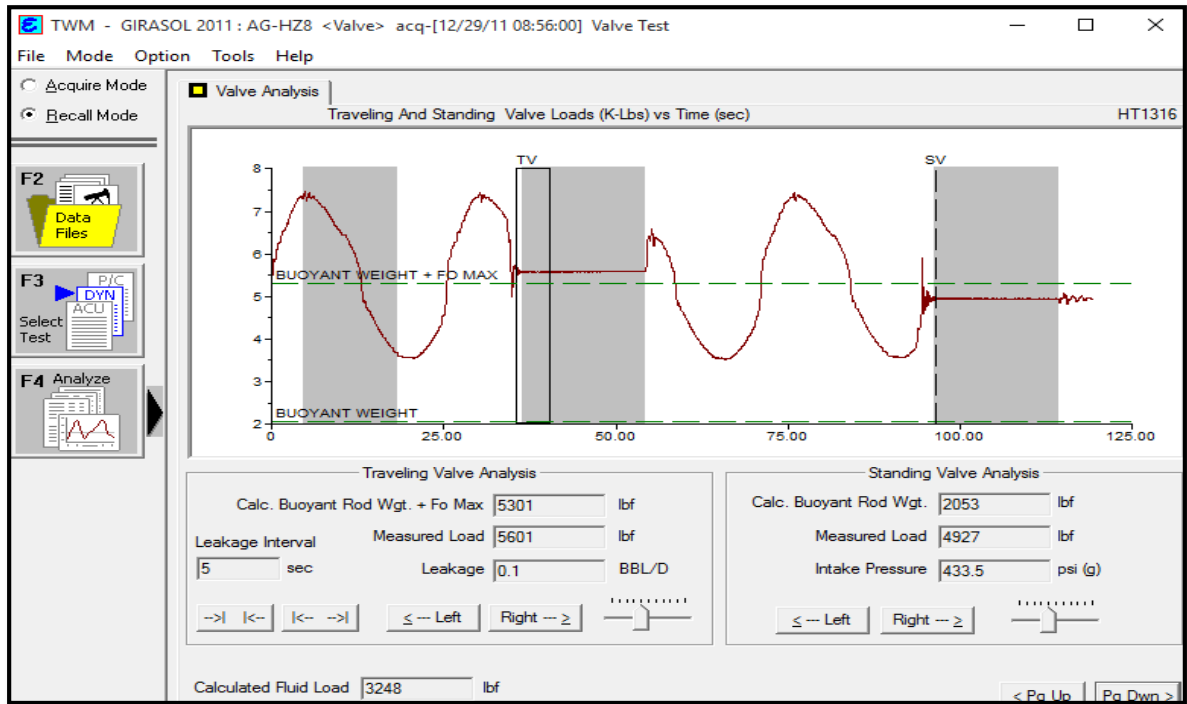
Figura 38. Análisis válvulas fija y viajera del Pozo A, Interferencia por gas.



Fuente: MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

La siguiente carta que se presenta en la **Figura 39**, son las pruebas tomadas a las válvulas durante el evento de no bombeo por bloqueo de gas, en el cual las válvulas presentan un diferencial tan pequeño que se toma como si estuvieran igualadas, indicando que las válvulas están cerradas y por lo tanto impiden el paso de fluido a superficie.

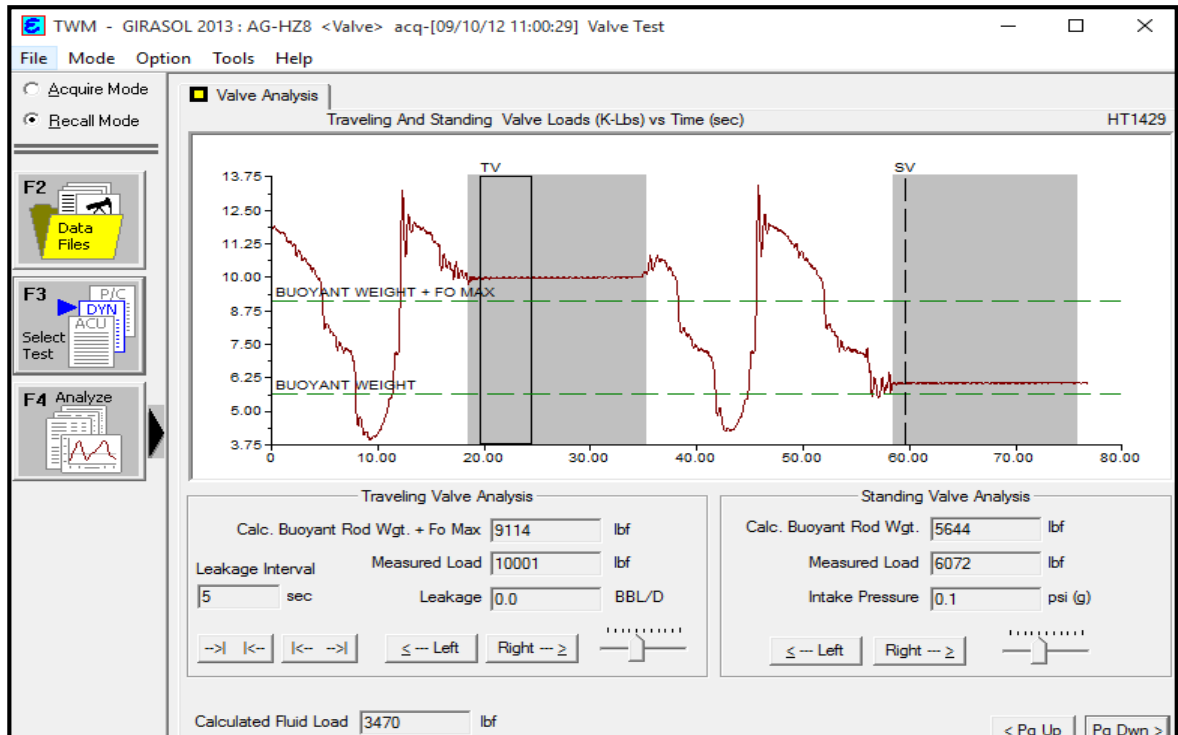
Figura 39. Análisis válvulas fija y viajera del Pozo A, Bloqueo por gas.



Fuente: MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

Finalmente se presenta la **Figura 40**, tomada el 10 de septiembre de 2012, tras indicar la producción del segundo ciclo de inyección de vapor, en donde se ve un diferencial de presión más amplio y con mayores cargas soportadas por la válvula viajera, por lo que se infiere que existe una correcta apertura de las válvulas y se corrobora con los datos de producción de esta fecha.

Figura 40. Análisis válvulas fija y viajera del Pozo A, Válvulas Petrovalve.



Fuente: MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

3.1.5 Geometría del Pozo A. El Pozo A, es un pozo horizontal, ya que cuenta con una desviación máxima de 90.66° y desviación promedio de 80.48° . La bomba se asienta a una profundidad de 1765.4 pies MD, con una inclinación de 85° , según el survey del pozo. La cual es una condición de inclinación mucho más extrema que la presentada en el Pozo B, lo cual influye en el sellado de las válvulas y por lo tanto en los valores de producción.

3.2 POZO B

El Pozo B, inició su producción el 25 de diciembre del 2010 con el sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico, adicionalmente tiene por método de recuperación terciaria la estimulación cíclica de vapor desde el 12 de abril de 2011 hasta la fecha. Al inicio de la historia de producción no se presentaron intermitencias importantes de la misma, condición que cambia a principios del mes de mayo del 2018, en donde el depletamiento de los fluidos del yacimiento generó un aumento significativo en la producción de gas, generando así un bloqueo total de la producción, razón por la cual el 24 de mayo de 2018 se decide realizar el cambio de válvulas convencionales por válvulas guiadas Petrovalve Gas Breaker.

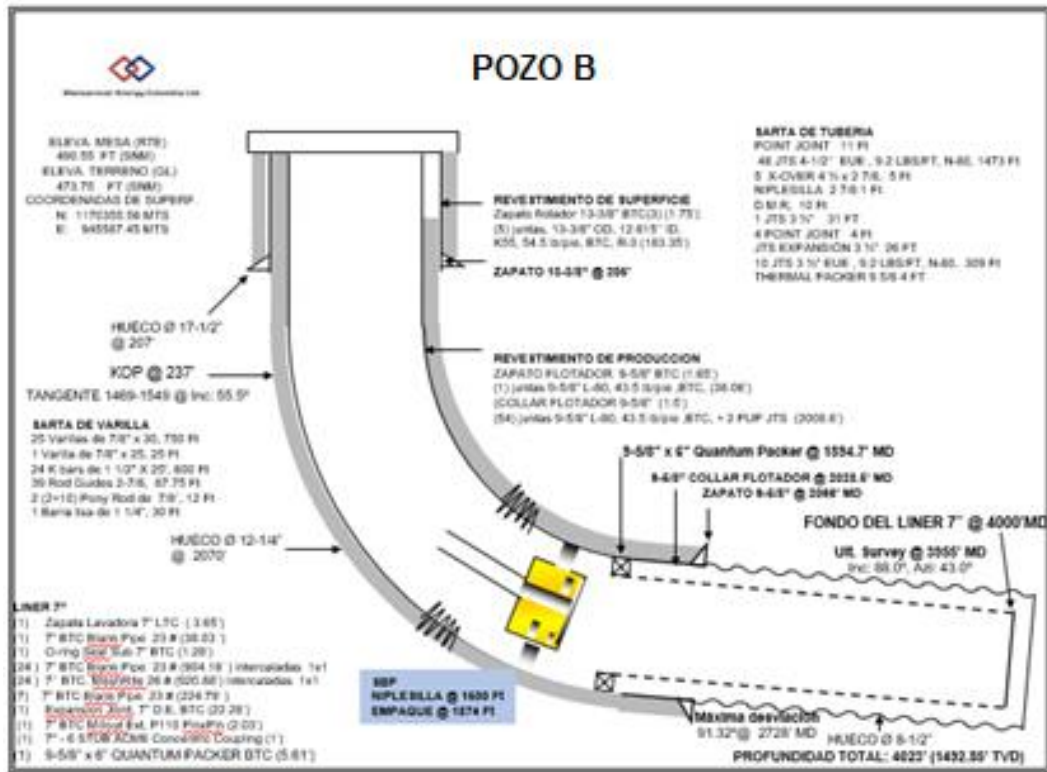
Este pozo es un candidato ideal para evaluar las mejoras presentadas tras la implementación de las válvulas guiadas, ya que presenta una geometría altamente desviada, con asentamiento de la bomba de subsuelo mayor a 50° e interferencias en el ciclo de bombeo por el gas presente.

3.2.1 Descripción de la perforación y estado mecánico del Pozo B. El Pozo B, es un pozo horizontal de producción de crudo pesado de 12° API que cuenta con una desviación máxima de 91.32°, manteniendo una desviación promedio de 88.27°. Tiene una profundidad de 1492.85 pies en TVD y 4023 pies en MD. El pozo está compuesto por una tubería de revestimiento de superficie, un revestimiento de producción y un liner de producción.

Para asentar el revestimiento de superficie, se inició con la perforación de un hueco de 17-1/2" a 207 pies de profundidad, posteriormente se bajó el revestimiento de 13-3/8" colocando el zapato a 205 pies. Se renaudó la perforación vertical con una broca de 12-1/4" hasta los 237 pies en donde se tiene el KOP y crea una tangente de 55° a un MD de 1469 a 1549 pies, la perforación continúa con el mismo diámetro hasta los 2070 pies alcanzando una inclinación de 80°, para esta sección se baja el revestimiento de producción de 9-5/8" colocando el zapato a 2066 pies. Finalmente se siguió perforando hasta los 4023 pies con una broca de 8-1/2", llegando a una desviación de 88°. Se decide colgar un Liner de producción de 7" al revestimiento de producción desde los 1894.7 pies hasta 4000 pies MD.

Posterior al completamiento del pozo, se instaló una bomba insertable de 2" SBP con válvulas API convencionales a una profundidad de 1500 pies a 55°. Posterior al bloqueo por gas, se reemplazó por una bomba 2" SBP con válvulas guiadas Petrovalve Gas Breaker a la misma profundidad.

Figura 41. Estado mecánico Pozo B.



Fuente: MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

3.2.2 Producción y bloqueo por gas. El Pozo B cuenta con el método de recuperación terciaria "inyección cíclica de vapor", con el fin de mejorar la movilidad del crudo (12 °API) y mantener la presión del yacimiento. Pese a esto y tras analizar los datos de producción del pozo (Anexo C), se encontró que, para el décimo primer ciclo de inyección, debido a la producción continua y al depletamiento de los fluidos del yacimiento, hubo un aumento significativo en la producción de gas, que desencadenó diversos problemas. Además, en su estado mecánico tiene instalado un empaque que separa la tubería de producción del anular. Esta configuración en el pozo genera una situación en la cual el gas proveniente de la formación es forzado a pasar por la bomba de subsuelo en vez de ser producido por el anular.

La **Tabla 5**, es un extracto del Anexo C, en donde se muestra la producción desde el mes de noviembre del 2017 hasta agosto del 2018. Con el paso del tiempo la producción de gas ha incrementado significativamente, por ejemplo, en el mes de diciembre de 2017, donde la producción de gas alcanza valores máximos estables con un promedio de 4,22Mscf/d consecuencia de la liberación del gas en solución en el yacimiento.

Para efectos de estudio, se tendrá en cuenta el ciclo número 12 de inyección de vapor el cual inicia el 29 de diciembre del 2017. Inicialmente se puede ver que para el 4 de abril de 2018 la producción de gas comienza a incrementar acercándose a los valores promediados al final del ciclo anterior, esta tendencia cambia drásticamente, por el inició en las intermitencias y bloqueos en la producción del pozo debido al gas en solución de los fluidos de yacimiento, que es liberado durante la producción del pozo y pasa por el interior de la tubería de producción y por consiguiente de la bomba insertable de subsuelo de 2". Esta disminución en la producción a causa de la intermitencia se puede observar el 06 de mayo del mismo año, en donde se están produciendo 0.8Mscf/d, un valor mucho más bajo de lo que se tenía en pruebas de producción previas.

Al haber una presencia significativa de gas junto al fluido líquido que entra a la bomba de subsuelo, la presión dentro del barril no es lo suficientemente alta para abrir la válvula viajera durante la carrera descendente del pistón, por lo que no hay flujo de fluidos hacia superficie, como ocurrió en los días 7, 8, 9, 15, 21, 22 y 23 de mayo del 2018 en el Pozo B.

Para el 24 de mayo de 2018, se decide realizar una intervención a pozo con la finalidad de realizar un cambio del juego de válvulas API a Petrovalve Gas Breaker. Posterior a esta fecha, se observa una mejora en los valores de producción inmediatamente después de la implementación tanto de fluido total como de aceite, sin presentarse eventos de bloqueo hasta el 08 de agosto del mismo año.

Tabla 5. Producción Pozo B, extracto Anexo C

Fecha	Oil [Bbls]	Water [Bbls]	Gas [Mscf/d]	Fluido Total [Bbls]	BSW [%]	Temperatura [°F]
15/11/2017	33.05	37.27	3.97	70.32	53	113
16/11/2017	39.96	28.94	4.8	68.9	42	105
17/11/2017	39.92	32.67	4.79	72.59	45	104
22/11/2017	36.97	32.78	0.13	69.75	47	104
27/11/2017	30.38	24.86	0.24	55.25	45	105
15/12/2017	28.37	13.97	0	42.35	33	100
20/12/2017	34.68	16.32	4.16	51	32	115
21/12/2017	34.84	17.16	4.18	52	33	120
23/12/2017	35.51	17.49	4.26	53	33	114
24/12/2017	34.84	17.16	4.18	52	33	149
25/12/2017	36.04	16.96	4.32	53	32	119
29/12/2017	30.62	17.22	3.67	47.84	36	90
31/12/2017	37.85	17	0	54.85	31	105
12/01/2018	26.75	35.45	1	62.2	57	99
28/02/2018	1.46	144.37	0	145.83	99	188
04/03/2018	3.78	185.14	0	188.92	98	200
06/03/2018	13.09	205	1.1	218.09	94	216
14/03/2018	15.14	287.61	0	302.75	95	218
22/03/2018	16.62	191.17	0.7	207.8	92	187
04/04/2018	19.83	178.45	1.3	198.28	90	157
05/04/2018	21.21	155.54	2.55	176.75	88	146
20/04/2018	28.21	159.84	3.39	188.05	85	142
06/05/2018	20.65	94.06	0.8	114.71	82	115
7/05/2018	Bloqueo por gas					
8/05/2018	Bloqueo por gas					
09/05/2018	Bloqueo por gas					
15/05/2018	Bloqueo por gas					
17/05/2018	10.83	19.26	1.9	30.09	64	117
21/05/2018	Bloqueo por gas					
22/05/2018	Bloqueo por gas					
23/05/2018	Bloqueo por gas					
24/05/2018	Implementación Petrovalve					
29/06/2018	34.23	9.1	3	43.33	21	120
26/07/2018	19.28	4.23	1.4	23.51	18	121
07/08/2018	24.98	4.41	2.5	29.38	15	115
08/08/2018	22.34	6.3	2.5	28.65	22	115
09/08/2018	25.67	7.24	1.8	32.91	22	104
11/08/2018	27.08	6.77	2.5	33.85	20	113

Fuente: MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

	Inicio ciclo de inyección de vapor
	Producción de Gas
	Bloqueo por Gas
	Implementación válvulas guiadas Petrovalve

Cuando se trabaja con el sistema de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, se realizan registros dinamométricos con el fin de observar el desempeño de la bomba de subsuelo. Para el caso del Pozo B, se muestra un cambio drástico en el llenado de la bomba en un periodo de 11 días, en donde el 6 de mayo 2018 se tiene un porcentaje de llenado de 93% y al 17 de mayo de 2018 se tiene un porcentaje de 2% en donde no hay producción.

Tras implementar la instalación de la válvula Petrovalve en la bomba de subsuelo, se ve una disminución en los problemas de eficiencia en el ciclo de bombeo por interferencia parcial de gas en la bomba, en donde se recupera el porcentaje promedio de llenado de 2% a 67,3%, tal como se puede apreciar en la **Tabla 6**, en la cual se comparan los porcentajes de llenado de la bomba antes y después del cambio a válvulas guiadas.

Los datos tabulados de porcentaje de llenado de la bomba de subsuelo en la **Tabla 6**, se obtuvieron tras tomar el registro dinagráfico en un día de toma de datos y seleccionar los valores promediados más representativos. Posterior a esto se realizó una relación entre el recorrido máximo del pistón y el recorrido efectivo del mismo, para determinar dicho valor del porcentaje que puede ser modificado según el criterio del dinagramista.

Tabla 6. Porcentaje de llenado de la bomba.

POZO B	FECHA	% LLENADO DE LA BOMBA	% PROMEDIO
ÚLTIMA PRUEBA DE POZO AOMBEANDO	06 - Mayo	93	93
NO BOMBEA	17 - Mayo	2	2
NO BOMBEA	22 - Mayo	2	
CORRIDA GAS BREAKER	24 - Mayo	-	-
BOMBEA	29 - Junio	69	67,3
BOMBEA	23 - Julio	71	
BOMBEA	11 - Agosto	62	

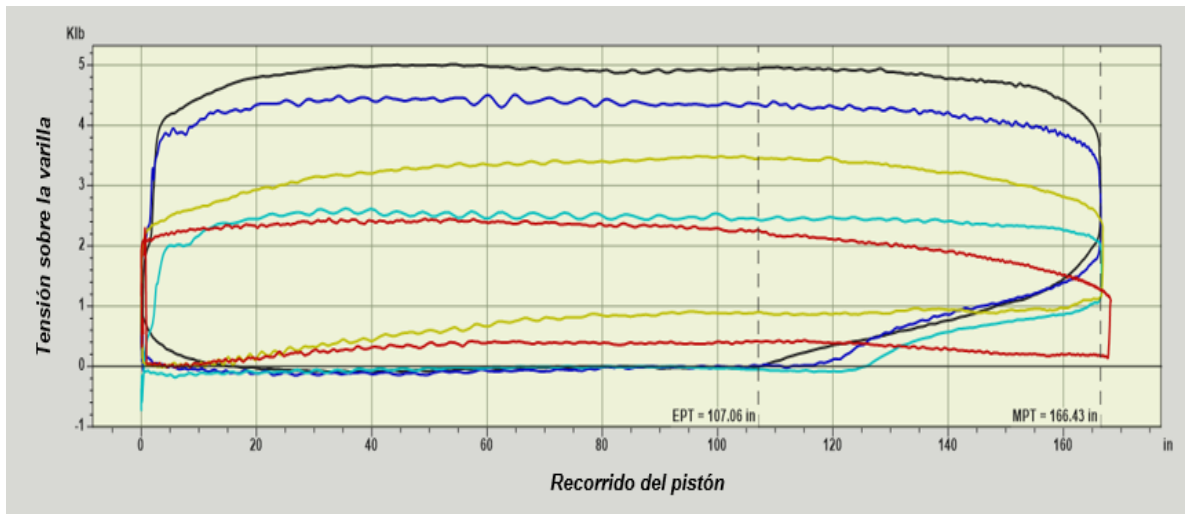
Fuente: MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

3.2.2.1 Ineficiente llenado de la Bomba, Pozo B. En la **Figura 42**, se encuentran registradas las cartas dinamométricas correspondientes a las fechas 17 y 22 de mayo en las cuales el pozo presenta bloqueo por gas, y las fechas 29 de junio, 23 de julio y 11 de agosto, en las que el pozo bombea sin mayores inconvenientes después del cambio de válvulas API a Petrovalve Gas Breaker. Cada una de estas cartas está identificada por un color de referencia que permite realizar las comparaciones pertinentes, las convenciones de dichos colores se encuentran en la **Tabla 6**.

Inicialmente se puede observar que, en todas las cartas superpuestas se presenta una curvatura en la carrera descendente que se relaciona a la presencia de gas

dentro de la bomba, en donde para las curvas amarilla y roja, se evidencia que la curva de la carrera descendente es más prolongada y llega casi al origen, representando una pérdida en el recorrido efectivo del pistón muy elevada asociada a la compresión de gas dentro del barril, que indica una eficiencia de bombeo extremadamente baja. Por el contrario, las cartas de color azul, verde y negro presentan una curva relacionada a una menor compresión de los fluidos dentro de la bomba, que se convierte en una mayor eficiencia de llenado.

Figura 42. Cartas dinamométricas Pozo B.



FUENTE: MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

Cabe resaltar que sólo se gráficaron estas cinco fechas debido a que el software solo permite comparar un máximo de cinco cartas al tiempo, por lo que se tomaron las cartas que mejor representaban la carga sobre la bomba durante los problemas de bloqueo y después de implementada las válvulas no API como contra medida. Más adelante en este capítulo se hará una comparación y análisis puntual de la carta dinamométrica más representativa del evento de no bombeo y la carga sobre la bomba después de usadas las válvulas Petrovalve Gas Breaker.

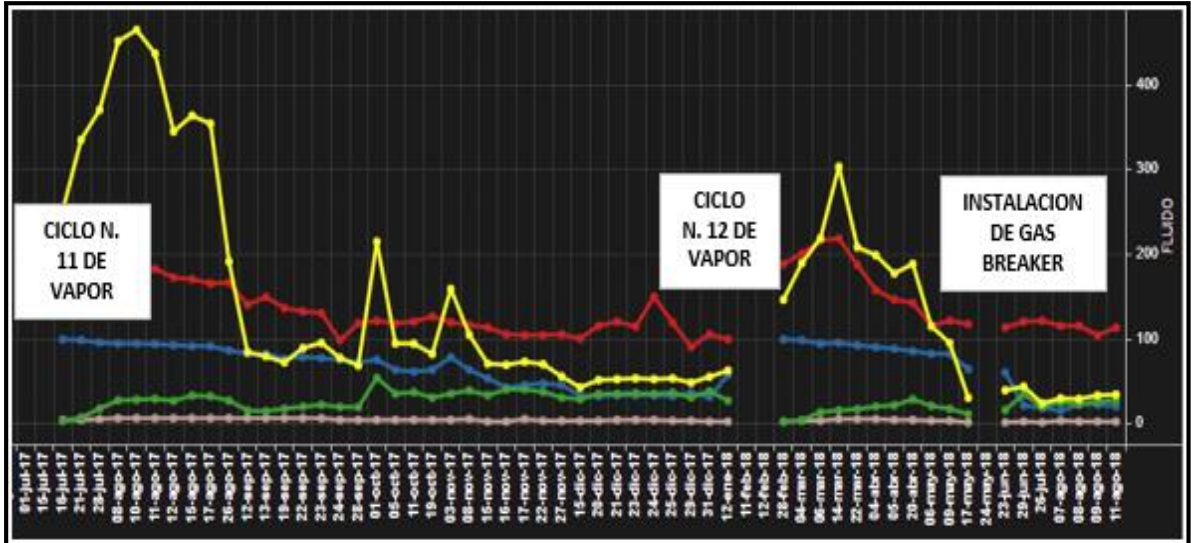
3.2.3 Producción de crudos pesados. Los yacimientos en los cuales se tienen crudo pesado o extra pesado, es decir, que están en un rango entre 8 a 15°API, como el que se produce en el Campo Girasol, representan un desafío para la producción, debido a que para iniciar su producción por un sistema de levantamiento artificial se deben superar las fuerzas viscosas que poseen. Esto se evidencia en el Pozo B, que produce crudos de 12°API, en donde uno de los principales problemas que se encuentra a la hora de producir este crudo pesado, es el área de flujo de las válvulas, ya que, a menor área de flujo de la válvula, menor es la eficiencia de llenado del barril, relación que será tratada dentro de los criterios técnicos de evaluación.

3.2.3.1 Caídas de producción, Pozo B. Al ser un pozo estimulado con inyección cíclica de vapor es de esperarse que la producción de petróleo aumente o disminuya de manera proporcional a la temperatura medida en fondo, la cual disminuye progresivamente con el paso del tiempo y aumenta con cada nuevo ciclo de inyección. Sin embargo, durante el décimo segundo ciclo de inyección, se presentó una disminución progresiva en la producción de aceite de una manera abrupta hasta cesar por completo, producto de la interferencia de gas en la bomba de subsuelo, evento relacionado a un depletamiento de la presión del yacimiento que en consecuencia asiste a la liberación de gas en solución del crudo.

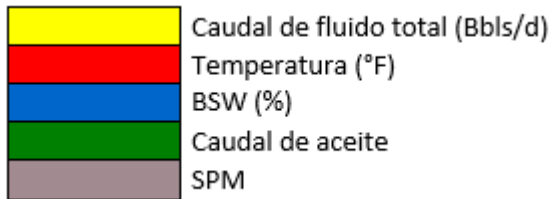
El **Anexo D**, es la representación gráfica de los datos históricos de producción del Pozo B, en este se puede observar que en promedio la producción del pozo después de un ciclo de inyección de vapor esta entre 6 y 12 meses, siendo interrumpido por procesos de intervención programados o por eventos no programados que no se relacionan con el funcionamiento de la bomba de subsuelo.

La **Figura 43**, es un fragmento del **Anexo D**, en donde se evidencia la producción del pozo en los en los ciclos de inyección nuero 11 y 12. Para el ciclo número 11 se ve una producción continua de la producción de fluidos y sin interrupciones de tipo mecánico. A diferencia del último ciclo, en el que el pozo produjo con dificultad durante tres meses, teniendo algunas interferencias de producción hasta dejar de bombear por completo a causa de un bloqueo por gas, cabe resaltar que estas pausas en la producción tienen una interrupción promedio de 12 horas por día, es por esto que al 24 de mayo de 2018 se realiza el cambio de válvulas. A partir de la implementación del juego de válvulas guiadas, se recuperó la tendencia obtenida en ciclos pasados de producción, solucionando el bloqueo por gas, sin presentar interrupciones mecánicas, dicha tendencia se mantiene hasta la fecha presente.

Figura 43. Producción ciclos 11 y 12 de inyección en el Pozo B.



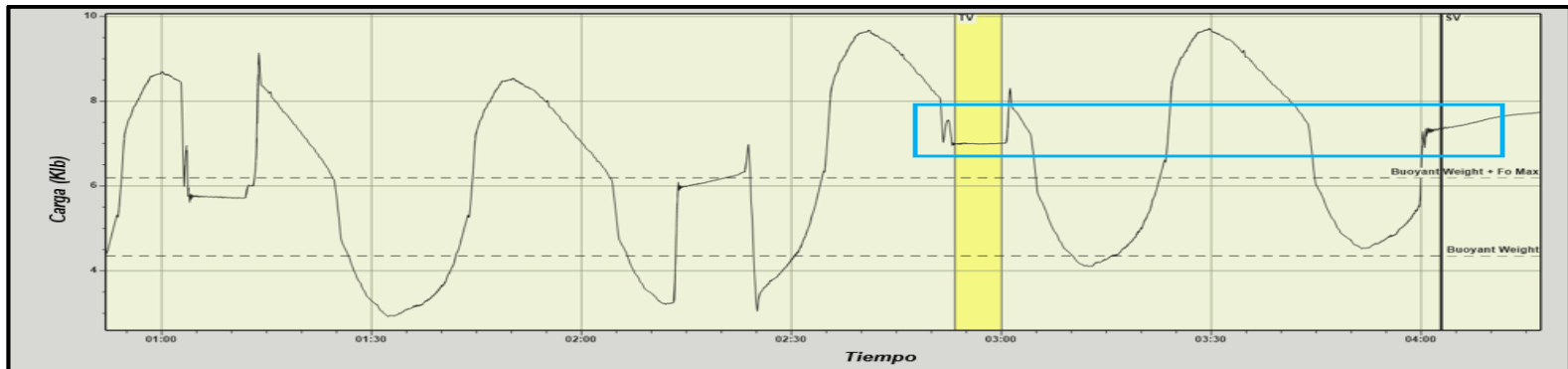
Fuente: MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.



3.2.4 Diseño de las válvulas API. Las válvulas de bola y asiento API, presentan gran dificultad para desempeñar su función de manera adecuada en presencia de gas, ya que este ocupa un volumen compresible que altera el ciclo de bombeo generando una interferencia o bloqueo por gas, además se debe tener en cuenta que el bombeo mecánico inicialmente fue diseñado para estimular pozos verticales o con baja inclinación, debido a su diseño esférico genera un sellado deficiente de la bola con el asiento al estar asentado con una inclinación mayor a 32° interfiriendo con un llenado ideal. Estas dificultades se presentan en el Pozo B, ya que el diseño original del estado mecánico del pozo incluye una bomba de subsuelo insertable de 2" que trabaja en presencia de gas, sumado a esto, tiene un asentamiento poco recomendable a 1500 pies de profundidad exponiendo las válvulas a una inclinación de 55 grados.

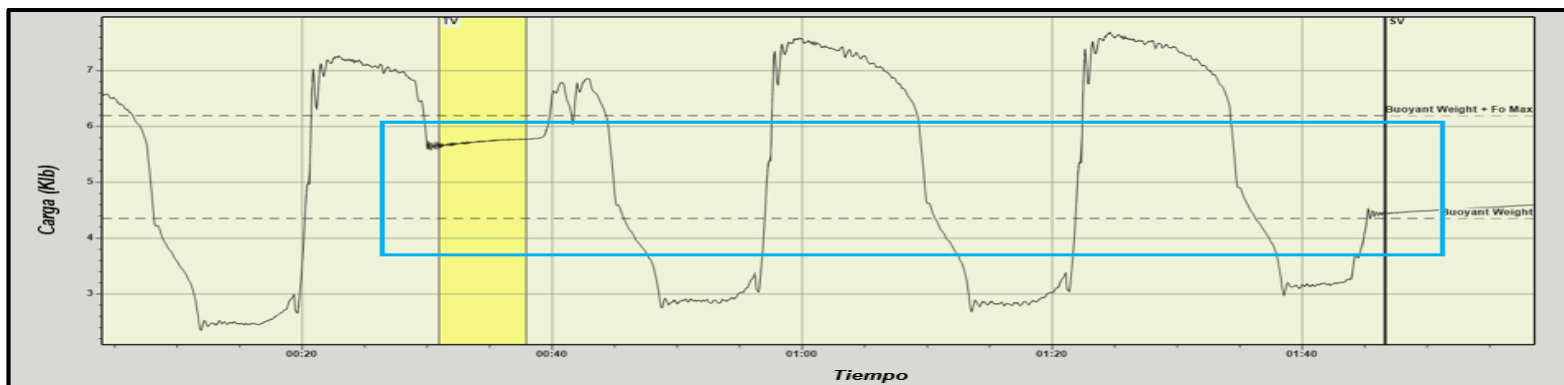
3.2.4.1 Fallas en la apertura de las válvulas fija y viajera, Pozo B. La **Figura 44**, muestra la gráfica de una prueba de apertura de las válvulas convencionales API, en donde el recuadro azul permite ver que las cargas que soportan las válvulas es similar, esta condición evidencia la pérdida de carga de fluido por parte de la válvula fija y viajera, ya que solamente estarían soportando una carga mínima de los fluidos de yacimiento en la tubería de producción más el peso de la misma, esto da a deducir que no hay flujo de fluidos a superficie debido a que las cargas tanto en la válvula fija como viajera se encuentran igualadas, indicando que ambas válvulas están cerradas.

Figura 44. Pruebas de SV y TV API, de la bomba insertable en el Pozo B.



Fuente: MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

Figura 45. Pruebas de SV y TV Petrovalve, de la bomba insertable en el Pozo B.



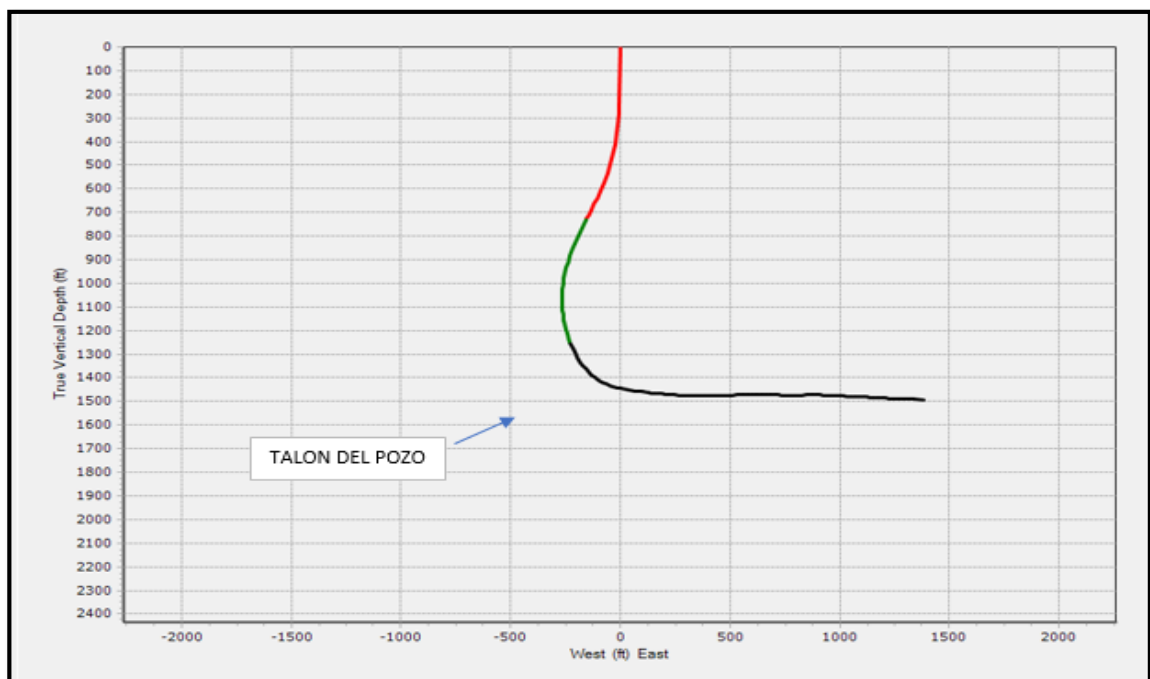
Fuente: MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

La situación cambia al entrar en acción el vástago integrado a la válvula viajera en el diseño Petrovalve Gas Breaker, debido a que esta fuerza un movimiento mecánico obligatorio de apertura de la TV al finalizar cada ciclo de bombeo, sin importar la cantidad de gas presente en el barril de la bomba, es por esto que en la **Figura 45**, la carga soportada por la válvula viajera es superior a la que soporta la válvula fija, confirmando la existencia de fluidos producidos por la bomba.

3.1.5 Geometría del Pozo B. es un pozo horizontal, considerado así porque logra una desviación máxima de 92° y una desviación promedio de 88.23° , intentando abarcar la mayor longitud del monoclinal fallado que compone el Campo Girasol. El talón del pozo hace que navegación dentro de este sea muy compleja, ya que toma una forma de J, **ver Figura 46**, debido a que el monoclinal tiene muy poca inclinación y por lo tanto la zona productora es prácticamente horizontal.

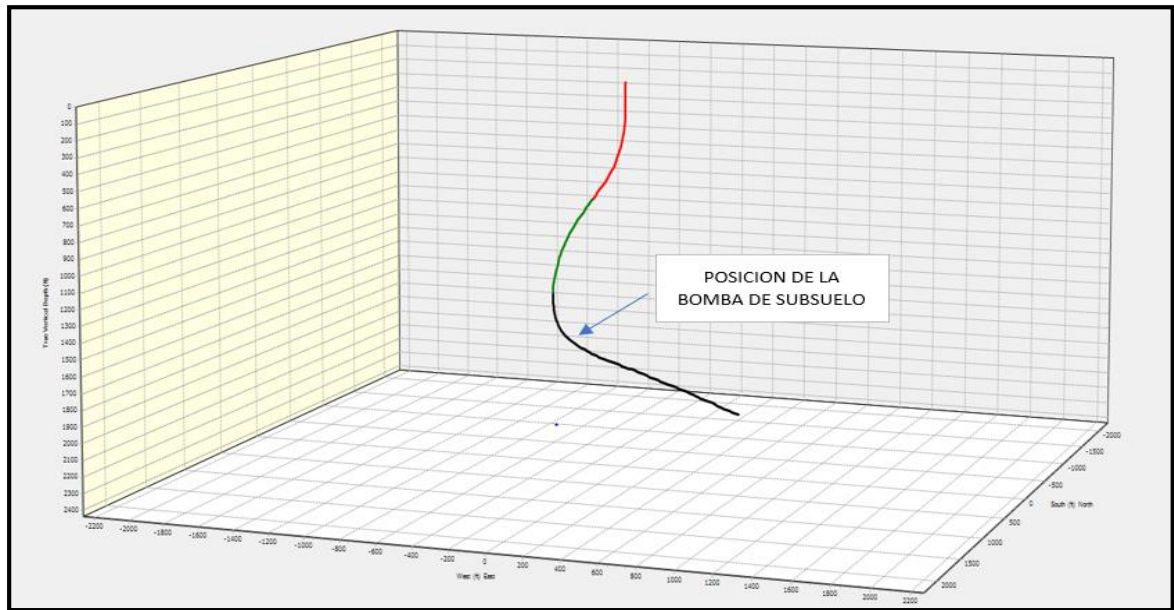
Al ser un pozo horizontal se debe tener en cuenta el asentamiento de la bomba, que para este pozo se tiene a una profundidad de 1500 pies MD, con una inclinación de 55° , datos tomados con el survey del pozo, **ver Figura 47**, esto genera problemas, ya que de por sí el bombeo mecánico puede empezar a presentar dificultades con un pozo de geometría desviada mayor a 32 grados de inclinación, ya que se pueden generar rupturas en la sarta de varillas y comenzar a presentar escurrimiento en las válvulas, generando ineficiencia de sellado entre la bola y el asiento de las estas.

Figura 46. Vista 2D Pozo B.



Fuente: MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

Figura 47. Vista 3D, Pozo B.



Fuente: MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

3.3 EVALUACIÓN DE CRITERIOS TÉCNICOS

En esta sección se compararán datos puntuales entre el antes y el después de la implementación de la Petrovalve Gas Breaker, que nos permitan evaluar los cambios en el desempeño de ciertos parámetros como lo serán capacidad de mantener una velocidad de bombeo (SPM) menor, manteniendo un caudal de producción deseado, cambios en el nivel dinámico y estático del pozo, variación del caudal de producción tomando como punto base de comparación la temperatura a la cual está el fluido, comparación de cartas dinamométricas, comparación del área de flujo dentro de la bomba antes y después de realizar cambio de bomba y juego de válvulas, y finalmente vida útil de las válvulas tanto API como Petrovalve Gas Breaker.

Al finalizar el análisis y la comparación de datos se obtendrá el porcentaje de diferencia usando la **Ecuación 1**.

Ecuación 1. Cálculo porcentaje de diferencia.

$$\% \text{ de diferencia} = \frac{(Petrovalve - API)}{API} \times 100$$

Fuente: MATHS. Porcentaje de diferencia. [En línea], 30 de septiembre de 2018. Disponible en internet <https://es.plusmaths.com/porcentaje-de-diferencia.html>. Modificada por los autores

3.3.1 Velocidad de bombeo en los pozos A y B. Una buena definición de la velocidad de bombeo está dada por Schlumberger,⁴¹ en donde dice que la velocidad de carrera, también conocida como SPM (Strokes per minute), es la tasa a la cual el fluido es bombeado, y depende de la cantidad de carreras que logra realizar la barra pulida en un minuto.

En un sistema de levantamiento por bombeo mecánico, un stroke corresponde a un ciclo completo realizado por la barra pulida en superficie. La longitud de stroke en superficie suele diferir a la longitud de stroke en fondo, debido a que los esfuerzos de estiramiento y compresión durante la carrera ascendente y descendente respectivamente varían con el peso del fluido y de las varillas. En cada stroke una cantidad de fluido determinada es bombeada, este volumen está relacionado al área transversal de la bomba y a la longitud del stroke.

En un sistema ideal se busca tener buenas tasas de producción a la menor cantidad de strokes posible, debido a que tener los equipos bombeando a una velocidad alta puede desgastar los componentes del sistema a un nivel acelerado, así como generar un aumento en el gasto por consumo energético.

3.3.1.1 Pozo A. Para la evaluación de la velocidad de bombeo en el Pozo A, se tienen únicamente cuatro datos correspondientes a las cartas dinamométricas suministradas, tres de estos corresponden a pruebas de producción en el ciclo de inyección anterior a la implementación y un único dato posterior a este.

⁴¹ Schlumberger. Strokes per minute. [En línea], 26 de septiembre de 2018. Disponible en internet: https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/s/strokes_per_minute.aspx.

Tabla 7. Datos de producción y velocidad de bombeo Pozo A.

Fecha	Oil [Bbls/d]	Fluido Total [Bbls/d]	BSW [%]	Temperatura [F]	SPM	Prom. SPM	Prom. Oil [Bbls/d]
23/09/2011	230,5	461	50	190	1		
3/12/2011	43,45	188	21	103	3	2	136,97
29/12/2011	-	-	-	-	3		
Well service. Se Baja gas breaker							
10/09/2012	191,33	361	47	151	11	11	191,33

Fuente: Elaboración propia con los datos de producción del Pozo A e información dada por Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Teniendo en cuenta la falta de datos representativos relacionados a la velocidad de bombeo no es posible realizar un análisis o promediar los datos de manera fiable para obtener una interpretación de esta propiedad, por consiguiente, el Pozo A no se tomará en cuenta para el análisis de este criterio.

Es importante mencionar que la velocidad de bombeo después de la implementación es extremadamente alta, que hace referencia a un dato anómalo, esto puede ser producto de la elevada tasa de producción de agua y crudo, esta decisión es poco recomendable por el proveedor, debido a que la vida útil de cualquier tipo de válvula puede verse reducida ante los golpes continuos característico de tasas de bombeo mayores a 7 SPM y con altas presiones entre la semiesfera o esfera dependiendo si es API o no API y el asiento.

3.3.1.2 Pozo B. En la **Tabla 7**, se encuentran los resultados de 12 pruebas de producción del Pozo B, divididas equitativamente antes y después de la implementación de válvulas Petrovalve Gas Breaker, en las cuales se visualiza la tasa de producción de aceite, la producción total de fluido, BSW, la temperatura a la cual se encuentra el fluido, y la velocidad de bombeo.

Tabla 8. Datos de producción y velocidad de bombeo Pozo B.

Fecha	Oil [Bbls/d]	Fluido Total [Bbls/d]	BSW [%]	Temperatura [F]	SPM	Prom. SPM	Prom. Oil [Bbls/d]
05/04/2018	21	177	88	146	4		
20/04/2018	28	188	85	142	4		
06/05/2018	21	115	82	115	3	3	19
09/05/2018	17	95	82	121	3		
17/05/2018	11	30	64	117	2		
23/05/2018	16	39	60	113	2		
Well service. Se Baja gas breaker							
29/06/2018	34	43	21	120	2		
26/07/2018	19	24	18	121	2		
07/08/2018	25	29	15	115	3	2	26
08/08/2018	22	29	22	115	2		
09/08/2018	26	33	22	104	3		
11/08/2018	27	34	20	113	2		

Fuente: Elaboración propia con los datos de producción del Pozo B e información dada por Mansarovar Energy Colombia Ltda.

En las pruebas de producción se puede observar que, desde el 05 de abril de 2018 hasta el 11 de agosto de 2018, la temperatura decrece gradualmente de 146 °F hasta 113 °F, tendencia que es de esperarse a medida que aumenta el tiempo desde que se realizó la inyección de vapor, este enfriamiento va relacionado a un aumento en la viscosidad del fluido y de igual manera con la disminución en la producción, esto se evidencia en el periodo de pruebas que va del 05 de abril hasta el 23 de mayo de 2018, en el cual se cuenta con una tasa de producción de aceite inicial de 21 Bbls/d, alcanza un máximo de 28 Bbls/d y terminando en 16 Bbls/d, con un promedio de 19 Bbls/d a una velocidad de bombeo promedio de 3 SPM.

Posterior a la intervención a pozo del 24 de mayo de 2018 en la que se realiza el cambio de juego de válvulas convencionales por válvulas no API, se observa que la temperatura retoma los 120 °F y continua decreciendo hasta caer a un valor de 113°F, y aunque el pozo está enfriándose la producción de aceite parece mantenerse estable obteniendo valores oscilantes entre un mínimo de 19 Bbls/d y un máximo de 34 Bbls/d, logrando un promedio de 26 Bbls/d a una velocidad de bombeo promedio menor de 2 SPM.

Teniendo en cuenta el valor promedio de producción de aceite antes y después de la implementación de las válvulas Petrovalve, de 19 Bbls/d contra un 26 Bbls/d respectivamente y considerando que este último se da a una velocidad de bombeo menor, se puede deducir que el ciclo de bombeo en el segundo caso es más efectivo, logrando que el fluido desplazado por stroke sea mayor con las válvulas no API.

Tabla 9. Porcentaje de mejora velocidad de bombeo Pozo B.

Parámetro	SPM	Prom. Oil [Bbls/d]
API	3	19
Petrovalve	2	26
Incremento	-1	7
% Diferencia	-33,33	36,84

Fuente: Elaboración propia

Observando la **Tabla 9**, se obtuvo una mejora del 36,84% en la producción de aceite por día con una disminución del 33,33% en SPM. Según datos recopilados por la empresa Equipment Engineer Ltda, el costo promedio por mes relacionado a gastos energéticos para mantener una unidad de superficie funcionando es de \$2´500.000 y al pasar de un promedio de 4 SPM a 2 SPM representa una disminución del 7% del costo operativo de la unidad de bombeo correspondiente a un ahorro mensual de \$175.000 que al año se convertirían en \$2´100.000 por pozo. Sin embargo, este valor se tendrá en cuenta en el capítulo financiero de manera cualitativa más no cuantitativa, ya que es un dato que presenta un gran porcentaje de incertidumbre debido a que varía con el diseño y estado mecánico de cada pozo.

3.3.2 Cambios en el nivel dinámico y estático de los pozos. El nivel estático de fluido corresponde al nivel de fluido en el pozo cuando no hay producción, es decir cuando el pozo está cerrado. En este escenario la presión de fondo del pozo y la columna hidrostática se mantienen igualadas. Mientras que el nivel dinámico de fluido hace referencia al nivel que alcanza el fluido en el pozo al iniciar la acción de bombeo a superficie, el cual suele ser menor debido a la extracción de fluidos del pozo.

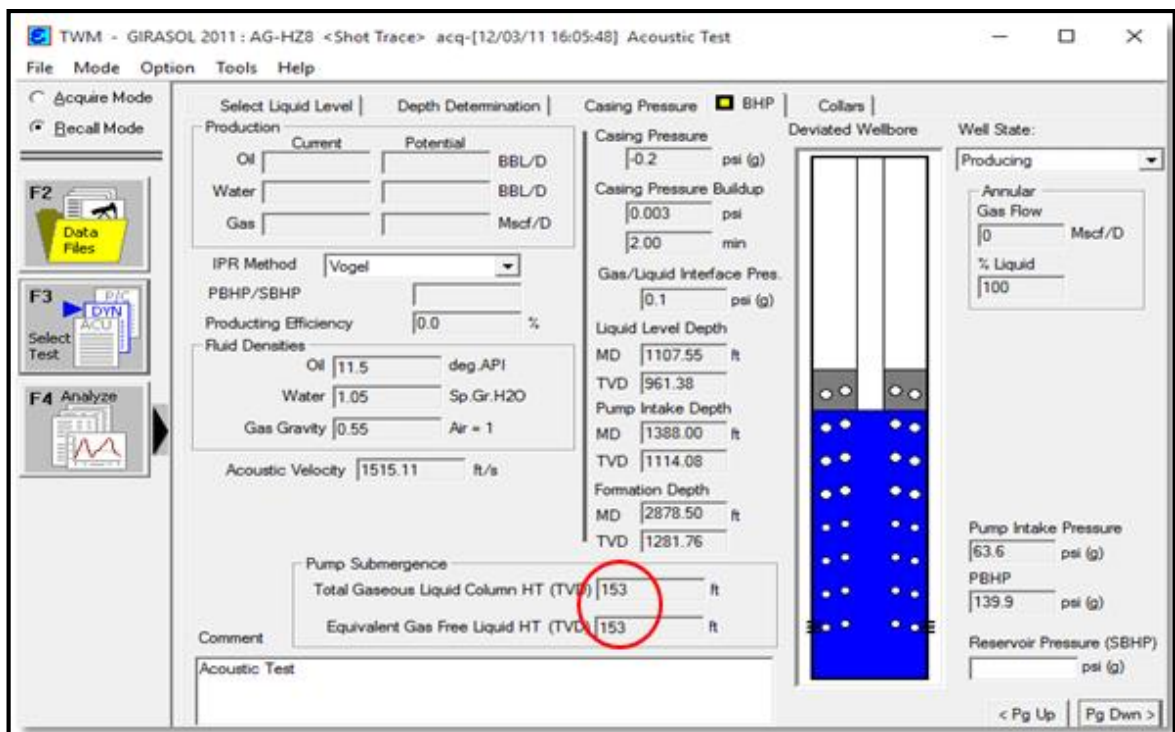
El nivel estático tiene gran importancia, debido a que este nos permite definir la profundidad a la cual se va a asentar la bomba y garantizar una sumergencia adecuada, en cambio, el nivel dinámico es importante monitorearlo a medida que se produce, ya que una producción alta y descontrolada podría disminuir el nivel de fluido en el pozo al nivel de la bomba causando daños al equipo.

Para la toma de datos de nivel de fluido, la empresa Mansarovar Energy implementó el analizador de pozos Echometer, que “es un sistema integrado para la adquisición y diagnóstico de datos en levantamiento artificial, permite al operador maximizar la producción de petróleo y gas minimizando gastos operativos, calcula presión de yacimiento, eficiencia, cargas en los equipos y desempeño del pozo, derivados de

una combinación de mediciones de presión de superficie, niveles acústicos de fluido, dinamométricos y medición de potencia.”⁴²

3.3.2.1 Pozo A. Durante la toma de datos de producción se suministraron cuatro pruebas acústicas, tres cuando la bomba corría con válvulas API y una después del cambio a bomba insertable SBP con válvulas no API. La primera corresponde a un registro tomado el 03 de diciembre de 2011, **Figura 48**, poco después de haber finalizado la inyección cíclica de vapor, por lo que el pozo estaba cargado de energía y aportaba los fluidos con asistencia mínima del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico, el registro arrojó un nivel de fluido liquido-gaseoso de 153 pies sobre la bomba, con una producción de aceite de 230.5 Bbls/d a 190 °F.

Figura 48. Prueba acústica nivel del Pozo A, válvulas API a 190 °F.

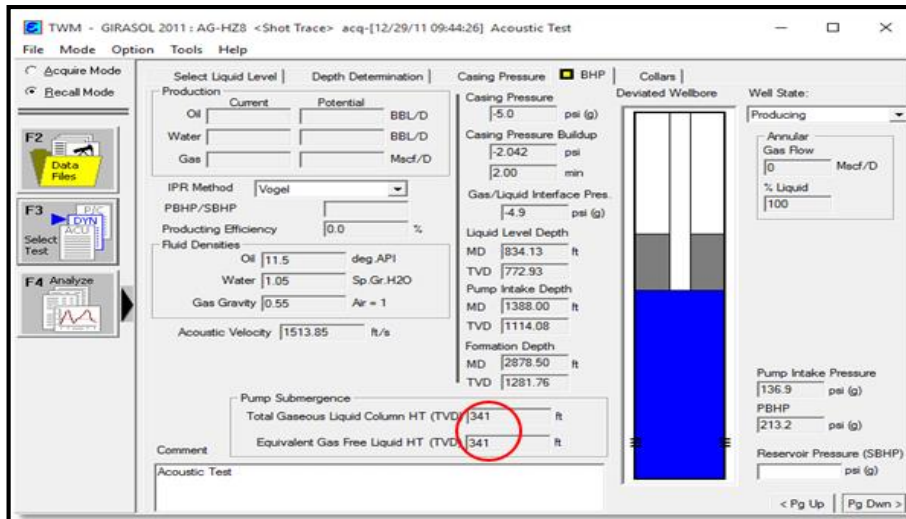


Fuente: MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

El segundo registro, tuvo lugar el 29 de diciembre de 2011 durante el evento de bloqueo por gas. En este caso la producción se vio restringida y el nivel pasó de ser dinámico a estático, aumentando su valor a 341 pies de fluido liquido-gaseoso sobre la bomba de subsuelo. **Figura 49.**

⁴² UPC Global. ECHOMETER, Descripción General. [En línea], 26 de septiembre de 2018. Disponible en internet: <http://www.upcoglobal.com/es/p/echometer/analizador-de-pozos>.

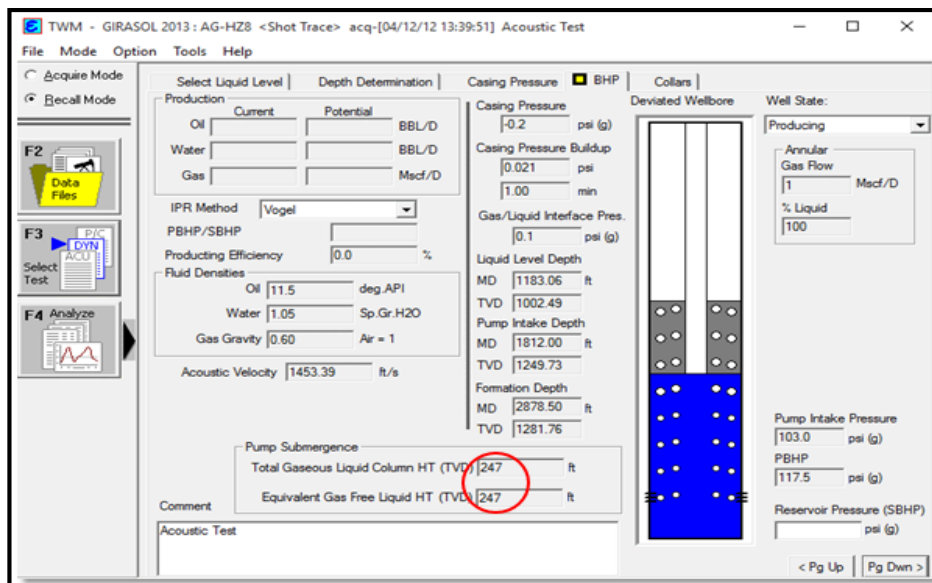
Figura 49. Prueba acústica nivel del Pozo A, válvulas API, Bloqueo por gas.



Fuente: MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

El tercer registro acústico fue tomado el 12 de abril de 2012 y obtuvo un nivel de 247 pies de fluido liquido-gaseoso sobre la bomba con una producción 21.93 Bbls/d de aceite a 90 °F. **Figura 50.**

Figura 50. Prueba acústica nivel del Pozo A, válvulas API, interferencia por gas.

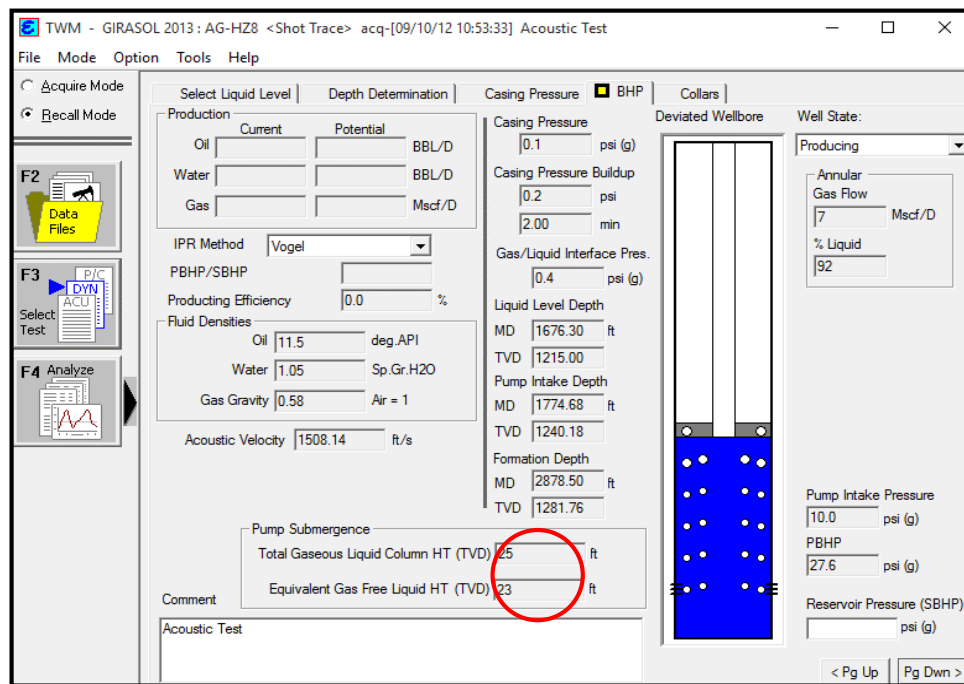


Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Finalmente, el registro de nivel tomado el 10 de septiembre de 2012 corresponde a la única prueba acústica tomada después de la implementación de Petrovalve Gas Breaker durante el ciclo de inyección evaluado, ver **Figura 51**, y se obtuvo una disminución drástica del nivel de fluido sobre la bomba arrojando un valor de 25 pies de sumergencia, relacionado con una tasa de bombeo alta de 11 SPM y una producción en superficie de 191,93 Bbls/d de aceite a 150 °F.

Este cambio en la altura de fluido sobre la bomba es tomado como un valor representativo de un aumento en la eficiencia del ciclo de bombeo y por consiguiente de producción. Sin embargo, es recomendable disminuir el SPM para evitar arriesgar bombear en seco y volver a niveles de sumergencia seguros.

Figura 51. Prueba acústica nivel del Pozo A, válvulas Petrovalve Gas Breaker.



Fuente: MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

A continuación, se encuentra el porcentaje de mejora correspondiente a la disminución de nivel sobre la bomba cuando se está produciendo con interferencia por gas en las válvulas API, (se escogió este resultado debido a que las otras pruebas correspondientes a las fechas 03 de diciembre de 2011 y 20 de diciembre de 2011 fueron tomadas durante los eventos de producción asistida por la energía inyectada en forma de vapor con aporte mínimo de la unidad de levantamiento y

durante bloqueo por gas en la cual el nivel es estático) y cuando se está produciendo con válvulas Petrovalve Gas Breaker.

Tabla 10. Porcentaje de mejora para el nivel dinámico y estático de fluido.

Parámetro	Nivel dinámico (Pies TVD)
API	247
Petrovalve	25
Incremento	-222
% Diferencia	-89,87

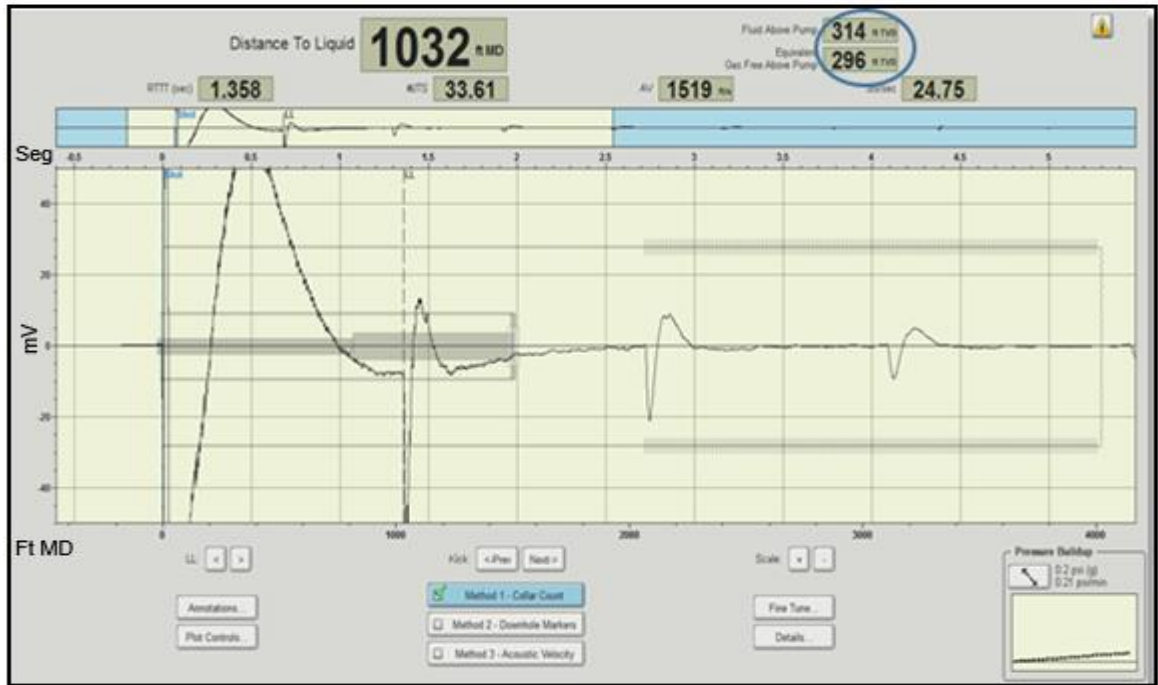
Fuente: Elaboración propia

3.3.2.2 Pozo B. La interpretación del cambio de nivel de fluido se da a una disminución en el nivel dinámico relacionado a un llenado más eficiente de la bomba, a un aumento de SPM o ambos, reflejados en un aumento de la producción. En el Pozo B, se realizaron dos pruebas de toma de nivel para evaluar la columna de fluido sobre la bomba antes y después de la implementación de válvulas guiadas antibloqueo, **Figuras 42 y 53** respectivamente.

La primera toma de datos de la prueba acústica de nivel del Pozo B con las válvulas convencionales API, arroja un nivel de fluido sobre la bomba de 314 pies (TVD) y un equivalente de gas libre sobre la misma de 296 pies (TVD). Por otro lado, el registro de nivel tomado después de la implementación de Petrovalve Gas Breaker indica un nivel de fluido sobre la bomba de 310 pies (TVD) y un equivalente en gas libre sobre la bomba de 302 pies (TVD).

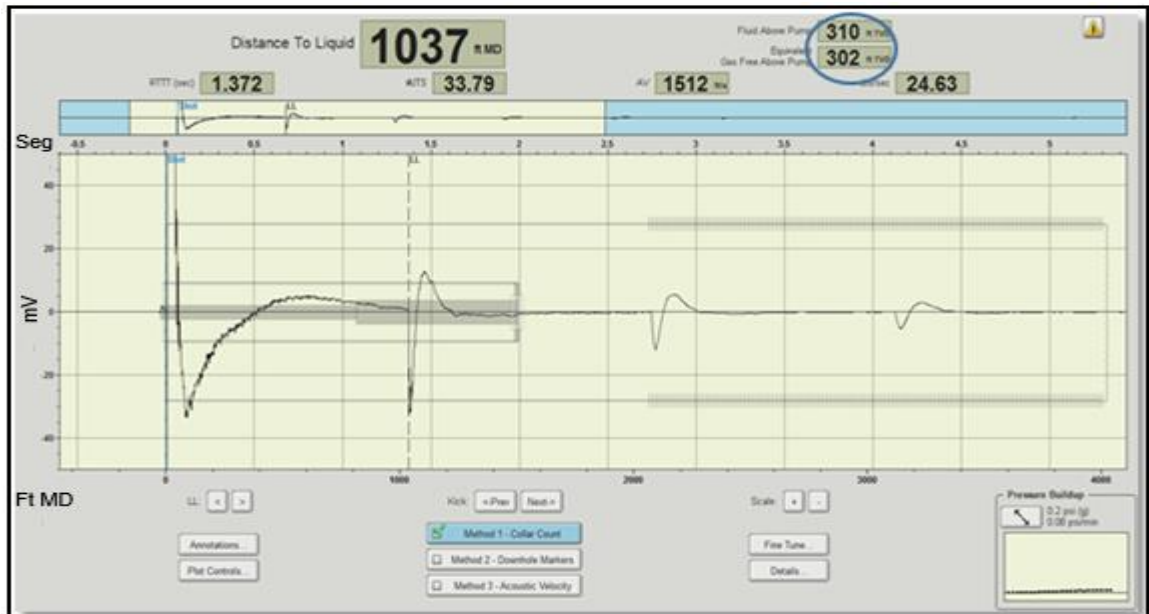
En este caso se observa que no hay un cambio de nivel significativo debido a que se pasa de un nivel sobre la bomba de 314 pies a 310 pies, que podría interpretarse de manera equivocada como una mejora nula en la producción, esto es desmentido por los datos de producción evaluados durante el análisis del criterio anterior. Para este caso, el nivel de fluido no es representativo dentro del análisis, ya que hay un empaque mecánico pegado al revestimiento y este genera un falso valor. Por lo cual antes y después del servicio de corrida de gas breaker, la sumergencia sobre la bomba es prácticamente la misma.

Figura 52. Prueba acústica nivel del Pozo B, válvulas API.



Fuente: MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

Figura 53. Prueba acústica nivel del Pozo B, válvulas guiadas Petrovalve.



Fuente: MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

3.3.3 Variación del caudal en producción, Pozos A y B. Uno de los parámetros de mayor importancia a evaluar es si efectivamente se logró un aumento en la producción comparando pruebas de producción antes y después de la implementación de Petrovalve Gas Breaker. Para realizar esta evaluación se tomarán 6 datos de producción antes y después de la implementación tanto en el Pozo A y en el Pozo B a una temperatura igual o similar.

3.3.3.1 Pozo A. En la **Tabla 11**, aparecen tabulados 21 datos de producción, 6 correspondientes a un periodo de evaluación de 1 mes y 29 días antes de la implementación de válvulas guiadas antibloqueo, donde los rangos de temperatura están entre un valor máximo de 122 °F y uno mínimo de 95 °F, el BSW cae de manera proporcional a la temperatura, y a su vez con la producción de fluido total y aceite.

El siguiente periodo de evaluación corresponde a una muestra de 15 datos de producción tomados en campo durante un periodo de 2 meses y 3 días después de la implementación de Gas Breaker posterior a un nuevo ciclo de inyección.

Debido a que en el segundo periodo de evaluación se tomaron más datos de producción en un promedio de tiempo de 2 meses, para efectos de comparación, de los 15 datos se seleccionaron 6 (datos resaltados en color verde) con las temperaturas más cercanas a los datos correspondientes al periodo de evaluación antes de la implementación, con valores máximos de 121°F y mínimo de 101 °F.

Al comparar los dos datos de producción con temperaturas máximas de ambos periodos, 122 °F y un BSW de 70% (antes) y 121 °F (después) con un BSW menor de 28%, la producción de fluido total fue mucho mayor después de bajar las válvulas Petrovalve Gas Breaker, al igual que la producción de aceite, superando en desempeño por producción a las válvulas API, por 22 Bbls/d, valor que puede estar asociado a un desempeño más eficiente de la bomba en presencia de gas.

Tabla 11. Datos de producción del Pozo A seleccionados para cálculos de caudal promedio.

Fecha Tiempo	Oil [Bbls/d]	Fluido Total [Bbls/d]	BSW [%]	Temperatura [F]	Prom. Oil [Bbls/d]	Prom. F.T[Bbls/d]
09/01/2012	36,9	123	70	122		
10/01/2012	64,5	129	50	113		
21/01/2012	63	90	30	107		
31/01/2012	72	90	20	105	57	95
21/02/2012	62,3	89	30	102		
08/03/2012	44,5	50	11	95		
Periodos de prueba antes y después a bajar gas breaker						
25/09/2012	142,56	198	28	121		
27/09/2012	146,97	207	29	108		
01/10/2012	132,06	186	29	110		
04/10/2012	136,8	171	20	131		
08/10/2012	137,46	174	21	113		
11/10/2012	89,25	119	25	112		
16/10/2012	93,48	114	18	107		
22/10/2012	56	70	20	110	88	117
25/10/2012	76	95	20	110		
28/10/2012	53,9	70	23	115		
07/11/2012	52,48	64	18	102		
13/11/2012	51,83	71	27	102		
17/11/2012	45,56	67	32	105		
19/11/2012	44,16	64	31	109		
28/11/2012	59,94	81	26	101		

Fuente: Elaboración propia con los datos de producción del Pozo A e información dada por Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Realizando el promedio de los datos se encontró que la diferencia promedio en producción de aceite es de 31 Bbls/d, y en producción total de 22 Bbls/d. Al relacionar el incremento con el valor obtenido en producción del sistema de bombeo con válvulas API, se obtuvo un porcentaje de mejora del 54,3% en producción de aceite y una mejora del 23,1% en la producción total después de implementarse válvulas Petrovalve Gas Breaker, como alternativa a la presencia de gas en la producción y una geometría desviada en el pozo.

Tabla 12. Porcentaje de mejora caudal de producción Pozo A.

Parámetro	Prom. Oil [Bbls/d]	Prom. F.T[Bbls/d]
Valor API	57	95
Valor Petrovalve	88	117
Incremento	31	22
% Diferencia	54,38	23,15

Fuente: Elaboración propia

3.3.3.2 Pozo B. Los datos para evaluar el Pozo B, corresponden a datos de producción posteriores al ciclo número doce (12) de inyección de vapor. Como se había mencionado previamente en este capítulo, únicamente en este ciclo ocurrió el evento de bloqueo por gas que se presentó durante siete días.

El periodo de evaluación del antes tiene una duración de un mes y dieciocho días, ver **Tabla 8**, en donde el primer dato fue tomado el 5 de abril del 2018, en esta fecha se tiene el pozo caliente a una temperatura de 146 °F, temperatura máxima de los datos tabulados, adicionalmente tiene un BSW de 88%, lo cual quiere decir que aún se está produciendo el vapor transformado en agua a 4 SPM, esto explica la alta tasa de producción de fluidos.

A medida que la producción continúa, el BSW disminuye progresivamente junto con la temperatura, y la producción de fluido total tiende a igualarse con la tasa de producción de aceite. Es de esperarse que la producción de aceite disminuya ligera y continuamente a medida que su viscosidad aumenta, lo que requiere reducir la velocidad de bombeo.

Para el 23 de mayo de 2018, la temperatura ha llegado a su punto mínimo en este periodo de evaluación con un valor de 113 °F, una producción total de 39 Bbls/d, 16 Bbls/d de aceite y BSW DE 60%.

Posterior a la implementación de Petrovalve Gas Breaker, el periodo de evaluación de los datos dura un mes y once días, la temperatura toma un valor máximo de 120 °F con una producción total de 43 Bbls/d, de los cuales 34 son de aceite. El BSW se mantiene relativamente constante a medida que disminuye la temperatura, pero la producción de aceite se mantiene y en algunos casos aumenta en comparación a la temperatura del periodo evaluado previamente.

Para efectos de comparación, el 29 de junio del 2018, la temperatura registrada en el pozo fue de 120 °F con un BSW de 21%, se obtuvo una producción total de 43 Bbls/d, de los cuales 34 fueron aceite. Esto comparado con el valor máximo de

temperatura del periodo de evaluación anterior, correspondiente al 5 de abril del 2018, se tuvo una producción de aceite mayor a una temperatura y velocidad menor.

Tabla 13. Porcentaje de mejora caudal de producción Pozo B.

Parámetro	Prom. Oil [Bbls/d]	Prom. F.T [Bbls/d]
Valor API	19	107
Valor Petrovalve	26	23
Incremento	7	-84
% Diferencia	36,84	-78,50

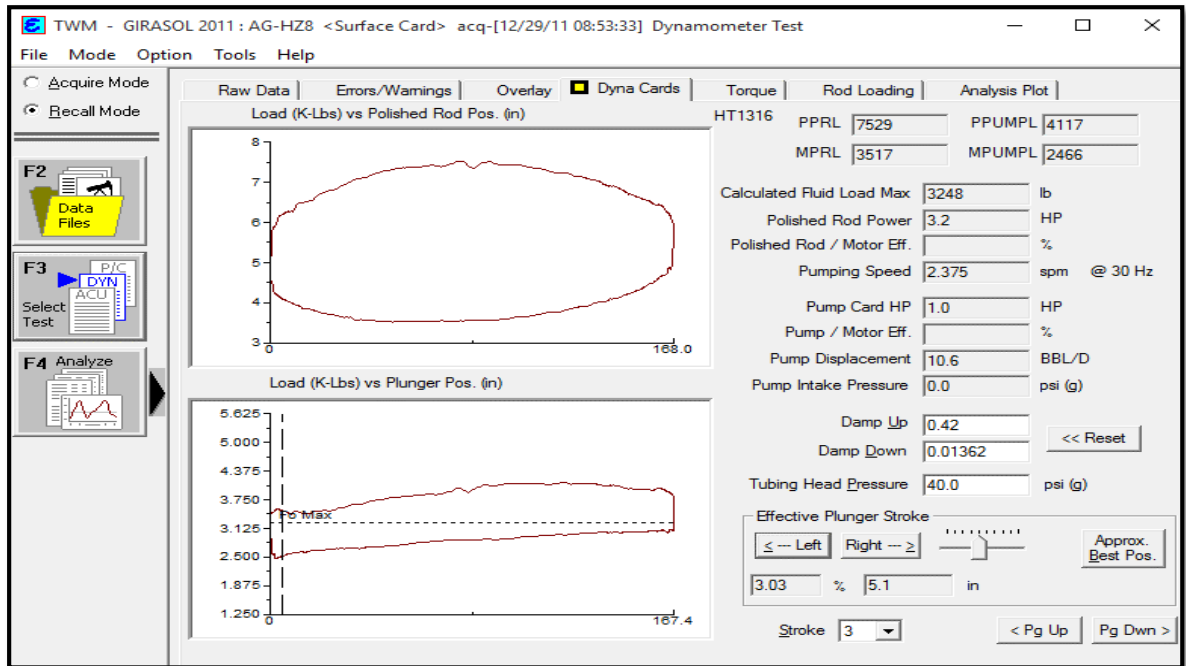
Fuente: Elaboración propia

Se realizó el promedio de los datos del antes y el después de la implementación, se encontró un incremento de 7 Bbls/d de aceite y una disminución de 84 Bbls/d en la producción total de fluido. Esto se puede traducir en un aumento del 36,8% en la producción de crudo aun cuando la producción total de fluidos cayó un 78,5%. Este comportamiento se debe a que el pozo continua enfriándose y el agua ya se produjo en fechas anteriores por lo que el BSW disminuye, para cuando se implementan las válvulas Petrovalve Gas Breaker, el BSW está en un rango de entre 20 a 15% en contraste a los datos de comparación del periodo anterior en el cual el corte de agua está en rangos del 80 al 60%, a pesar de esto, las válvulas guiadas antibloqueo demuestran su capacidad mejorada de producir aceite en frio e interferencia de gas recuperando una producción que iba en pendiente negativa.

3.3.4 Cartas dinamométricas, Pozo A y B. Observando las cartas dinamométricas mas representativas tomada durante el fenómeno de bloqueo por gas en ambos pozos, se puede observar que la forma del mismo no es aproximada a la ideal como consecuencia de la presencia de gas en el fluido, mirar **Figura 29**. CAP 2, se compararán dichas cartas y determinará si al implementar las válvulas antibloqueo se obtuvo una solución a este problema de producción.

3.3.4.1 Pozo A. En la **Figura 54**, se observa la carta dinamométrica tomada durante el periodo de no bombeo por bloqueo de gas. Se puede distinguir que la carta realiza una curva más pronunciada casi recta relacionada a un proceso de compresión más fuerte, en el cual es necesario comprimir aún más los fluidos dentro del barril intentando lograr la presión necesaria para abrir la válvula viajera, reduciendo el viaje efectivo del pistón a 5.1 pulgadas, con un llenado efectivo en la bomba 3.03%.

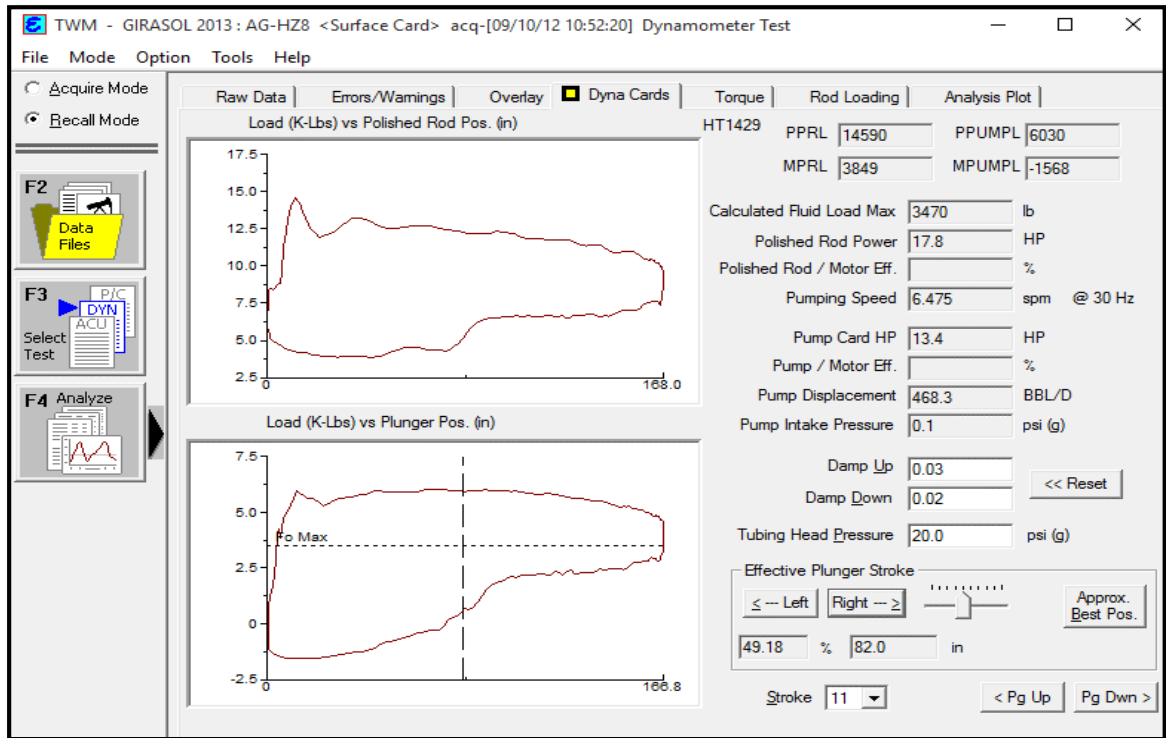
Figura 54. Carta dinamométrica Pozo A, bloqueo por gas.



Fuente: MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

El último registro dinamométrico ilustrado en la **Figura 55**, corresponde al nuevo ciclo de inyección, en el cual la bomba, trabajando con un crudo caliente a 151 F° logra un porcentaje de llenado del 49.18%, produciendo 191,33 Bbls/d de petróleo, comparando con la producción del ciclo anterior a una temperatura ligeramente mayor de 155°F en la cual se obtuvo una producción de 156,5 Bbls/d.

Figura 55. Carta dinamométrica Pozo A, válvulas Petrovalve.



Fuente: MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

A continuación, se pueden observar los datos tabulados de los resultados de eficiencia de llenado de la bomba obtenidos durante el evento de bloqueo por gas cuando se estaban usando válvulas API de 2 1/2" y después de implementada las válvulas no API para solucionar la condición de bloqueo.

Tabla 14. Porcentaje de mejora de eficiencia de llenado Pozo A.

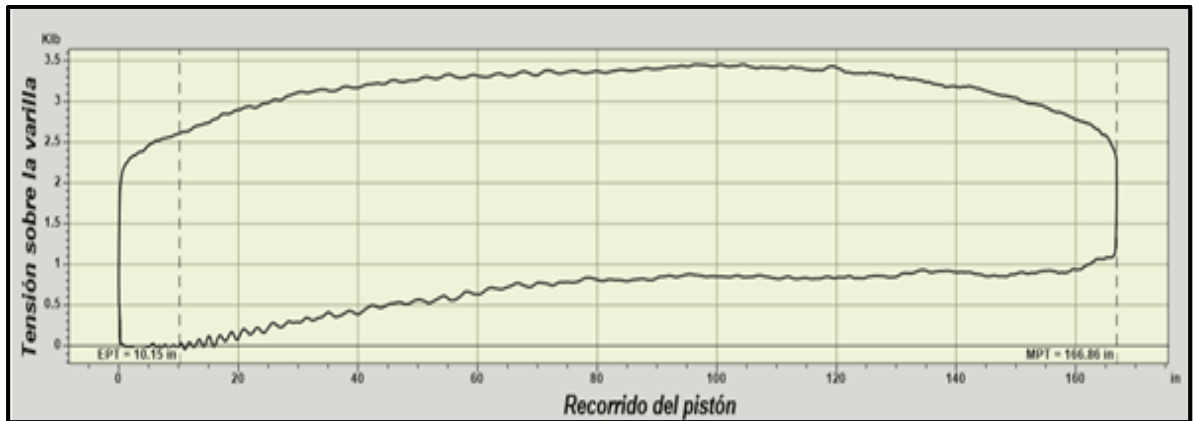
Parámetro	EPT (Pulgadas)	Eficiencia de llenado (%)
API	5,01	3,03
Petrovalve	82	49,18
% Diferencia	-	46,15

Fuente: Elaboración propia

Para la obtención del porcentaje de mejora, se realizó una diferencia entre los valores obtenidos en las cartas dinamométricas.

3.3.4.2 Pozo B. Tal como muestra la carta, en la **Figura 56**, se puede ver que el Máximo recorrido del pistón (MPT), es decir la capacidad de llenado que tiene la bomba de subsuelo, que para este caso es de 166.86 pulgadas, de las cuales, sólo 10.15 pulgadas corresponden a un recorrido efectivo en el cual la bomba se llena de fluido (EPT), que es el valor real de llenado, distinto al recorrido maximo debido a la interferencia del gas, ver **Figura 56**.

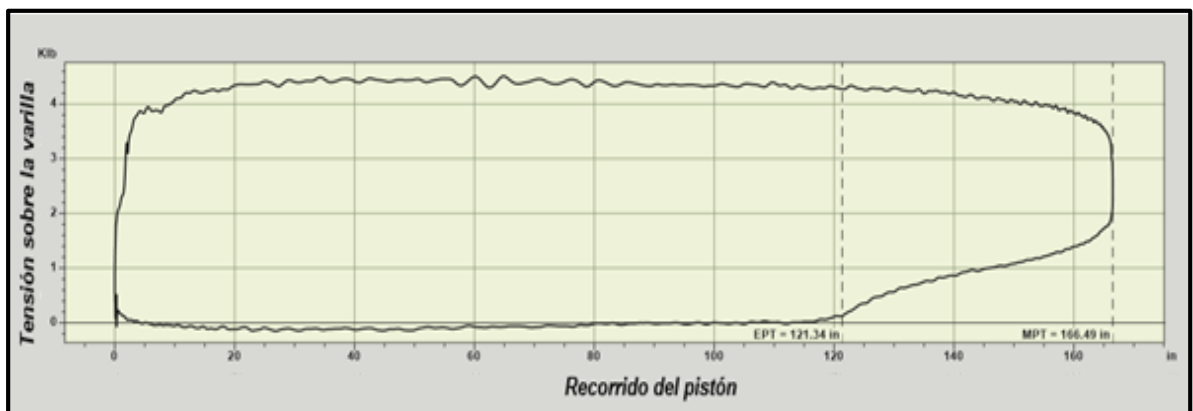
Figura 56. Carta dinamométrica Pozo B, bloqueo por gas.



Fuente: MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

Analizando la carta dinamométrica tomada después de la implementación de Petroválvulas Gas Breaker, **Figura 57**, se obtiene una mejora considerable en el EPT, ya que se logra pasar de una viaje efectivo del pistón de 10.15 a 121.34 pulgadas, que se refleja así mismo en el porcentaje de llenado que pasó de un promedio de 2% de eficiencia a 67.3%, ver **Tabla 15**.

Figura 57. Carta dinamométrica Pozo B, válvulas Petrovalve.



Fuente: MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

En la tabla contigua se presentan los datos de eficiencia de llenado tomados de las cartas dinamométricas correspondientes al evento de bloqueo por gas en el Pozo B.

Tabla 15. Porcentaje de mejora de eficiencia de llenado Pozo B.

Parámetro	EPT (Pulgadas)	Eficiencia de llenado (%)
API	10,15	2
Petrovalve	121,34	67,3
% Diferencia	-	65,3

Fuente: Elaboración propia

Se obtuvo una eficiencia de 2% durante el bloqueo con válvulas API de 2.00" y una eficiencia de llenado del 67,3% con la implementación de válvulas Petrovalve Gas Breaker de diámetro equivalente.

3.3.5 Áreas de flujo mejoradas. Una de las principales dificultades de la producción de crudos pesados es vencer las fuerzas viscosas del fluido para lograr que este se mueva a través de la bomba y la tubería, por esta razón, en los campos como Girasol que producen este tipo de aceite viscoso, se implementan métodos de estimulación térmica como la inyección cíclica de vapor, con el fin de reducir la viscosidad. Sin embargo, es inevitable que la temperatura caiga con el paso del tiempo y los fluidos retornen a sus propiedades originales, obligando a que la bomba tenga que producir los fluidos en frío por un periodo indeterminado de tiempo.

Un factor clave en el llenado eficiente de una bomba de subsuelo frente a un fluido denso y viscoso, es la restricción a la que el fluido se encuentra al pasar por un área pequeña en este caso diámetro interno del asiento de la válvula tanto fija como viajera, al igual que el área interna del barril de la bomba. Por esta razón es importante maximizar las áreas de flujo debido a que contribuye a una mejora en la eficiencia del llenado de la bomba por stroke.

En este criterio, se tomará y comparará el área interna de flujo que ofrecen las válvulas API y las válvulas Petrovalve Gas Breaker, así como el porcentaje de aumento el área de flujo dentro de cada bomba.

3.3.5.1 Pozo A. A diferencia del Pozo B, en el Pozo A, se utilizó inicialmente una bomba THM de $2 \frac{3}{4}$ de diámetro del pistón que usa válvulas de $2 \frac{1}{2}$. Las bombas THM son bombas de pared gruesa conformadas por un conjunto de barril, conjunto del pistón y las válvulas fija (instalada en la parte inferior del barril) y viajera (instalada en la parte inferior del pistón de la bomba). Sirven para extraer altas tasas

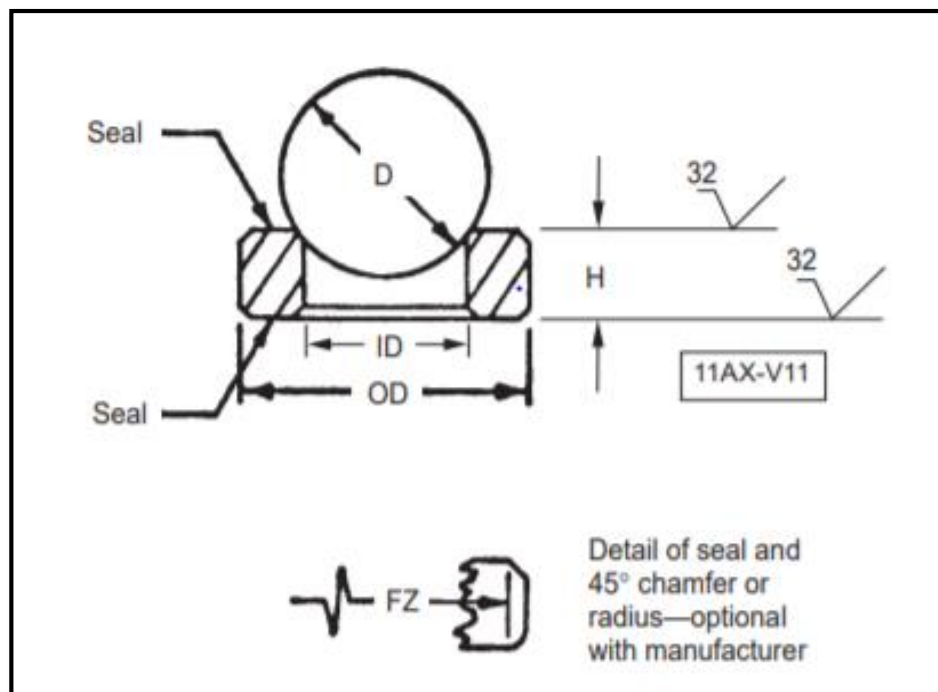
de flujo, su principal característica es que el barril hace parte de la tubería y es bajado inicialmente en punta con la tubería del pozo y el pistón es bajado con la sarta de varillas hasta que este entra al barril de la bomba a la profundidad requerida, “las ventajas de esta bomba la hacen una de las más utilizadas por los productores en pozos que no requieren frecuentes intervenciones”.

En contraste a la bomba insertable SBP, “Para cambiar el barril hay que sacar todo el tubing. No es lo más aconsejable para pozos con gas, ya que tiene un gran espacio muerto entre las válvulas debido al pescador de la válvula fija, lo que en este caso reduce la eficiencia de la bomba”.

Después de presentarse diversos inconvenientes operacionales relacionados a interferencia y bloqueo por gas, se tomó la decisión de cambiar la bomba THM 2 ¾ por una SBP de 2 ½ pulgadas con válvulas Petrovalve Gas Breaker de 2 ½ en su ensamble.

Para obtener un mejor llenado frente a un fluido viscoso, como lo es el crudo de 12 grados API, producido en el Campo Girasol, es necesario maximizar las áreas de flujo, principalmente el área interna de los asientos de las válvulas internas, así como del barril.

Figura 58. Áreas de flujo en las válvulas.



Fuente: EQUIPMENT ENGINEER LTDA.

Las medidas de la bola como del asiento para válvulas API, así como su composición están establecidas en la norma API 11AX. Las medidas correspondientes a las válvulas Petrovalve Gas Breaker, fueron tomadas con la herramienta pie de rey en el taller de la empresa Equipment Engineer Ltda.

En la **Tabla 16** se comparan las medidas para válvulas API de 2 ½” según norma API 11AX y válvulas Petrovalve Gas Breaker de 2 ½”.

Tabla 16. Diámetros válvulas de subsuelo Pozo A.

Válvula	API	D (Pulgadas)	OD (Pulgadas)	ID (Pulgadas)	Área (Pulgadas cuadradas)
API	Asiento (SV)	2 ½	2	1,31	1,34
	Asiento (TV)	2 ½	2	1,31	1,34
Petrovalve GB	Asiento (SV)	2 ½	2	1,41	1,56
	Asiento (TV)	2 ½	2	1,41	1,56

Fuente: Elaboración propia con datos de Equipment Engineer Ltda.

Tal como se comprobó más adelante con las válvulas de 2.00” en el Pozo B, se encontró que para las válvulas de 2 ½” existe un aumento en el área interna de los asientos por donde pasa el fluido.

Tabla 17. Porcentaje de aumento en válvulas fijas de 2 ½”.

Parámetro	ID (Pulgadas)	Área (Pulgadas cuadradas)
API	1,31	1,34
Petrovalve	1,41	1,56
Incremento	0,1	0,21
% Diferencia	7,63	15,84

Fuente: Elaboración propia

Para las válvulas fijas, **Tabla 17**, hubo un cambio en el diámetro interno de los asientos por donde pasa el crudo pesado de 0,1 pulgadas, que a su vez refleja un porcentaje de incremento del 15,8% en el área de flujo.

Tabla 18. Fuente: Porcentaje de aumento válvulas viajeras de 2 ½".

Parámetro	ID (Pulgadas)	Área (Pulgadas cuadradas)
API	1,31	1,34
Petrovalve	1,41	1,56
Incremento	0,1	0,21
% Diferencia	7,63	15,84

Fuente: Elaboración propia

En cuanto a la válvula viajera, **Tabla 18**, se evidenció un incremento paralelo a la válvula fija de 0,1 pulgadas y 15,8% de mejora en el área de flujo.

3.3.5.2 Pozo B. En el Pozo B, se decidió implementar originalmente una bomba SBP de 2.00 pulgadas de diámetro en el pistón, con válvulas API, que después de presentar casos de interferencia y bloqueo por gas fueron modificadas por válvulas Petrovalve Gas Breaker, manteniendo la misma bomba.

Se tomó la decisión de usar una bomba SBP ya que esta no requiere ser sacada del pozo para inyectar vapor a la formación, solo posicionarla en el by pass. Por lo que no requiere equipo de servicios para levantar la bomba y estimular el pozo con vapor, como tampoco para sentarla y reiniciar el bombeo. El proceso para posicionar la bomba pre y post inyección de vapor en los pozos solo requiere de dos operadores, dos grapas, llave apropiada y la unidad de bombeo, por esto es considerada una buena alternativa para utilizar en pozos lejanos o de difícil acceso, como los pozos horizontales con estimulación térmica presentes en el Campo Girasol.

Su diseño incorpora un accesorio en la parte superior que sella la entrada a la parte interna de la bomba cuando está en posición de recibir vapor y/o cuando el pozo se para, evitando que la arena en suspensión se deposite dentro de ella. También combina grandes áreas de flujo en pequeñas longitudes en sus jaulas fija y viajera.

La bomba SBP cuenta con metalurgia apropiada para alta temperatura y manejo de arena que le permite operar en un rango de trabajo de entre 90 a 1000 grados Fahrenheit. Sin embargo, todas estas mejoras de diseño se ven disminuidas si la bomba no tiene un llenado eficiente.

Para las válvulas de bola y asiento API y Petrovalve Gas Breaker ubicadas dentro de una bomba steam by pass de 2", las medidas de los asientos son las siguientes.

Tabla 19. Diámetros válvulas de subsuelo Pozo B.

Válvula	API	D (Pulgadas)	OD (Pulgadas)	ID (Pulgadas)	Área (Pulgadas cuadradas)
API	Asiento (SV)	2 1/4	1,72	1,06	0,88
	Asiento (TV)	2	1,478	0,96	0,72
Petrovalve GB	Asiento (SV)	2 1/4	1,72	1,125	0,99
	Asiento (TV)	2	1,478	1,03	0,83

Fuente: Elaboración propia con datos de Equipment Engineer Ltda.

En la **Tabla 19**, se puede observar que el tamaño de la válvula, así como el diámetro externo del asiento se mantienen constantes tanto para válvulas API como Petrovalve, sin embargo, se pudo verificar que existe un aumento en el área interna de los asientos por donde pasa el fluido.

Tabla 20. Porcentaje de aumento válvulas de 2 1/4".

Parámetro	ID (Pulgadas)	Área (Pulgadas cuadradas)
API	1,06	0,88
Petrovalve	1,125	0,99
Incremento	0,065	0,11
% Diferencia	6,13	12,64

Fuente: Elaboración propia

Comparando el cambio de diámetro interno del asiento en las válvulas fijas de 2 ¼ pulgadas, se observó que el incremento de diámetro fue de 0,065 pulgadas, un valor que puede parecer mínimo, pero permite obtener una optimización del área de 12,6%. Ver **Tabla 20**.

De igual manera, el cambio de diámetro interno del asiento en las válvulas viajeras de 2 pulgadas arrojó un aumento de 0,07 pulgadas, incrementando el área por donde pasa el fluido en un 15,11%, ver **Tabla 21**.

Tabla 21. Porcentaje de aumento válvulas de 2".

Parámetro	ID (Pulgadas)	Área (Pulgadas cuadradas)
API	0,96	0,72
Petrovalve	1,03	0,83
Incremento	0,07	0,11
% Diferencia	7,29	15,11

Fuente: Elaboración propia

La sumatoria del porcentaje de incremento de las áreas internas arroja una mejora total de 27% en el área de flujo a través de las válvulas Gas Breaker frente a las API, en la bomba SBP de 2 pulgadas de diámetro de pistón implementada en el Pozo B.

3.3.6 Promedio de vida útil de las válvulas API y Petrovalve Gas Breaker. El promedio de vida útil de una válvula API en el Campo Girasol antes de ser reemplazada para pozos en los que hay producción de arena, la cual se caracteriza por tener un efecto abrasivo en los equipos, es de 4 meses, sin embargo, de no presentar producción de arena como en los pozos A y B el tiempo de utilidad se puede prolongar hasta 7 a 12 meses aproximadamente.

Las válvulas Petrovalve han demostrado un aumento en el tiempo promedio de las corridas de las bombas de 2 a 6 veces su tiempo, cuando el daño está relacionado únicamente a las válvulas.

Esto se debe a la remoción del movimiento impetuoso que suele ocurrir entre la bola y asiento al abrir y cerrarse, causando desgaste en la zona de sellado. Con un movimiento controlado y de auto ajuste en su posición, durante una condición de operación normal, se espera que las válvulas Petrovalve tengan un promedio de vida útil mayor a las válvulas API.

Un factor adicional que agrega mayor durabilidad de operación a las válvulas Petrovalve, es el material estándar de fabricación de las semiesferas que están hechas en su totalidad de carburo de titanio, a diferencia de las bolas convencionales API que sólo están recubiertas por este material.

3.3.6.1 Pozo A. El inicio de la historia de producción del Pozo A se remonta al 09 de agosto de 2011. El pozo empezó produciendo con una bomba THM de 2 ¾” con válvulas API de 2 ½”, con la cual mantuvo su producción hasta 11 de junio de 2011. A partir de esta fecha se realizó un cambio a bomba SBP de 2 ½” con válvulas Petrovalve Gas Breaker, con la cual se ha mantenido trabajando el pozo hasta el último dato de producción tomado el 9 de septiembre de 2018.

En la siguiente tablas (**Tabla 22**), se encuentran tabulados las fechas de intervención a pozo mostrando los intervalos de tiempo en los cuales se realizó un cambio de bomba y su correspondiente juego de válvulas.

Tabla 22. Intervenciones a pozo por cambio de válvulas Pozo A.

Fecha-Inicio	Fecha-Fin	Duración [h]	Down time Code Level 1	Down time Code Level 2
11/06/2012 6:30:00 PM	12/06/2012 4:15:00 AM	10	WS-WELL SERVICES	CAMBIO A BOMBA SBP
29/05/2014 11:00:00 PM	30/05/2014 6:15:00 PM	19	WS-WELL SERVICES	CAMBIO DE BOMBA
21/04/2016 10:30:00 PM	22/04/2016 11:00:00 AM	13	WS-WELL SERVICES	CAMBIO DE PISTON Y VALVULA FIJA
15/12/2016 9:00:00 AM	16/12/2016 6:00:00 PM	33	WS-WELL SERVICES	CAMBIO DE BOMBA
02/05/2018 9:00:00 PM	03/05/2018 6:00:00 AM	9	WS-WELL SERVICES	CAMBIO DE BOMBA SBP

Fuente: Elaboración propia con datos proporcionados por Mansarovar Energy Ltda.

Usando las fechas de intervenciones a pozo es posible establecer la cantidad de días en los cuales estuvo en operación cada juego de válvulas ya sea API o no API y obtener un promedio de tiempo para cada una.

Tabla 23. Promedio vida útil de las válvulas en el Pozo A.

Válvulas	Días en operación	Meses en operación	No. Cambios
API	307	10,23	1
Promedio API	307	10,23	-
PGB	717	23,90	1
PGB	693	23,10	2
PGB	238	7,93	3
PGB	503	16,77	4
Promedio PGB	537,75	17,93	-

Fuente: Elaboración propia

Se encontró que las válvulas API tuvieron un funcionamiento continuó de 10,2 meses que para efectos de cálculo en capítulo de análisis financiero se redondeara

a 10 meses antes de ser reemplazadas por válvulas no API, que trabajaron de manera continua con un promedio 17,92 que al igual que el anterior valor se redondeará a 18 meses, **Tabla 23**. Al obtener el incremento de los meses de operación de válvulas Petrovalve respecto a válvulas API, se encontró un porcentaje de mejora en cuanto a vida útil de 75%, **Tabla 24**.

Tabla 24. Porcentaje de diferencia en la vida útil de las válvulas del Pozo A.

Válvulas	Días en operación	Meses en operación
Promedio API	307	10,23
Promedio PGB	537,75	17,93
Incremento	230,75	7,69
% Diferencia	75,16	75,16

Fuente: Elaboración propia

3.3.6.2 Pozo B. Para la evaluación de este criterio se tomarán en cuenta únicamente los datos de producción del Pozo A, debido a que en el Pozo B no se tienen datos suficientes para realizar una comparación efectiva de la duración de operación de las válvulas API contra Petrovalve, ya que las últimas fueron implementadas el 24 de mayo de 2018 y el último dato de producción registrado fue el 11 de agosto de 2018, mientras que el completamiento del pozo corresponde al 8 de diciembre del 2010, dando un rango de evaluación de datos muy limitado para el análisis del desempeño de la válvula Petrovalve.

3.3.7 Número de intervenciones mecánicas a pozo. Las válvulas son consideradas la parte más esencial de la bomba, ya que es la encargada de permitir el flujo desde fondo a superficie. Si se presentan fallas como lo son interferencia de gas, bloqueo por gas, desgaste de los materiales en el área de sellado, des asentamiento entre la bola y el asiento, entre otras, se puede ver afectada la continuidad de un proceso de producción constante y/o eficiente, por lo cual los operadores se ven obligados a realizar intervenciones con el fin de recuperar o mantener la producción.

La finalidad de evaluar este criterio es la de comparar dos periodos de tiempo equivalentes en el cual se haya trabajado únicamente con válvulas API y otro con válvulas Petrovalve respectivamente, para comprobar si en efecto hay una disminución con el número intervenciones a pozo.

3.3.7.1 Pozo A. Para efectos de análisis, los periodos de tiempo equivalentes a evaluar corresponden a los datos de producción durante el primer ciclo de inyección en cual la bomba trabajo con válvulas API en su totalidad y los datos de producción tomados durante el segundo ciclo de inyección en el que se implementó únicamente Petrovalve Gas Breaker y de esta manera comparar la cantidad de intervenciones de un ciclo contra otro, ver **ANEXO B**

En la **Tabla 25**, están resumidos las intervenciones a pozo presentes en cada periodo de evaluación.

Tabla 25. Intervenciones a pozo.

Fecha-Inicio	Fecha-Fin	Duración [h]	Down time Code Level 1	Down time Code Level 2	Periodo de evaluación
09/08/2011	20/09/2011	1002	WS-WELL SERVICES	INYECCION DE VAPOR CICLICA	
29/12/2011	01/01/2012	73	EW- ESPERANDO WELL SERVICE	NO BOMBEA – BLOQUEO POR GAS	
03/01/2012	03/01/2012	10	WS-WELL SERVICES	REPOSICIONAMIENTO DE TUBING	
05/01/2012	08/01/2012	69	EW- ESPERANDO WELL SERVICE	TUBERIA ROTA	1
14/03/2012	15/03/2012	30	WS-WELL SERVICES	REPOSICIONAMIENTO DE TUBING	
25/04/2012	26/04/2012	13	WS-WELL SERVICES	CAMBIO DE PISTON	
11/06/2012	12/06/2012	10	WS-WELL SERVICES	CAMBIO A BOMBA SBP	
31/07/2012	21/08/2012	513	WS-WELL SERVICES	INYECCION DE VAPOR CICLICA	2
03/03/2013	22/03/2013	456	WS-WELL SERVICES	INYECCION DE VAPOR CICLICA	

Fuente: Elaboración propia con datos proporcionados por Mansarovar Energy Ltda

Analizando el primer periodo de evaluación, en el cual se bombeaba con válvulas API, se encontró que la presencia de gas tuvo un impacto significativo en el funcionamiento del ciclo de bombeo, el cual se refleja en la producción de fluidos en superficie.

El 29 de diciembre de 2011, se presente un evento de bloqueo por gas, que se prolongó por 73 horas. Después de lograr reanudar la producción, el 03 de enero de 2012 se decide realizar un reposicionamiento de la tubería con el fin de lograr un mejor desempeño en la bomba y recuperar tasa de producción perdida que duró 10 horas. Durante el proceso de reacomodar la tubería de producción, debido a la difícil

geometría del pozo se produjo una rotura en la misma, el periodo de reparación fue de 69 horas.

La producción se estabiliza hasta que finalmente la interferencia por gas vuelve a generar disminución en la tasa de flujo a superficie, por lo que se toma la decisión reposicionar la tubería de nuevo, la operación tuvo 13 horas de duración.

Para el 25 de abril de 2012, la producción cae aceleradamente por lo que se decide realizar una inspección de la bomba y se encuentra un desgarré en el pistón por material metálico extraño, para el 26 de abril se ha reemplazado el pistón. La duración de esta intervención fue 13 horas, sin embargo, no se tomará en cuenta como una intervención en el periodo de evaluación ya que la falla no está relacionada de ninguna manera con el funcionamiento de las válvulas API. Finalmente, el 11 de junio de 2016 se decide implementar una nueva bomba con juego de válvulas API, el cambio se realizó en 10 horas.

Para el segundo periodo de evaluación en el que se trabajó con válvulas Petrovalve Gas Breaker se tiene una fecha de inicio del 31 de julio de 2012 y una fecha de finalización del 3 de marzo de 2013 donde empieza el tercer ciclo de inyección. La producción se mantuvo constante dentro de parámetros aceptables, no se realizaron intervenciones a pozo durante los 215 días de duración de este ciclo.

Los datos mencionados anteriormente son tabulados en la **Tabla 26**.

Tabla 26. Comparación intervenciones a pozo, del Pozo A.

Primer periodo de evaluación				
Fecha	Evento	No. Días	No. Intervenciones	No. Horas
9/08/2011	Inició	307	4	192
11/06/2012	Fin			
Segundo periodo de evaluación				
31/07/2012	Inició	215	0	0
3/03/2013	Fin			

Fuente: Elaboración propia

Observando los datos recopilados, se pudo concluir que hubo una mejora del 100% en cuanto a intervenciones relacionadas a problemas en la bomba de subsuelo. La comparación económica se desarrollará y justificará más adelante en un capítulo dedicado al análisis financiero.

3.3.7.2 Pozo B. Por las razones mencionadas en el criterio inmediatamente anterior, se utilizarán únicamente los datos históricos de producción del Pozo A para la evaluación de este parámetro.

3.3.8 Costos de inversión juego de válvulas. Aunque se va a analizar este factor de una manera más detallada en el capítulo financiero, es importante realizar una comparación de los precios de una válvula API de un diámetro determinado contra el precio de la misma válvula con diseño mejorado Petrovalve Gas Breaker, ya que el costo de inversión es un factor determinante a la hora de considerarla como una posible alternativa de solución a los problemas existentes en la producción de pozos horizontales con presencia de gas.

Es de vital importancia recalcar que, a la hora de realizarse una intervención a pozo para cambiar válvulas, realmente se hace un cambio de la bomba completa, la cual se envía a inspección o reparación al igual que las válvulas en su interior. Por consiguiente, el precio total de comparación debe incluir el precio unitario de cada bomba más el juego de válvulas API o no API y sus correspondientes accesorios.

A continuación, en la **Tabla 27**, se encuentran los valores unitarios de las bombas, juegos de válvulas y accesorios, implementadas en ambos pozos. Los precios fueron suministrados por la empresa Equipment Engineer Ltda, que tiene la representación legal de distribución de válvulas Petrovalve Gas Breaker en Colombia.

Tabla 27. Comparación precios de bomba con válvulas y accesorios.

Bomba	Precio (USD)	Válvulas API + accesorios (USD)	Precio total API (USD)	Válvulas PGB + accesorios (USD)	Precio Total PGB
25-200 RWAM 18 – 2 – 6 HTS Steam By Pass. HTS (Hollow Two Stage)	2993	487	3480	3600	6593
30 – 250 RWAM 20 – 2 – 6 HTS Steam By Pass	4580	1260	5840	5200	9780
30 – 275 THM 20 – 2 – 2 – 0	3942	1378	5320	5200	10520

Fuente: Elaboración propia con datos de Equipment Engineer Ltda

3.3.8.1 Pozo A. En el Pozo A. Se trabajaba inicialmente con una bomba THM de 2 $\frac{3}{4}$ con válvulas de 2 $\frac{1}{2}$ ", la cual fue sustituida por una bomba SBP de 2 $\frac{1}{2}$ accionada por válvulas Petrovalve Gas Breaker de 2 $\frac{1}{2}$ ".

Tabla 28. Porcentaje de incremento en costos de inversión Pozo A.

Bomba	Válvulas accesorios	y	Precio Total (USD)
30 – 275 THM 20 – 2 – 2 – 0	API		5320
30 – 250 RWAM 20 – 2 – 6 HTS Steam By Pass	PBG		9780
Incremento	-		4460
% Diferencia en la inversión	-		83,83

Fuente: Elaboración propia

Al realizar una comparación similar a la hecha en el Pozo B en la **Tabla 28**, se obtuvo un aumento en el costo de la bomba con válvulas No API de USD 4460, reflejada en un incremento del 83,83% en la inversión por cambio de bomba.

3.3.8.2 Pozo B. En el Pozo B se tenía implementada inicialmente una bomba SBP de dos etapas de 2.00 pulgadas de diámetro de pistón con válvula fija API de 2 ¼” y de válvula viajera API de 2”, que fue reemplazada por otra SBP de igual diámetro con válvulas Petrovalve Gas Breaker de tamaño equivalente, para corregir el evento de bloqueo por gas. En la siguiente tabla, se realiza una comparación de inversión inicial de las dos bombas SBP de 2” con válvulas API y no API.

Tabla 29. Porcentaje de incremento en costos de inversión Pozo B.

Bomba	Válvulas accesorios	y	Precio Total (USD)
25-200 RWAM 18 – 2 – 6 HTS Steam By Pass. HTS (Hollow Two Stage)	API		3480
25-200 RWAM 18 – 2 – 6 HTS Steam By Pass. HTS (Hollow Two Stage)	Petrovalve GB		6593
Incremento	-		3113
% Diferencia en la inversión	-		89,45

Fuente: Elaboración propia

Comparando los precios totales de implementación de la bomba SBP de 2.00 pulgadas con sus respectivos juegos de válvulas API y Petrovalve Gas Breaker, se encontró un aumento USD 3113, traducido en un incremento de la inversión por cambio de bomba del 89,4%. Ver **Tabla 29**.

3.3.9 Caudal teórico. Uno de los criterios que relaciona la producción de fluido con la velocidad de bombeo es el caudal teórico. Este criterio técnico se obtiene a partir del despeje en la **ecuación 2**, en donde se relaciona el caudal (Q), que para este caso sería teórico, con la eficiencia volumétrica de la bomba (Ev), tomada de la carta dinamométrica del pozo y el desplazamiento del pistón (DP) definido por la **ecuación 3**.

Ecuación 2. Eficiencia volumétrica.

$$Ev = \frac{Q}{DP} \rightarrow Q = DP * Ev$$

Fuente: Hernández, Jose, et al. Turbo máquinas Hidráulicas. Calvo, Federico. Mexico. Enero 2012. 25 p.

Ecuación 3. Desplazamiento del pistón.

$$DP = \frac{A * M * S * N}{231} \rightarrow DP = K * S * N$$

Fuente: Hernández, Jose, et al. Turbo máquinas Hidráulicas. Calvo, Federico. Mexico. Enero 2012. 25 p.

En donde:

- A = área del pistón
- M = número de pistones
- K= contante
- S= longitud máxima de carrera (in)
- N = velocidad de bombeo (spm)

Para efecto de cálculo y por los datos proporcionados por la empresa Equipment Engineer Ltda. Se toma K como la constante que relación el área, el número de émbolos y el valor de estandarización de unidades para obtener el caudal en barriles de fluido por día. Por lo que al remplazar la **ecuación 2** se obtiene que el caudal es igual a (Ver **ecuación 4**):

Ecuación 4. Caudal teórico.

$$Q = Ev * K * S * N$$

Fuente: Hernández, Jose, et al. Turbo máquinas Hidráulicas. Calvo, Federico. México. Enero 2012. 25 p. Modificada por los autores.

Este criterio técnico será evaluado únicamente en el Pozo B, dado que el Pozo A no cuenta con datos de velocidad de bombeo, cabe mencionar que este criterio no se tomará en cuenta dentro de la matriz comparativa, ya que es un dato netamente teórico.

Según la carta dinamométrica del 22 de mayo de 2018, ver **figura 56**, en donde el pozo funcionaba con válvulas convencionales API, se tiene una carrera máxima de 166.86 in y una carrera efectiva de 10.15 in logrando una eficiencia de llenado del 6 %, adicionalmente para esa fecha se toma una velocidad de bombeo promedio de 3 spm, ver **tabla 8**. Finalmente la constante corresponde a unos datos tabulados y dados por la empresa, de acuerdo al tamaño de la bomba, que para este caso es de 0.467. Reemplazando estos valores en la **ecuación 4**, se obtiene:

$$Q = 6\% * 0.467 * 166.86 \text{ in} * 3 \text{ spm} = 9.35 \text{ bfpd}$$

Caso contrario al 29 de junio de 2018, en donde el Pozo B cuenta con válvulas guiadas Petrovalve a una eficiencia de 72.88% con longitudes de carrera máxima de 166.49 in y efectiva de 121.34 a 2 spm, ver **figura 57**. en este caso la constante se mantiene, ya que la bomba es del mismo tamaño.

$$Q = 72.88\% * 0.467 * 166.49 \text{ in} * 2 \text{ spm} = 113.33 \text{ bfpd}$$

Realizando la comparación de estos dos datos de caudal teórico, se obtiene un porcentaje de mejora de 1112% en barriles de fluido por día.

4. MATRIZ COMPARATIVA DE RESULTADOS

Para realizar una comparación efectiva de mejora o disminución de eficiencia entre dos objetos de estudio como lo son el desempeño técnico en las válvulas Petrovalve Gas Breaker frente a las válvulas convencionales API, se decidió implementar el uso de una matriz que nos permita contrastar parámetros puntuales como lo son los criterios técnicos evaluados de ambas herramientas en los pozos A y B. Debido a que la finalidad de este estudio es comprobar las mejoras de diseño de las válvulas Petrovalve Gas Breaker, fue necesario tomar los datos históricos de producción de dos pozos en los cuales se tuviera una geometría desviada y con producción de gas.

Una vez seleccionados los diez criterios técnicos a evaluar, mencionados en el capítulo anterior, es necesario obtener el porcentaje de mejora en cada uno de los criterios comparando los resultados del antes y el después, a partir de esto se obtiene el incremento entre cada parámetro, y a continuación es necesario dividir el incremento por el valor inicial (API) multiplicando por cien y así obtener el porcentaje de mejora.

La Matriz se subdivide en dos Matrices, una para el Pozo A y otra para el Pozo B, ya que, hay criterios que se pueden evaluar en un pozo mientras que en el otro no, de esta manera se logra evaluar de manera más completa el desempeño de la válvula no API.

Para la matriz comparativa de cada pozo, se contrastará el porcentaje de mejora de la válvula No API encontrada en la matriz original contra la válvula API a la cual se le dará un valor inicial de cien por ciento de eficiencia ya que es el sistema que se ha implementado originalmente en el campo, de esta manera se podrá cuantificar de manera acertada que tanto mejora o empeora el desempeño de la válvula Petrovalve Gas Breaker en los distintos criterios evaluados.

$$Puntaje\ API = 1 = 100\%$$

$$Puntaje\ Petrovalve = 1 \pm \% \text{ de mejora en cada criterio}$$

Finalmente se realizará una sumatoria para obtener el total de mejora en el desempeño del diseño de válvula Petrovalve Gas Breaker sobre el diseño de las válvulas convencionales API usando las **Ecuación 5** y la **Ecuación 6**.

Ecuación 5. Puntaje API.

$$TOTAL\ API = \sum Puntaje\ API\ en\ cada\ criterio$$

Fuente: elaboración propia.

Ecuación 6. Puntaje Petrovalve.

$$TOTAL\ Petrovalve = \sum Puntaje\ Petrovalve\ en\ cada\ criterio$$

Fuente: elaboración propia.

4.1 CUERPO DE LA MATRIZ

En la matriz de comparación original, se observa cada criterio técnico con sus unidades correspondientes siendo contrastados en el antes (API) y el después (Petrovalve), y obteniendo el porcentaje de mejora de cada criterio para cada pozo.

Para la velocidad de bombeo se toman los valores promedios de SPM y se evalúa la mejora respecto a la disminución de este valor, ya que a menor SPM, menor es el gasto de energía y mayor longevidad de los equipos, adicionalmente se tiene en cuenta el aumento en la producción de crudo con una velocidad más baja respecto a la producción con válvulas convencionales API.

Numéricamente este resultado es negativo, pero como se mencionó anteriormente el objetivo es disminuir la tasa de bombeo manteniendo una tasa de producción estable, pero no menor a la anterior, por esta razón se tomará el valor absoluto de este resultado, demostrando así la mejora en cuanto a reducción de la velocidad de bombeo. Lo mismo ocurre con el porcentaje de mejora del cambio en el nivel estático y dinámico, ya que se obtiene un nivel en pies de fluido menor a la inicial cuando la bomba está produciendo, que hace referencia a un llenado más eficiente de la misma, que es el escenario ideal, por consiguiente, se toma el valor absoluto del resultado.

Los resultados en los que se obtiene un porcentaje de mejora negativo frente a un escenario ideal se hace referencia a una disminución en la eficiencia una vez se han implementado los cambios, por esta razón se presenta el resultado sin alterar el signo, como ocurre en los criterios de producción de fluido total promedio y costos de inversión.

Tabla 30. Matriz comparativa válvulas API vs Petrovalve.

Criterios técnicos	Unidad	Pozo	API	Petrovalve	% Diferencia
Velocidad de bombeo	SPM	Pozo B	3	2	33%
Cambio en el nivel dinámico y estático	TVD (Pies)	Pozo A	247	25	90%
Producción de fluido total promedio	BFPD	Pozo A	95	117	23%
		Pozo B	107	23	-79%
Producción de aceite promedio	BOPD	Pozo A	57	88	54%
		Pozo B	19	26	37%
Eficiencia de llenado (cartas dinámicas)	%	Pozo A	0.0303	0.4918	46%
		Pozo B	0.02	0.673	65%
Áreas de flujo Válvula fija	in2	Pozo A	1.3478	1.5614	16%
		Pozo B	0.8824	0.994	13%
Áreas de flujo Válvula viajera	in2	Pozo A	1.3478	1.5614	16%
		Pozo B	0.7238	0.8332	15%
Vida útil	Meses	Pozo A	11.13	17.92	75%
Intervenciones a pozo	Número	Pozo A	4	0	100%
	Horas	Pozo A	192	0	100%
Costos de inversión	USD	Pozo A	5320	9780	-84%
		Pozo B	3480	6593	-89%

Fuente: elaboración propia.

4.2 MATRIZ APLICADA POZO A

En la matriz comparativa del Pozo A, se siguió el mismo principio mencionado anteriormente en el cual se le otorgaba un puntaje de 1 a todos los criterios evaluados en válvulas API que hace referencia a un desempeño del 100% ya que es el tipo de válvula estándar usado en la industria y que estaba implementado originalmente en el pozo, y un puntaje menor, igual o mayor a Petrovalve haciendo referencia al valor agregado de mejora o disminución en la eficiencia frente al desempeño de válvulas convencionales en cada criterio.

Para el primer criterio evaluado, cambio de nivel, se observó que, al producir con interferencia de gas, la bomba tenía un llenado menor, en contraste a los resultados obtenidos después de realizado el cambio a Petrovalve Gas Breaker gracias a la acción del vástago que asegura la apertura de la válvula viajera en cada stroke, que permitiendo un llenado de la bomba más eficiente eliminando la interferencia, y por consiguiente una disminución del nivel sobre la bomba relacionado a un aumento en la tasa de producción, traducido en un porcentaje de mejora de 90% sobre el desempeño que se tenía con válvulas API, por esta razón su puntaje es de 1.9.

Tabla 31. Matriz comparativa válvulas API vs Petrovalve Pozo.

Pozo A		
Criterios técnicos	Puntaje API	Puntaje Petrovalve
Cambio en el nivel dinámico y estático	1	1.9
Producción de fluido total promedio	1	1.23
Producción de aceite promedio	1	1.54
Eficiencia de llenado (cartas dinamométricas)	1	1.46
Áreas de flujo Válvula fija	1	1.16
Áreas de flujo Válvula viajera	1	1.16
Vida útil	1	1.75
Intervenciones a pozo	1	2
Costos de inversión	1	0.16
TOTAL	9	12.36

Fuente: elaboración propia.

En esta ocasión se tenía una amplia gama de datos que permitió evaluar criterios que no se pudieron analizar en el Pozo B. Como lo son vida útil en la cual se encontró que las válvulas guiadas antibloqueo tienen un aumento del 75% sobre las válvulas API y el número de intervenciones a Pozo Bntes y después de la implementación paso de 4 a 0 por lo que se obtuvo una mejora del 100% dando un puntaje de 2 sobre 1 para Petrovalve.

También se observó que la producción de fluido total de promedio aumentó en 23% obteniendo un puntaje de 1.23 en contraste a la disminución presentada en el Pozo B, esto debido a que se logró comparar datos equivalentes de producción del antes y el después en el cual se usaron temperaturas como punto de referencia y porcentajes de BSW similares, en la que se comprobó que comparando datos en condiciones análogas de temperatura en el fluido hay una mejora significativa.

En cuanto a producción de aceite promedio, también se logró mantener y mejorar la producción diaria en un 54%, dando un puntaje a Petrovalve de 1.54 sobre 1 otorgado a API. Haciendo referencia a la eficiencia de llenado plasmado en las cartas dinamométricas, hubo una mejora en el llenado al eliminarse el evento de bloqueo por gas, de 46%, por lo que el total de puntaje para Petrovalve refleja un 1.46 sobre 1 de API.

Comparando las áreas de flujo optimizadas que ofrece el diseño de las válvulas Petrovalve, se halló una mejora de 16%, obteniendo un puntaje de 1.16 tanto en Áreas de flujo en válvula fija como viajera.

Finalmente, el resultado de las sumatorias de los puntajes de cada criterio indica que las válvulas Petrovalve Gas Breaker tuvieron un desempeño superior en cada criterio técnico evaluado a excepción de la comparación en los costos de inversión, en la que la válvula API aparenta ser más económica, pero se demostrará más adelante, que, evaluadas en un periodo de tiempo, es más rentable implementar la tecnología Petrovalve.

4.3 MATRIZ APLICADA POZO B

En la matriz comparativa del Pozo B, se puede observar que hay una mejora del 33% en cuando velocidad de bombeo al implementar el cambio a válvulas no API, por esta razón el puntaje obtenido en Petrovalve refleja un valor de 1.33 que hace referencia a un desempeño de 130% de eficiencia, es decir presenta un valor agregado de 0.33 de mejora obtenido en la matriz original sobre el puntaje de 100% otorgado a las válvulas API. Sin embargo, para producción de fluido total promedio se encontró una disminución de 79% después de la implementación, por consiguiente, el puntaje Petrovalve es de 0.21 frente a 1 del puntaje API.

Observando el porcentaje de mejora de aceite para el Pozo B, encontrando que después del cambio de válvulas, pese a que disminuyó la producción total de fluidos compuesta por barriles de aceite y agua, la tasa de producción diaria de aceite se mantuvo y aumentó en un 37%, por esta razón el puntaje obtenido para Petrovalve es de 1.37 haciendo referencia a ese 37% de valor agregado sobre el 100% de eficiencia otorgado a las válvulas API en cada criterio. De igual manera la eficiencia de llenado comprobado por las cartas dinámicas, nos indica que el llenado de la bomba mejora en un 65% después de la implementación, obteniendo así un puntaje de 1.65 para Petrovalve, contra 1 de API.

En cuanto áreas de flujo mejoradas, cruciales a la hora de producir crudo pesado cuando la temperatura del pozo está cayendo y el fluido está retornando a sus características originales, las válvulas Petrovalve demostraron un incremento del 13% en la válvula fija y 15% para la válvula viajera sobre las válvulas API, por esta razón sus puntajes fueron de 1.13 y 1.15 respectivamente para Petrovalve sobre 1 de API. Evaluando el criterio de costos de inversión, se puede confirmar que es donde se presenta la principal desventaja del cambio de válvulas, debido a que se obtiene un porcentaje de mejora negativo de -89%, otorgando una puntuación de 0.11 para Petrovalve frente a un 1 en puntuación para API.

Finalmente se realiza una sumatoria de los puntajes para cada criterio en ambos tipos de válvulas, para obtener el resultado final, indicando un total de 7 para válvulas API y un total de 6.95 de Petrovalve, en cuanto a desempeño para el Pozo B.

Tabla 32. Matriz comparativa válvulas API vs Petrovalve Pozo B.

Pozo B		
Criterios técnicos	Puntaje API	Puntaje Petrovalve
Velocidad de bombeo	1	1.33
Producción de fluido total promedio	1	0.21
Producción de aceite promedio	1	1.37
Eficiencia de llenado (cartas dinamométricas)	1	1.65
Áreas de flujo Válvula fija	1	1.13
Áreas de flujo Válvula viajera	1	1.15
Costos de inversión	1	0.11
TOTAL	7	6.95

Fuente: elaboración propia.

Aunque se obtuvo un puntaje ligeramente menor del desempeño de Petrovalve frente al desempeño de las válvulas API, es de importancia mencionar que el resultado encontrado en la producción de fluido total promedio, tiene una justificación relacionada a que los datos de producción total de fluido promedio que fueron tomados antes de la implementación, tenían un BSW que estaba entre un rango de 80 a 40% por lo que había una alta producción de agua diaria cuando el pozo estaba en rangos de temperatura de 146°F a 113°F, mientras que los datos de producción total de fluidos promedio tomados después de la implementación contaban con un BSW promedio de 20% cuando el pozo estaba en una temperatura de 121°F a 104 °F por lo que no había tanta producción de agua, lo que disminuía la producción total. Sin embargo, se logró mantener y mejorar la producción de aceite pese a que se estaba trabajando a temperaturas menores.

De igual manera hay criterios importantes que no pudieron ser evaluados en este pozo que si están presentes en la matriz comparativa del Pozo A que tuvieron un impacto significativo en el resultado de la sumatoria, como se comprobó anteriormente.

5. ANÁLISIS FINANCIERO

La compañía operadora Mansarovar Energy Colombia Ltd., tiene un gran desafío en la producción de los crudos pesados debido a las características del yacimiento y del crudo presente en el Campo Girasol. Para enfrentar esta condición el campo cuenta con la estimulación de inyección cíclica de vapor y el apoyo del sistema de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, aun así, se han presentado diversos problemas en las bombas de subsuelo entre ellos la producción de gas, es por esto que se hace necesario mejorar la tecnología de la bomba de fondo en los pozos, solución que es aportada por la empresa Equipment Engineer Ltda al presentar las válvulas guiadas Petrovalve Gas Breaker.

En los capítulos anteriores se han evaluado los cambios que se presentan en los Pozos A y B tras la implementación de las valvas guiadas Petrovalve Gas Breaker. Uno de los criterios evaluados fue el costo inicial de las válvulas, que evidenció una desventaja en términos económicos respecto a las válvulas convencionales API, por su elevado costo. Este capítulo está dedicado a evaluar la viabilidad financiera del cambio de válvulas, relacionando el costo de implementación de la bomba con válvulas guiadas, la vida útil de estas y evitando el costo que genera la producción diferida. Dando así cumplimiento al último objetivo específico del proyecto.

La evaluación financiera del proyecto se hará mediante los indicadores de Valor Presente Neto (VPN) y Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE), adicionalmente para la evaluación se utilizará como unidad monetaria el dólar americano (USD). Los parámetros requeridos para la elaboración del flujo de caja y la aplicación en los indicadores financieros serán analizados y especificados a lo largo del capítulo.

5.1 TIEMPO DE EVALUACIÓN DEL PROYECTO

Las válvulas de subsuelo para bombeo mecánico que se van a evaluar tienen una duración de funcionamiento diferente, como se mencionó anteriormente. Para efectos de estudio, en este caso se decide tener en cuenta la vida útil de válvulas del Pozo A, ya que en este se tiene reportes de la fecha de cambio de la bomba de subsuelo con ambas válvulas, se encontró que la vida útil de la bomba de subsuelo con válvulas convencionales API tuvo una durabilidad de 10 meses y que el promedio de vida útil de la bomba con válvulas guiadas Petrovalve gas Breaker fue de 18 meses. Estos valores fueron consultados con las empresas Equipment Engineer Ltda. y Mansarovar Energy Colombia Ltd para determinar la confiabilidad de los datos evaluados respecto a si se presentaban generalmente en las bombas de fondo, respuesta que fue afirmativa.

Dado que la comparación se va a realizar entre dos elementos con vida útil diferente, para efectos del proyecto se decide que se evaluara en un periodo de 90 meses, ya que este es el Mínimo Común Múltiplo (MCM) entre el tiempo de operación de ambas válvulas.

5.2 VALORES DE REFERENCIA

Existen dos valores de referencia que se deben tener en cuenta para el proyecto, el precio del crudo, que para Colombia se tiene como marca de referencia el Brent y la Tasa Interna de Oportunidad (TIO).

Dado que el precio del crudo varía radicalmente en el tiempo de acuerdo con diversos factores se decide tener en cuenta 3 valores diferentes. El primero de estos es el valor más bajo para el Brent desde el año 2011 (fecha de inicio de producción de los pozos A y B) hasta el año 2018, que fue de 27.88 USD, esto se toma con el fin de representar el peor escenario de ocurrencia del proyecto el segundo valor hace referencia a un escenario medio con un valor de 50 USD, tomado del rango promedio del precio del Brent. Finalmente se da un valor de 80 USD que representaría el mejor escenario de ocurrencia en el precio del indicador.

La Tasa Interna de Oportunidad (TIO), es la tasa de interés equivalente al beneficio que deja una inversión, está determinada por cada empresa que se mantiene en un rango según el sector industrial en donde se va a aplicar el proyecto. Para la industria petrolera y específicamente para Mansarovar Energy Ltda. se utiliza una tasa anual del 13% para todos los proyectos de inversión. Para el cálculo de los indicadores de VPN y CAUE de este proyecto la tasa se expresa en un 1.083% mensual.

5.3 ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

El CAPEX (Gastos de capital, Capital Expenditures), es la cantidad monetaria por invertir en equipos y bienes a la hora de iniciar un proyecto, dicha inversión se realiza con el fin de conservar o incrementar la producción de un servicio o producto particular.

Para este proyecto se plantean como costos de inversión inicial la diferencia del valor monetario entre la implementación de las válvulas convencionales API y las Válvulas Guiadas Petrovalve, ya que, la bomba de subsuelo se debe implementar sin importar cuáles sean sus accesorios y el objetivo es identificar cuáles son las ventajas económicas respecto a la bomba de subsuelo con válvulas no API, se busca cuánto más le cuesta a la empresa implementar dicha bomba respecto al costo normal de inversión.

En la **Tabla 33**, se muestra los valores de las bombas de subsuelo antes y después de la implementación de cada pozo. Adicionalmente se calcula la diferencia monetaria de estas según el pozo en el que se encuentran.

Tabla 33.Costos de implementación.

Pozo	Bomba	Unidad	Valor
A	SBP con válvulas API de 2"	USD	3480
	SBP con válvulas Petrovalve de 2"	USD	6600
	Diferencia	USD	3120
B	THM con válvulas API de 2.5"	USD	5320
	SBP con Petrovalve de 2.5"	USD	9780
	Diferencia	USD	4460

Fuente: elaboración propia.

5.4 ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

El OPEX (Operating Expense o Gastos de Capital), es el costo monetario de inversión utilizado para mantener en funcionamiento un producto o servicio, es decir los costos asociados en un periodo de tiempo para la operación.

Como se mencionó anteriormente, el proyecto será evaluado en un periodo de 90 meses, tiempo en el cual es necesario cambiar periódicamente las válvulas guiadas Petrovalve Gas Breaker y este cambio será representado como el OPEX del proyecto, por lo tanto cada 18 meses se tendrá un gasto de capital del valor de la bomba de sub suelo (6600 y 9780 USD, para los pozos A y B respectivamente), más el costo que conlleva la implementación, valor que fue tomado teniendo en cuenta la duración promedio que le toma la cuadrilla realizar el cambio de bomba, que es de 16.8 horas y multiplicándolo por el valor por hora de la cuadrilla que es de 652 USD/h (valores proporcionados por Mansarovar Energy Ltda.), dando como resultado 9442 USD. Es decir que cada 18 meses el Pozo B tendrá un gasto de cambio de válvulas de 12922 USD y el Pozo A de 16042 USD.

5.5 INGRESOS EVALUADOS

En este capítulo financiero se busca evidenciar los cambios que se generan económicamente al remplazar un cambio de bomba de subsuelo con válvulas convencionales API por uno de válvulas Guiadas Petrovalve. Es por esto por lo que como ingresos evaluados se tomara el ahorro realizado por la empresa al no tener que implementar cada 10 meses las válvulas API.

El primer ingreso de producción diferida que se tiene es la implementación de las válvulas convencionales, que como se mencionó anteriormente tiene un precio de 3480 y 5320 USD, para los pozos A y B respectivamente, adicional a esto se le suma el valor de la cuadrilla por la implementación que no varía respecto a las válvulas Petrovalve, dando como resultado un ingreso de 14762 USD en el Pozo B y 19222 USD en el Pozo A.

Otro ingreso evaluado para estos periodos es el obtenido de la producción diferida en el tiempo de la implementación de la válvula convencional, para efectos de cálculo se promedió la producción de crudo diaria de ambos, obteniendo un resultado de 62 Bbls/d, que en promedio son 2.6 Bbls/h, que al multiplicarse por las 16.8 horas que tarda la cuadrilla en implementar la bomba y por el precio más bajo del indicador Brent 27.88 USD dando un valor de 1210 USD, es decir que cada 10 meses se obtiene una producción diferida de crudo de 1210 USD.

Adicionalmente a estos ingresos, se planteó agregar la producción diferida por las paradas de Pozo Buando se presenta el bloqueo por gas, por lo que es un evento que no se puede predecir a futuro, ya que depende de las condiciones de yacimiento y en diferentes intervalos de tiempo.

5.6 EVALUACIÓN FINANCIERA

La evaluación financiera para cada uno de los escenarios de estudio (Pozo B y B), se realizará mediante los indicadores de Valor Presente Neto y Costo Anual Uniforme Equivalente, que se presentan a continuación.

5.6.1 Valor Presente Neto (VPN). “Desde el punto de vista matemático el VPN es la sumatoria de los flujos de caja puestos en el día de hoy”⁴³, es decir se toman todas las proyecciones puestas en el flujo de caja para evaluando los ingresos futuros al valor presente, permitiendo tomar la decisión de realizar o no el proyecto evaluado.

Ecuación 7. Valor Presente Neto.

$$VPN(i) = \sum F_n (1+i)^{-n} = F_0 + F_1(1+i)^{-1} + F_2(1+i)^{-2} + \dots + F_n(1+i)^{-n}$$

Fuente: BACCA, Guillermo. Ingeniería Económica. Politécnico Grancolombiano. Octava Edición. Fondo Educativo Panamericano. Bogotá D.C. Capítulo 9. P. 197.

El VPN se define por la **ecuación 8**. En donde:

- Fo: inversión inicial del proyecto
- F1: flujo de caja neto del primer periodo evaluado.
- i: representa la tasa de interés de oportunidad
- n: número de periodos o tiempo final del proyecto.

⁴³ BACCA, Guillermo. Ingeniería Económica. Politécnico Grancolombiano. Octava Edición. Fondo Educativo Panamericano. Bogotá D.C. Capítulo 9. P. 197.

5.6.1.1 Flujo de caja. Con el fin de ilustrar los ingresos y egresos del proyecto se presenta el flujo de caja inicialmente en tablas con los cálculos realizados y posteriormente de manera gráfica para cada uno de los pozos. La diferencia entre los flujos de caja de los dos pozos es el costo de las válvulas, ya que cada pozo tiene una bomba de subsuelo de tamaño diferente.

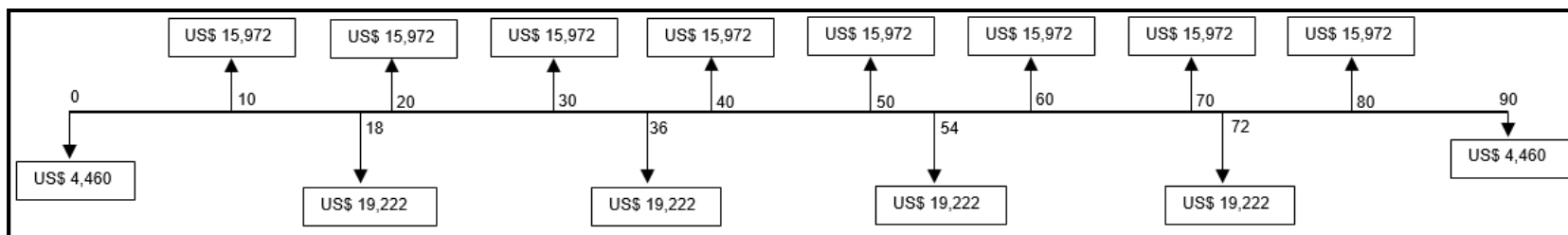
5.6.1.2 Flujo de caja Pozo A. El Pozo A, en el sistema de levantamiento artificial cuenta inicialmente con una bomba de subsuelo 30-275 THM 18-2-2-2, con válvulas convencionales API. Posteriormente la bomba se cambia por una Steam By Pass de 2.5" Gas Breaker Travel Valve x 2.5" Standing Valve. Teniendo en cuenta el flujo de caja obtenido en la Tabla 34, se realiza la gráfica de los datos representando el flujo de caja del Pozo A, ver **Figura 59**.

Tabla 34. Flujo de caja Pozo A, USD.

Mes	0	10	18	20	30	36	40	50	54	60	70	72	80	90
Costos instalación	0	0	-19222	0	0	-19222	0	0	-19222	0	0	-19222	0	-19222
Producción diferida	0	1210	0	1210	1210	0	1210	1210	0	1210	1210	0	1210	0
Ingresos producción	0	14762	0	14762	14762	0	14762	14762	0	14762	14762	0	14762	14762
Inversión	-4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja	-4460	15972	-19222	15972	15972	-19222	15972	15972	-19222	15972	15972	-19222	15972	-4460
VPN	26,482													

Fuente: elaboración propia.

Figura 59. Flujo de caja Pozo A.



Fuente: elaboración propia.

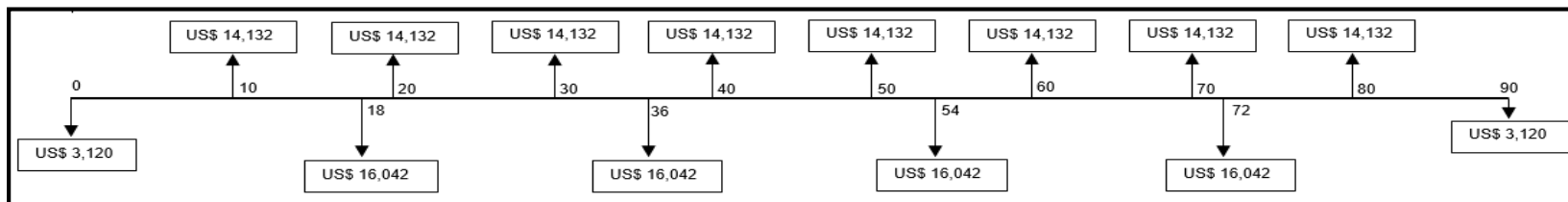
5.6.1.3 Flujo de caja Pozo B. El Pozo B, en el sistema de levantamiento artificial cuenta inicialmente con una bomba de subsuelo 25-200 RAW 18-2-6 HTS Steam By Pass, con válvulas convencionales API. Posteriormente la bomba se cambia por una Steam By Pass de 2.0" Gas Breaker Travel Valve x 2.25" Standing Valve. Teniendo en cuenta el flujo de caja obtenido en la Tabla 35, se realiza la gráfica de los datos representando el flujo de caja del Pozo B, ver **Figura 60**.

Tabla 35. Flujo de caja Pozo B, USD.

Mes	0	10	18	20	30	36	40	50	54	60	70	72	80	90
Costos instalación	0	0	-16042	0	0	-16042	0	0	-16042	0	0	-16042	0	-16042
Producción diferida	0	1210	0	1210	1210	0	1210	1210	0	1210	1210	0	1210	0
Ingresos producción	0	12922	0	12922	12922	0	12922	12922	0	12922	12922	0	12922	12922
Inversión	-3120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja	-3120	14132	-16042	14132	14132	-16042	14132	14132	-16042	14132	14132	-16042	14132	-3120
VPN		27,006												

Fuente: elaboración propia.

Figura 60. Flujo de caja Pozo B.



Fuente: elaboración propia.

5.6.1.4 Resultados. Posterior a realizar el flujo de caja de los pozos A y B del Campo Girasol, se procede a evaluar el Valor Presente Neto de cada uno de estos, remplazando la información del flujo en la Ecuación 8. Encontrando que el cambio de válvulas en el Pozo B genera unas ganancias correspondientes al ahorro de la producción diferida de 27006 USD, en un periodo de 7,5 años (90 meses).

Por otro lado, el Pozo A en el mismo periodo de tiempo genera unas ganancias de ahorro de 26482 USD, valor que es más bajo, ya que la bomba que se implementa en este pozo es más grande y por consiguiente más costosa, evidenciando que con cualquiera de los cambios realizados en los pozos el proyecto es financieramente rentable, logrando recuperar la inversión inicial y mejorando la producción del Pozo Bomo ya se demostró en la parte técnica.

Tras obtener estos resultados con el precio Brent más bajo registrado en los últimos 7 años (27.88 USD), se encuentra que el proyecto es rentable a valores superiores, es decir que, para valores de 50 y 80 USD, el proyecto tiene mayor rentabilidad.

5.6.2 Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE). El indicador financiero de costo anual uniforme equivalente, se decide aplicar en este proyecto, ya que es muy utilizado cuando se va a comparar proyectos que tiene como base de cálculo costos de inversión y diferente tipo de vida útil, ya que este se encarga de evaluar anualidades fijas del valor presente, por medio de la **Ecuación 8**.

Ecuación 8. Costo Anual Uniforme Equivalente.

$$A = P \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

Fuente: LOSADA PARRA, Ferney., ANGEL MACIAS, Juan., SAAVEDRA BELTRAN, Yobany., Proyecto de desarrollo empresarial y tecnológico. UNIVERSIDAD NACIONAL ABIERTA Y A DISTANCIA – UNAD. Pitalito, p.164

En donde:

- A: CAUE
- P: valor Presente Neto
- i: representa la tasa de interés de oportunidad
- n: número de periodos o tiempo final del proyecto.

5.6.1.2 Resultados. Para efectos de cálculo solo se tendrá en cuenta el valor de inversión inicial de las bombas de cada pozo y se comparará respectivamente. En la **Tabla 36**. Se plantean los valores iniciales de cada bomba, la vida útil en años y el CAUE encontrado para cada una. Utilizando una TIO de 13% anual.

Tabla 36. Costo Anual Uniforme Equivalente

Pozo	Bomba - Válvula	Vida Útil (años)	Costo de bomba (USD)	CAUE (USD)
A	SBP - API 2"	0.83	12922	133,442
	SBP - Petrovalve 2"	1.5	16042	95,769
B	THM - API 2.5 "	0.83	14762	152,444
	SBP - Petrovalve 2.5"	1.5	19222	114,753

Fuente: elaboración propia.

Inicialmente se puede decir que tanto en el Pozo A como en el B, se presenta una disminución en el CAUE, esto quiere decir que para el Pozo B se están ahorrando 37,673 USD por año al implementar las válvulas guiadas Petrovalve gas Breaker, dato que es muy parecido a la diferencia del CAUE entre las dos válvulas del Pozo A, que da un valor de 37,690 USD.

Desde el punto de vista financiero la empresa Equipment Engineer Ltda. Logra demostrar que pese al elevado costo inicial de las válvulas guiadas Petrovalve gas Breaker, el proyecto de cambio de válvulas es económicamente viable, mostrando un ahorro de 37,690 USD al año, sin tener en cuenta la producción diferida, que asegura un ahorro aun mayor, como se demostró en el indicador de Valor Presente Neto.

5.7 LIFTING COST

Para Facundo Ricardo Ledesma⁴⁴, los costos que están directamente relacionados a la producción y mantenimiento de un campo petrolero son los llamados Field Lifting Costs, que gracias a la caída del precio del petróleo ocurrida en 2014 fue necesario para las empresas operadoras alrededor del mundo priorizar la optimización y reducción de los gastos por barril producido, término que relaciona el nivel de producción con el nivel de gasto.

⁴⁴ LEDESMA, Facundo R., ANÁLISIS DE COSTOS PARA LA TOMA DE DECISIONES EN LA INDUSTRIA PETROLERA, 2015 P. 12.

Dentro de los gastos operativos en los que puede incurrir un campo se encuentran:

- Costos de transporte
- Salarios
- Insumos
- Costos para mantener los pozos bombeando
- Consumo energético
- Intervenciones a pozo
- Renovación de licencias ambientales
- Otros

Durante la elaboración de este trabajo se tomaron en cuenta tres factores de los anteriormente mencionados que son; reparaciones o intervenciones a pozo, consumo energético y costos para mantener los pozos bombeando, para decretar si hay en efecto un ahorro en el costo por barril producido como consecuencia de implementar válvulas guiadas Petrovalve Gas Breaker como alternativa de uso a las válvulas API en las bombas de subsuelo.

Se pudo concluir que las válvulas Petrovalve, al tener un promedio de vida útil mayor de 18 meses contra 10 de las válvulas API, al igual que una disminución en el número de intervenciones a Pozo B causa de problemas relacionados a la producción de crudo pesado y gas durante un ciclo entero de inyección, y que conjuntamente logró una disminución ligera pero no despreciable del consumo energético a causa de una disminución del 33% en la velocidad de bombeo promedio, genera una proyección económica más rentable que con las válvulas API como fue demostrado mediante los escenarios de estudio del Pozo A y Pozo B a través del uso de fórmulas financieras como el valor presente neto y costo anual uniforme equivalente, que se traduce en una disminución de los gastos operativos, manteniendo y en ocasiones elevando la producción lo que en efecto refleja una disminución en el costo por barril.

6. CONCLUSIONES

- Se describieron las generalidades geológicas del Valle Medio del Magdalena en el área del Campo Girasol, considerando aspectos fundamentales como estratigrafía, características del yacimiento y el sistema petrolífero. Encontrando que, dadas las propiedades de los hidrocarburos producidos de la Formación Chuspas, emplean una geometría de pozo horizontal para abarcar la mayor parte de las arenas productoras. Adicionalmente al ser crudos pesados de 12°API, necesitan ayuda del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico y estimulación cíclica de vapor para llegar a superficie.
- Se describió de manera detallada las generalidades del sistema de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, presentando las válvulas guiadas Petrovalve Gas Breaker que contiene un novedoso diseño de guías instaladas sobre la válvula viajera y debajo del asiento de la misma permitiendo sello perfecto en inclinaciones de la bomba de hasta 90°, además de contar con un vástago extendido que está conectado a la válvula, haciendo que esta se abra de manera mecánica al finalizar cada recorrido descendente del pistón.
- Se encontró que debido a las elevadas inclinaciones de asentamiento de las bombas en los pozos horizontales, no se podía garantizar un sellado perfecto entre la bola y el asiento de las válvulas; por otro lado la presencia de gas en la bomba de subsuelo genera una pérdida en el recorrido efectivo del pistón disminuyendo la eficiencia de llenado de la misma y en algunos casos produciendo el bloqueo total por gas; también se evidenció que el crudo de 12°API, al ser un fluido viscoso presenta dificultades de movilidad al pasar por un área reducida como lo es el área interna de las válvulas. Todo esto generó interrupciones en la producción de los pozos A y B, que algunos casos desencadenó un cese total.
- Teniendo en cuenta las pruebas realizadas antes y después de la implementación de las válvulas guiadas antibloqueo en el Pozo A, se evaluaron los siguientes conceptos obteniendo porcentajes de diferencia categorizados en porcentajes de mejora (+) y desmejora (-) de: 90% en el cambio de nivel dinámico y estático; 23% en producción de fluido total promedio; 54% producción de aceite promedio; 46% en eficiencia de llenado; 16% en área de flujo de la válvula tanto fija como viajera; 75% en la vida útil de las válvulas; 100% en reducción de intervenciones a pozo; y en costos de inversión -89%.
- Teniendo en cuenta las pruebas realizadas antes y después de la implementación de las válvulas guiadas antibloqueo en el Pozo B, se evaluaron los siguientes conceptos obteniendo porcentajes de diferencia categorizados en porcentajes de mejora (+) y desmejora (-) de: 33% en velocidad de bombeo; -79% en producción de fluido total promedio; 37% producción de aceite promedio; 65% en eficiencia

de llenado; 13% y 15% en área de flujo de la válvula fija y viajera respectivamente; así como un -89% en costos de inversión.

- Se elaboró una matriz comparativa de las válvulas API vs Petrovalve mostrando dichos criterios, otorgando de 1 para las válvulas API, ya que, esta fue la base de cálculo usada para evaluar las mejoras o desmejoras que genera las válvulas Petrovalve.
- Analizando los datos tabulados en el Pozo B, la válvula Petrovalve obtuvo un puntaje de 0.05 menor frente a las válvulas API, consecuencia del corto tiempo de implementación en el pozo que impidió la evaluación de criterios como vida útil y reducción de intervenciones a pozo. Pese a esto no se considera que el resultado sea desfavorable, ya que se recuperó la producción de aceite y se solucionó los problemas presentados de intermitencia y bloqueo por gas.
- Para el Pozo A, se obtuvieron 3.36 puntos en desempeño por arriba de la válvula Petrovalve respecto a la válvula API, mostrando así que la válvula guiada antibloqueo es técnicamente superior a la válvula convencional.
- Desde el punto de vista financiero se encontró que el proyecto es económicamente viable, ya que tras implementar las válvulas Petrovalve Gas Breaker en un periodo de 7.5 años (90 meses) se están recuperando en ahorros 27,006 USD (para el Pozo B) y 26,482 USD (para el Pozo A), esto sin tener en cuenta la producción diferida por interrupciones en la producción por el gas producido.
- El Costo Anual Uniforme Equivalente permitió concluir que anualmente se tiene un ahorro 37,673 USD para el Pozo B y 37,690 USD para el Pozo A tras implementar las válvulas Petrovalve gas Breaker. Ahorros que disminuyen el lifting cost del campo.

7. RECOMENDACIONES

- Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en las matrices comparativas, se recomienda a la operadora implementar las válvulas Petrovalve Gas Breaker desde el inicio de la producción a todos los pozos explotados por bombeo mecánico que presenten una geometría altamente desviada y producción de gas, de esta manera se verá magnificado el ahorro en las operaciones de campo, disminuyendo el costo por barril.
- Es importante mantener un nivel de sumergencia de la bomba de al menos 100 pies (TVD), para evitar cavitación y daños en la misma. Por lo que se recomienda disminuir los SPM para ganar nivel y al mismo tiempo aumentar el promedio de vida útil de las válvulas.
- Se debe instruir a la cuadrilla de ensamble sobre el correcto espaciado máximo que debe haber entre la válvula fija y viajera Petrovalve Gas Breaker, para asegurar que el vástago conectado a la válvula viajera abra automáticamente en cada ciclo de bombeo.
- Aumentar la muestra del proyecto, realizando la evaluación en más pozos del campo.
- Mantener actualizado el registro de pruebas de presión para ver el comportamiento del yacimiento con el tiempo.

BIBLIOGRAFÍA

BACCA, Guillermo. Ingeniería Económica. Politécnico Gran Colombiano. Octava Edición. Fondo Educativo Panamericano. Bogotá D.C. Capítulo 9. P. 197.

BELLARBY, Jonathan, Well Completion Design, 2009, P. 354.

BOURNEMANN. Bomba de tornillo helicoidal. [En línea], 3 agosto de 2018. Disponible en internet: <http://www.bornemann-ar.com/las-bombas-bornemann-de-tornillo-sin-fin-exc-ntrico-son-de-dise-o-compacto-robusto-y-de-alto-rendimiento>.

Brown, Kermit E, the Technology of artificial Lift Methods, 1980, P. 9.

CARDENAS, Camili, et al. Bombeo Hidráulico. Universidad Industrial de Santander. Febrero 2009.

CARDONA, Mauricio, et al. Bombeo mecánico. Fundación Universidad de América. 1 ed. Bogotá.

Cuadros, J., Salamanca, A., Amado, N. R., Cuadros, G., Rojas, E., & Viramonte, J. "Horizontal Well Placement for Heavy Oil Production in Colombia". Artículo SPE 157926-MS, 2012.

Cuadros, J., Ossa, N., Cuadros, G., Rojas, E., "Horizontal Well Placement for Heavy Oil Production in Colombia". Artículo SPE 132884-MS, 2010.

Engineering 260 powered by IEEE Global Spec. Rod Pumps Information. [En línea], 30 de julio de 2018. Disponible en internet https://www.globalspec.com/learnmore/specialized_industrial_products/mining_equipment/rod_pumps

FLOTEK COMPANY. Petrovalve catalog. Junio de 2005. 31 p.

FULA Bohórquez, Hernán, A., RODRÍGUEZ NAVAS, Javier A., ANÁLISIS DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE FLUIDOS DEL CAMPO GIRASOL UTILIZANDO UN MODELO MULTIFÁSICO PARA EVALUAR LA VARIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN. Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga.: universidad industrial de Santander. facultad de ciencias fisicoquímicas. 2013. 210 p.

HERNÁNDEZ, Jose, et al. Turbo máquinas Hidráulicas. Calvo, Federico. Mexico. Enero 2012. 25 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización, 1 ed. Bogotá: ICONTEC, 2008. 33p.

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. 1 ed. Bogotá: El instituto, 2008. 38 p.

_____. Referencias documentales para Fuentes de información electrónicas. NTC 4490. 1 ed. Bogotá: El onstituto, 2008. 23 p.

LEDESMA, Facundo R., ANÁLISIS DE COSTOS PARA LA TOMA DE DECISIONES EN LA INDUSTRIA PETROLERA, 2015 P. 12.

LOSADA PARRA, Ferney., ANGEL MACIAS, Juan., SAAVEDRA BELTRAN, Yobany., Proyecto de desarrollo empresarial y tecnológico. UNIVERSIDAD NACIONAL ABIERTA Y A DISTANCIA – UNAD. Pitalito, p.164

LUFKIN, Oilfield products group. General Catalog. Houston, Texas. 2008/2009. 72p. [En línea], 30 de julio de 2018. Disponible en internet <http://infohost.nmt.edu/~petro/faculty/Kelly/Lufkin.pdf>

Mendoza, H., Avila, R., Castro, J., Amado, N., Patarrollo, M., “Sistema de Monitoreo Permanente de P y T a Fondo de Pozo en Campo Girasol, Colombia”. Artículo Acipet 2009.

Mendoza, H., Avila, R., Castro, J., Patarrollo, M., “Prueba Piloto de Pozos Horizontales en Campo Girasol, Colombia”. Artículo Acipet 2009.

RUBIO, Claudia. Sistemas de levantamiento artificial Rangos de aplicación [Diapositivas]. Bogotá. 4 diapositivas.

Sanchez, Yoel. Evaluación del comportamiento de producción en pozos con unidad de bombeo Hidráulico Corlift. *Trabajo Especial de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleo. La Universidad del Zulia Núcleo Costa Oriental del Lago. Cabimas marzo de 2010.*

SCHLUMBERGER, Oilfield Glossary en español {12 de septiembre de 2018}. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/depositional_environment.aspx

Schlumberger. Elevación con émbolo. [En línea], 6 de agosto de 2018. Disponible en internet: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/plunger_lift.aspx

Schlumberger. Serie de artículos introductorios. Definición de levantamiento artificial. Houston, Texas, EUA. Septiembre de 2015. P. 59.

Schlumberger. Levantamiento artificial por gas. [En línea] 6 de agosto de 2018, Disponible en internet: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/gas_lift.aspx

Schlumberger. Serie de artículos introductorios. Bombas eléctricas sumergibles. Septiembre 2015. Disponible en línea, 10 agosto 2018. https://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining-series-spanish/Defining_ESP_Sep_2015.pdf?la=en&hash=FC45B0FA7DBED244E87783D7A8F330655752063B

Universidad de Málaga {12 de septiembre de 2018}. Disponible en: <http://www.uciencia.uma.es/Banco-de-Imagenes/Ciencia/Roca-Sedimentaria-Arenisca.-Cuarzosas>

UPC Global. ECHOMETER, Descripción General. [En línea], 26 de septiembre de 2018. Disponible en internet: <http://www.upcoglobal.com/es/p/echometer/analizador-de-pozos>.

VARGAS, Cesar. Componentes de bombeo mecánico su uso y aplicación en Chicontepec. Trabajo de grado. México D.F, Ciudad universitaria 2012. 6p.

VILLANUEVA, Fernando. BOMBEO MECÁNICO EN LA COLOMBIA [Diapositivas]. Neiva, Huila. Weatherford. 2007. 242 diapositivas.

WEEKS, Lewis G. HABITAD OF OIL. General geology and oil occurrences of middle Magdalena valley, Colombia. Tulsa Oklahoma U.S.A., American Association of Petroleum Geologists, 1958. 78p.

ANEXOS

ANEXO A
DATOS DE PRODUCCIÓN POZO A

Fecha Tiempo	Petróleo [bbls/d]	Agua [bbls/d]	Gas [Mscf/d]	Fluido Total [bbls]	BSW [%]	Temperatura [°F]
13/07/2011	75.2	4.8	1.58	80	6	93
18/07/2011	77.9	4.1	1.62	82	5	94
27/07/2011	78.4	1.6	1.62	80	2	91
03/08/2011	79.54	2.46	1.67	82	3	91
08/08/2011	82.17	0.83	1.71	83	1	90
20/09/2011	4.35	430.65	0	435	99	219
23/09/2011	230.5	230.5	0.67	461	50	190
24/09/2011	255	255	0.75	510	50	170
05/10/2011	156.5	156.5	0.46	313	50	155
12/10/2011	168	112	0.5	280	40	137
20/10/2011	138	46	0.42	184	25	125
31/10/2011	141.1	24.9	0.42	166	15	110
04/11/2011	133.65	31.35	0.38	165	19	115
09/11/2011	100	25	0.29	125	20	117
17/11/2011	79	21	0.25	100	21	102
03/12/2011	43.45	11.55	0.12	55	21	103
26/12/2011	124.2	82.8	0.38	207	40	188
28/12/2011	92.72	59.28	0.25	152	39	158
09/01/2012	36.9	86.1	0.12	123	70	122
10/01/2012	64.5	64.5	0.21	129	50	113
21/01/2012	63	27	0.17	90	30	107
31/01/2012	72	18	0.21	90	20	105
21/02/2012	62.3	26.7	0.17	89	30	102
08/03/2012	44.5	5.5	0.92	50	11	95
12/03/2012	27.28	3.72	0.58	31	12	107
17/03/2012	41.36	5.64	0.88	47	12	99
18/03/2012	46.64	6.36	0.96	53	12	101
20/03/2012	45.6	11.4	0.96	57	20	109
03/04/2012	48.97	10.03	1	59	17	109
04/04/2012	42.63	6.37	0.12	49	13	100
05/04/2012	29.48	14.52	0.08	44	33	90
11/04/2012	21.93	21.07	0.08	43	49	90
15/04/2012	23.8	10.2	0.08	34	30	90
23/04/2012	9.92	6.08	0.04	16	38	90
24/04/2012	8.64	3.36	0.04	12	28	90
30/04/2012	19.6	8.4	0.04	28	30	135
02/05/2012	78.26	7.74	0.21	86	9	100
04/05/2012	77.35	7.65	0.21	85	9	100
07/05/2012	72.8	7.2	0.21	80	9	101
09/05/2012	60	20	0.17	80	25	104
08/06/2012	23.14	2.86	0.08	26	11	96
07/07/2012	10.5	19.5	0.04	30	65	105
08/07/2012	12.95	24.05	0.04	37	65	105
21/08/2012	11.26	551.74	0.04	563	98	200
24/08/2012	14	686	0.04	700	98	212
25/08/2012	95.68	502.32	0.29	598	84	224

TABLA ANEXO A (CONTINUACIÓN)

Fecha Tiempo	Petróleo [bbls/d]	Agua [bbls/d]	Gas [Mscf/d]	Fluido Total [bbls]	BSW [%]	Temperatura [°F]
27/08/2012	100.2	567.8	0.29	668	85	208
29/08/2012	131.8	527.2	0.38	659	80	201
30/08/2012	178.5	416.5	0.5	595	70	198
02/09/2012	174.08	369.92	0.5	544	68	186
06/09/2012	178	178	0.5	356	50	176
10/09/2012	191.33	169.67	0.54	361	47	151
13/09/2012	242.64	94.36	0.71	337	28	153
18/09/2012	178.5	76.5	0.5	255	30	134
20/09/2012	155.52	87.48	0.46	243	36	135
22/09/2012	165.6	64.4	0.5	230	28	135
24/09/2012	154.78	63.22	0.46	218	29	130
25/09/2012	142.56	55.44	0.42	198	28	121
27/09/2012	146.97	60.03	0.42	207	29	108
01/10/2012	132.06	53.94	0.38	186	29	110
04/10/2012	136.8	34.2	0.42	171	20	131
08/10/2012	137.46	36.54	0.42	174	21	113
11/10/2012	89.25	29.75	0.25	119	25	112
16/10/2012	93.48	20.52	0.29	114	18	107
22/10/2012	56	14	0.17	70	20	110
25/10/2012	76	19	0.21	95	20	110
28/10/2012	53.9	16.1	0.17	70	23	115
07/11/2012	52.48	11.52	0.17	64	18	102
13/11/2012	51.83	19.17	0.17	71	27	102
17/11/2012	45.56	21.44	0.12	67	32	105
19/11/2012	44.16	19.84	0.12	64	31	109
28/11/2012	59.94	21.06	0.17	81	26	101
10/12/2012	64.38	22.62	0.21	87	26	101
11/12/2012	42.34	15.66	0	58	27	102
17/12/2012	59.13	21.87	0.17	81	27	102
20/12/2012	51.06	17.94	0.17	69	26	103
23/12/2012	33	17	0.08	50	34	105
03/01/2013	40.95	22.05	0.12	63	35	107
14/01/2013	13.76	2.24	0	16	14	98
15/01/2013	55.9	9.1	0.17	65	14	100
29/01/2013	56.76	9.24	0.17	66	14	110
07/02/2013	27.2	4.8	0.08	32	15	101
19/02/2013	24.08	3.92	0.08	28	14	100
23/03/2013	0	376	0	376	100	162
24/03/2013	0	375	0	375	100	214
29/03/2013	0	298	0	298	100	216
05/04/2013	3.4	336.6	0	340	99	178
09/04/2013	3.59	355.41	0	359	99	194
17/04/2013	42.2	379.8	0	422	90	194
24/04/2013	77.8	311.2	0	389	80	177
30/04/2013	104	221	0	325	68	147
03/05/2013	109.9	47.1	2.29	157	30	155
14/05/2013	104.04	48.96	2.17	153	32	142
18/05/2013	106.08	49.92	2.21	156	32	142

TABLA ANEXO A (CONTINUACIÓN)

Fecha Tiempo	Petróleo [bbls/d]	Agua [bbls/d]	Gas [Mscf/d]	Fluido Total [bbls]	BSW [%]	Temperatura [°F]
24/05/2013	78.4	33.6	1.62	112	30	122
20/05/2013	78.4	33.6	1.62	112	30	133
17/06/2013	62.56	29.44	4.38	92	32	121
15/07/2013	44.22	21.78	3.1	66	33	109
22/08/2013	35.5	14.5	2.49	50	29	110
21/09/2013	25.96	33.04	0.08	59	56	110
02/10/2013	14.8	22.2	0.04	37	60	105
03/10/2013	32.94	28.06	0.08	61	46	95
07/10/2013	11.16	360.84	0.04	372	97	146
10/10/2013	54	81	0.17	135	60	117
17/10/2013	44.55	54.45	0.12	99	55	107
27/10/2013	20.46	10.54	0.04	31	34	98
14/11/2013	17.94	8.06	0.04	26	31	107
31/12/2013	0	389	0	389	100	181
01/01/2014	3.9	386.1	0	390	99	181
09/01/2014	4.86	481.14	0	486	99	201
14/01/2014	25.8	619.2	0.08	645	96	196
16/01/2014	37.26	583.74	0.12	621	94	205
21/01/2014	101.36	622.64	0.29	724	86	196
25/01/2014	147.84	556.16	0.42	704	79	193
30/01/2014	171.43	381.57	0.5	553	69	168
07/02/2014	220.2	146.8	0.62	367	40	147
09/02/2014	184.76	113.24	0.54	298	38	142
11/02/2014	172.14	129.86	0.5	302	43	150
14/02/2014	192.78	164.22	0.54	357	46	133
15/02/2014	168.54	149.46	0.5	318	47	130
17/02/2014	145	145	0.42	290	50	129
23/02/2014	88.5	206.5	0.25	295	70	130
25/02/2014	180.88	142.12	0.54	323	44	150
27/02/2014	167	167	0.5	334	50	144
04/03/2014	165.5	165.5	0.5	331	50	140
09/03/2014	105.3	128.7	0.29	234	55	143
10/03/2014	107.1	130.9	0.29	238	55	143
11/03/2014	107.55	131.45	0.33	239	55	139
12/03/2014	99.9	122.1	0.29	222	55	136
25/03/2014	79.38	109.62	0.25	189	58	132
01/04/2014	49.6	74.4	0.12	124	60	132
06/04/2014	80.64	45.36	0.25	126	36	120
07/04/2014	71.76	20.24	0.21	92	22	128
13/04/2014	83.57	53.43	0.25	137	39	118
14/04/2014	93.6	36.4	0.29	130	28	121
19/04/2014	88.56	34.44	0.25	123	28	117
25/04/2014	52.5	22.5	0.17	75	30	110
28/05/2014	60	20	0.17	80	25	99
06/06/2014	63.64	108.36	0.17	172	63	127
20/06/2014	52.43	54.57	0.17	107	51	115
03/07/2014	44.1	53.9	0.12	98	55	115
14/07/2014	38.7	51.3	0.12	90	57	115

TABLA ANEXO A (CONTINUACIÓN)

Fecha Tiempo	Petróleo [bbls/d]	Agua [bbls/d]	Gas [Mscf/d]	Fluido Total [bbls]	BSW [%]	Temperatura [°F]
17/07/2014	50.76	57.24	0.17	108	53	110
25/07/2014	59.4	48.6	4.16	108	45	109
29/07/2014	70.8	47.2	4.96	118	40	111
16/08/2014	60.96	15.24	4.27	76.2	20	114
08/09/2014	58.22	12.78	4.08	71	18	111
07/11/2014	9.28	300.17	0.65	309.45	97	187
10/11/2014	15.62	296.77	1.09	312.39	95	212
14/11/2014	34.18	276.59	2.39	310.77	89	190
15/11/2014	308.96	240.99	32.55	549.95	43.82	204
18/11/2014	300.94	228.33	31.92	529.27	43.14	200
19/11/2014	304.24	221.49	32.68	525.73	42.13	197
20/11/2014	92.02	368.09	6.44	460.11	80	210
21/11/2014	174.28	426.68	12.2	600.96	71	197
25/11/2014	94.63	462.02	6.62	556.65	83	192
06/12/2014	69	390.97	4.83	459.97	85	192
10/12/2014	80.18	365.27	5.61	445.45	82	180
16/12/2014	107.5	239.26	7.53	346.76	69	178
18/12/2014	85.67	139.79	6	225.46	62	165
23/12/2014	119.29	145.8	8.35	265.09	55	165
05/01/2015	97.31	97.31	6.81	194.62	50	133
09/01/2015	71.34	107	4.99	178.34	60	149
24/01/2015	79.92	93.83	5.59	173.75	54	138
11/02/2015	66.98	96.39	4.69	163.37	59	118
28/02/2015	67.76	51.12	4.74	118.88	43	125
07/03/2015	61.26	50.13	4.29	111.39	45	118
12/03/2015	93.67	31.58	10.39	125.25	25.21	115
17/03/2015	29.22	23.9	2.05	53.12	45	110
24/03/2015	24.79	30.29	1.74	55.08	55	112
28/03/2015	27	33	1.89	60	55	116
01/04/2015	63.09	47.59	4.42	110.68	43	116
17/04/2015	36.98	19.91	2.59	56.89	35	110
02/05/2015	11.57	6.79	0	18.36	37	105
19/05/2015	6.53	254.86	0.46	261.39	97.5	225
29/05/2015	12.76	242.43	0	255.19	95	230
11/06/2015	40.14	628.86	2.81	669	94	237
12/06/2015	42.54	666.46	2.98	709	94	237
18/06/2015	45.44	408.94	5.45	454.38	90	208
27/06/2015	49.15	328.91	5.9	378.05	87	191
01/07/2015	9.16	219.81	0	228.97	96	190
02/07/2015	6.97	167.24	0	174.21	96	185
06/07/2015	21.47	173.7	1.5	195.17	89	187
10/07/2015	25.2	154.82	1.76	180.02	86	180
15/07/2015	20.06	134.24	1.4	154.3	87	170
17/07/2015	16.65	149.9	1.17	166.55	90	159
24/07/2015	21.64	175.13	1.51	196.77	89	164
07/08/2015	20.32	106.71	1.42	127.03	84	158
12/08/2015	21.33	85.33	0	106.66	80	118
09/09/2015	21.08	89.85	0	110.93	81	140

TABLA ANEXO A (CONTINUACIÓN)

Fecha Tiempo	Petróleo [bbls/d]	Agua [bbls/d]	Gas [Mscf/d]	Fluido Total [bbls]	BSW [%]	Temperatura [°F]
16/09/2015	40.16	69.26	2.81	109.42	63.3	110
24/09/2015	19.22	30.05	1.35	49.27	61	128
12/10/2015	29.32	48.25	2.05	77.57	62.2	124
27/10/2015	33.9	47.4	2.37	81.3	58.3	124
06/11/2015	32.51	60.38	2.28	92.89	65	112
24/11/2015	31.37	47.05	2.2	78.42	60	95
30/12/2015	27.54	31.06	3.3	58.6	53	99
03/01/2016	30.38	31.62	3.65	62	51	100
22/02/2016	74.66	458.65	8.96	533.31	86	241
28/02/2016	97.06	388.25	11.65	485.31	80	235
02/03/2016	81.66	384.98	285	466.64	82.5	220
04/03/2016	114.4	487.71	351.7	602.12	81	232
11/03/2016	107.51	430.06		537.57	80	225
13/03/2016	109.23	463.87	13.11	573.1	80.94	220
15/03/2016	98.9	395.62	11.87	494.52	80	222
18/03/2016	116.94	391.48		508.42	77	210
20/03/2016	119.93	401.52		521.45	77	186
23/03/2016	104.95	419.82		524.77	80	210
26/03/2016	205.32	250.95	24.64	456.27	55	205
30/03/2016	228.83	165.7	106	394.53	42	179
12/04/2016	208.68	145.01	46	353.69	41	191
15/04/2016	204.15	147.83	45	351.98	42	185
16/04/2016	191.35	163		354.35	46	165
20/04/2016	100.02	80.48	51.4	180.5	44.59	170
21/04/2016	200.43	161.48	8.89	361.91	44.62	167
23/04/2016	126.8	126.8	15.22	253.6	50	165
25/04/2016	127.57	117.75	27	245.32	48	168
27/04/2016	129.42	101.68	34	231.1	44	157
11/05/2016	84.39	74.84	21	159.23	47	149
15/05/2016	77.57	77.57	9.31	155.14	50	152
16/05/2016	83.23	65.4	9.99	148.63	44	150
28/05/2016	67.88	55.54	8.15	123.42	45	133
08/06/2016	73.22	62.38	68.79	135.6	46	133
09/06/2016	98.82	100.62	69.66	199.44	50.45	132
12/06/2016	46.97	39.59	16.89	86.56	45.74	126
23/06/2016	48.52	38.59	8.5	87.11	44.3	131
30/06/2016	59.11	60.29	3.23	119.4	50.49	124
02/07/2016	64.65	58.19	0.36	122.84	47.37	123
05/07/2016	47.9	33.28	12.3	81.18	41	121
05/08/2016	39.52	29.81	3	69.33	43	115
09/09/2016	6.76	348.78	0.81	355.54	98.1	225
11/09/2016	9.24	346.29	1.11	355.54	97.4	235
16/09/2016	10.55	341.21	1.27	351.77	97	249
21/09/2016	31.1	450.35	3.73	481.46	93.54	250
27/09/2016	34.01	451.89	4.08	485.9	93	235
28/09/2016	33.5	445.06	4.02	478.56	93	227
09/10/2016	35.78	361.82	4.29	397.61	91	215
20/10/2016	39.04	351.34	9.6	390.38	90	200

TABLA ANEXO A (CONTINUACIÓN)

Fecha Tiempo	Petróleo [bbls/d]	Agua [bbls/d]	Gas [Mscf/d]	Fluido Total [bbls]	BSW [%]	Temperatura [°F]
21/10/2016	37.12	300.29	15.9	337.41	89	182.64
22/10/2016	39.68	357.1	15.2	396.78	90	198
02/11/2016	42.66	383.98	15.3	426.64	90	104
04/11/2016	40.06	345.11	16.4	385.16	89.6	185
11/11/2016	35.28	356.7	15.4	391.98	91	181
16/11/2016	39.1	351.9	4.69	391	90	179
24/11/2016	34.47	310.2	9.6	344.67	90	140
29/11/2016	33.99	275.01	4.08	309	89	112
30/11/2016	42.98	264.02	2.9	307	86	90
01/12/2016	43.65	247.35	5.24	291	85	80
17/12/2016	13.5	121.5	1.62	135	90	110
21/12/2016	18.01	4.5	3	22.52	20	113
24/12/2016	8.72	0.76	0	9.48	8	100
04/01/2017	15.2	111.46	23.8	126.66	88	133
05/01/2017	13	116.99	17.7	129.99	90	122
07/01/2017	29.86	268.79	3.58	298.65	90	167
12/01/2017	4.07	402.76	0.49	406.83	99	154.66
17/01/2017	12.8	147.19	6.4	159.99	92	158
22/01/2017	7.47	85.86	5.5	93.33	92	115
25/01/2017	13.14	106.32	10.7	119.46	89	130
29/01/2017	18.72	125.28	2.25	144	87	130
04/02/2017	13.33	119.99	1	133.33	90	109
10/02/2017	8.51	97.87	11.02	106.38	92	109.67
11/02/2017	8.96	90.59	13.9	99.55	91	102
15/02/2017	32.35	46.56	3.88	78.91	59	124
18/02/2017	37.91	35	4.55	72.91	48	124
15/03/2017	6.63	324.76		331.39	98	233
17/03/2017	23.76	315.73	2.85	339.49	93	239
22/03/2017	37.51	379.25		416.76	91	280
23/03/2017	42.43	365.55		407.98	89.6	270
30/03/2017	46.86	379.14	5.62	426	89	234
06/04/2017	56.57	378.6		435.18	87	233
08/04/2017	62.22	352.57	11.6	414.79	85	226
13/04/2017	9.83	481.62		491.45	98	207
19/04/2017	31.68	448.3	3.8	479.97	93.4	202
21/04/2017	27.13	312.05	3.26	339.18	92	202
27/04/2017	23.81	273.84	-	297.66	92	201
28/04/2017	22.19	294.75	-	316.94	93	201
03/05/2017	25.52	293.51	3.06	319.03	92	189.9
16/05/2017	23.47	237.26	26.5	260.73	91	175
17/05/2017	22.4	226.48	2.69	248.88	91	185
29/05/2017	19.24	194.49	0	213.73	91	169
13/06/2017	15.7	93.33	8.2	109.03	85.6	128
15/06/2017	23.23	142.69	15.4	165.92	86	145
27/06/2017	25.39	123.99	23.05	149.38	83	133.04
28/06/2017	22.98	112.2	2.76	135.18	83	127.93
29/06/2017	25.24	123.26	3.03	148.5	83	124.9
21/07/2017	23.83	135.05	4.8	158.88	85	131



TABLA ANEXO A (CONTINUACIÓN)

Fecha Tiempo	Petróleo [bbls/d]	Agua [bbls/d]	Gas [Mscf/d]	Fluido Total [bbls]	BSW [%]	Temperatura [°F]
26/07/2017	16.9	88.7	4	105.59	84	130
04/08/2017	16.46	75	1.98	91.46	82	125
09/08/2017	17.2	68.78	12.06	85.98	80	137
11/08/2017	18.58	74.34	12.23	92.92	80	124
15/08/2017	21.74	81.77	2.61	103.51	79	131
16/08/2017	17.75	66.78	2.13	84.53	79	118
17/08/2017	26.81	62.55	3.22	89.36	70	121
07/09/2017	23.88	44.35	2.87	68.23	65	126
12/09/2017	21.44	34.99	2.57	56.43	62	121
13/09/2017	23.03	37.57	2.76	60.6	62	121
15/09/2017	31.99	47.98	3.84	79.97	60	135
16/09/2017	27.07	40.6	3.25	67.67	60	132
20/09/2017	29.64	30.86	14.56	60.5	51	126
22/09/2017	33.63	33.63	16.04	67.26	50	122
24/09/2017	44.76	67.14	6.2	111.9	60	131
01/10/2017	41.2	41.2	4.94	82.4	50	108
02/10/2017	42.96	42.96	5.16	85.92	50	108
05/10/2017	46.73	41.44	5.61	88.17	47	117
06/10/2017	55.3	55.3	6.64	110.6	50	114
07/10/2017	80.77	80.77	0.04	161.53	50	118
11/10/2017	48.8	39.92	5.86	88.72	45	113
13/10/2017	36.55	29.91	4.39	66.46	45	107
15/10/2017	58.44	51.82	0	110.26	47	124
18/10/2017	39.37	39.37	0	78.74	50	125
19/10/2017	39.2	40.8	4.7	80	51	126
01/11/2017	35.71	37.16	0	72.87	51	122
03/11/2017	41.66	45.13	0	86.79	52	124
05/11/2017	35.47	36.92	0	72.39	51	122
10/11/2017	24.83	26.9	0.03	51.74	52	120
11/11/2017	28.32	29.48	0	57.8	51	120
15/11/2017	30.86	32.11	3.7	62.97	51	114
22/11/2017	31.95	33.25	3.83	65.2	51	110
24/11/2017	30.89	32.15	0.01	63.04	51	118
06/01/2018	0	198.27	0	198.27	100	177
07/01/2018	0	396.6	1.9	396.6	100	209
09/01/2018	10.2	499.6	1.22	509.8	98	217
12/01/2018	10.03	491.36		501.39	98	217
18/01/2018	14.82	479.24		494.06	97	223
24/01/2018	24.68	386.6	2.96	411.27	94	205
26/01/2018	26.17	409.96	3.14	436.13	94	210
27/01/2018	22.56	428.58	2.71	451.13	95	206
31/01/2018	35.78	322.02	2.5	357.8	90	203
06/02/2018	31.57	319.22	3.6	350.8	91	177
06/03/2018	24.69	181.05	1	205.74	88	159
09/03/2018	29.83	183.25	0	213.09	86	160
07/04/2018	30	157.5	3.6	187.5	84	141
13/04/2018	15.13	15.13	1.82	30.26	50	108
17/04/2018	22.56	17.73	6.6	40.29	44	107

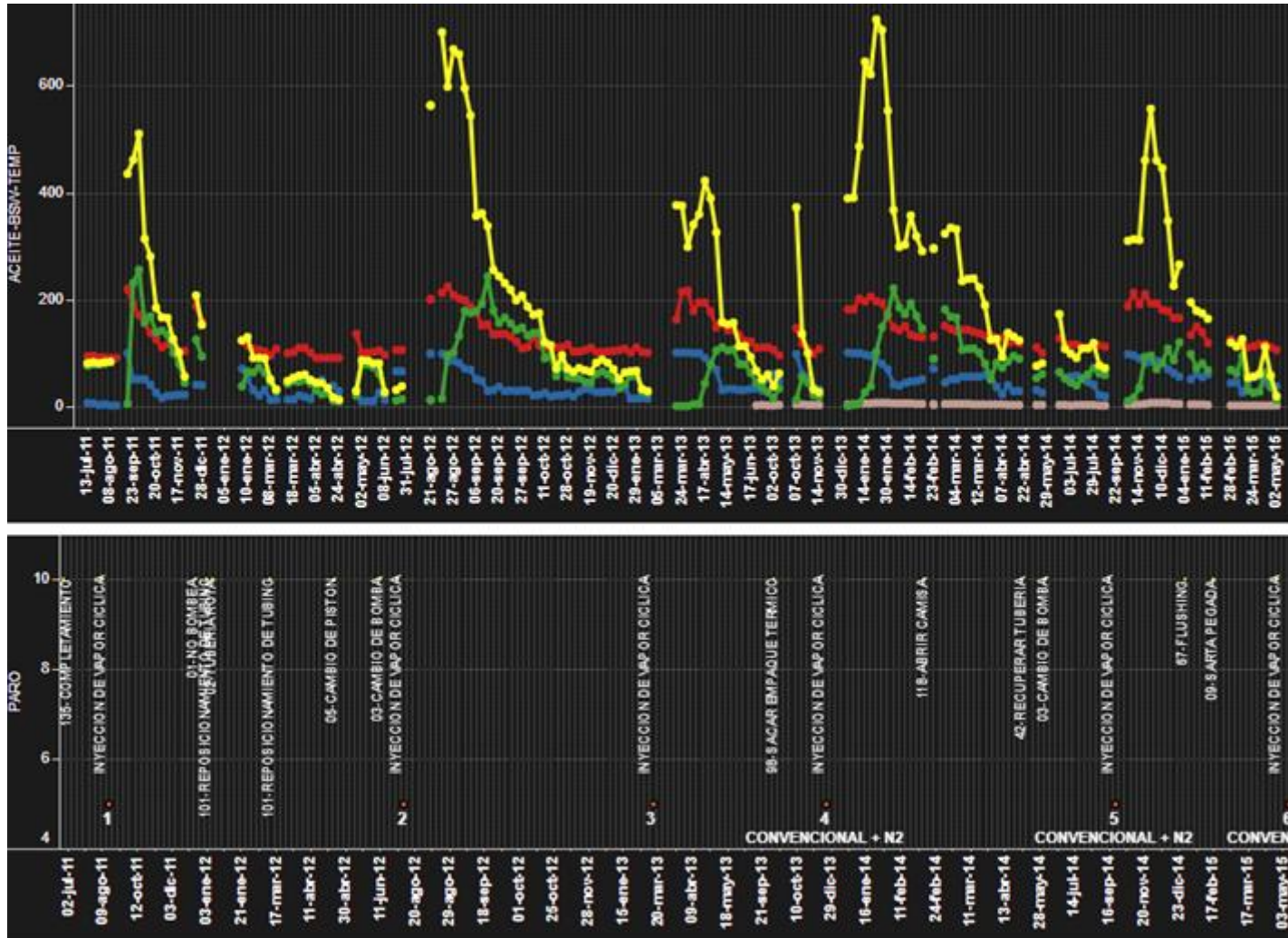
TABLA ANEXO A (CONTINUACIÓN)

Fecha Tiempo	Petróleo [bbls/d]	Agua [bbls/d]	Gas [Mscf/d]	Fluido Total [bbls]	BSW [%]	Temperatura [°F]
19/04/2018	22.32	10.99	0	33.31	33	111
20/04/2018	28.21	12.67	1.2	40.89	31	108
24/04/2018	27.62	10.74	3.31	38.36	28	120
26/04/2018	28.68	11.15	3.44	39.83	28	90
03/05/2018	32.38	9.13	0.4	41.51	22	117
13/05/2018	35.24	25.52	1.3	60.76	42	102
16/05/2018	17.88	11.43	0	29.3	39	110
17/05/2018	32.65	28.96		61.61	47	125
19/05/2018	23.79	31.54	2.85	55.33	57	120
23/06/2018	25.14	37.71	12	62.84	60	118
30/06/2018	22.14	66.42	5	88.56	75	121
26/07/2018	30.77	24.18	3.7	54.95	44	99
09/08/2018	16.4	36.49	1.3	52.89	69	112

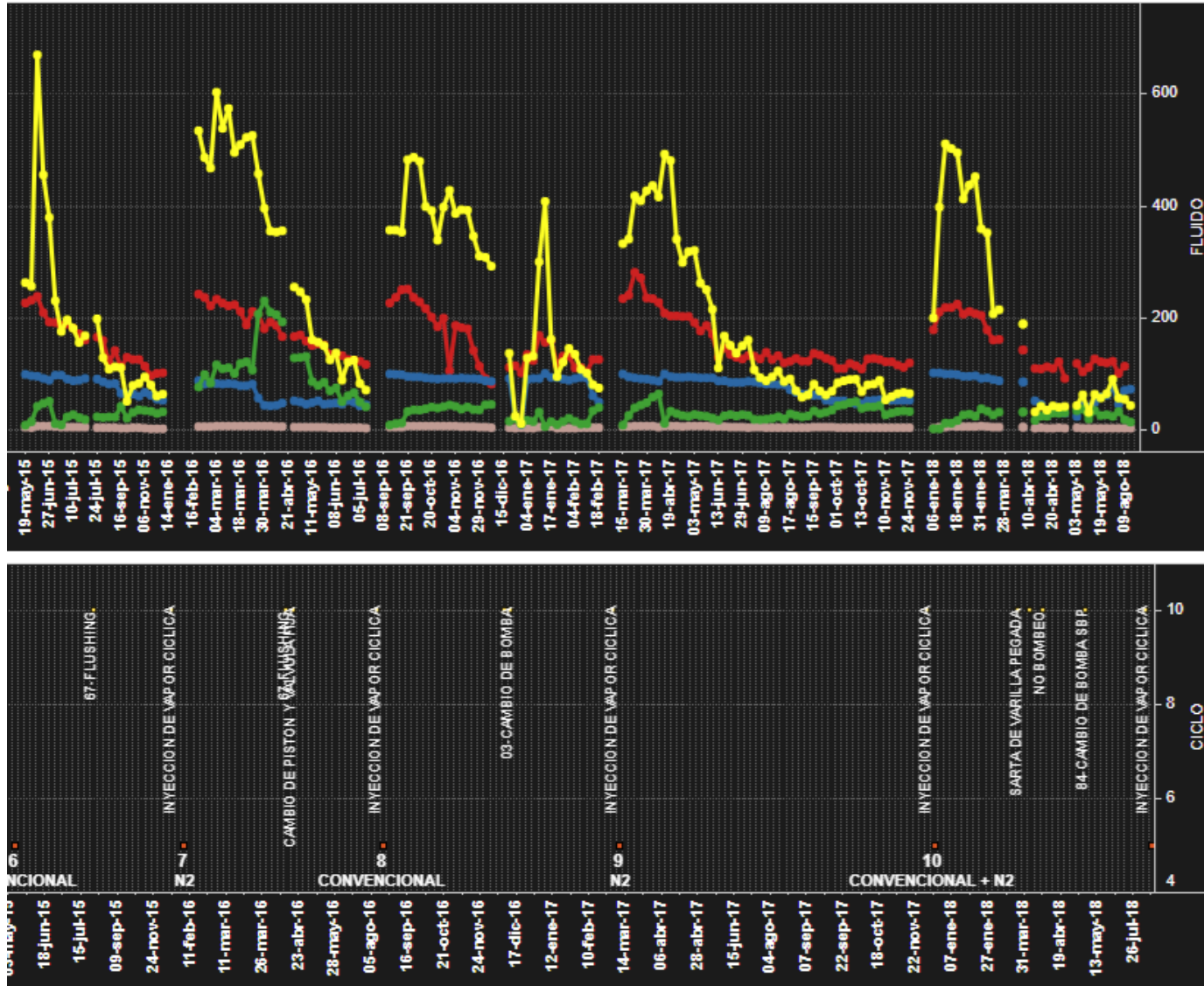
Convenciones

	Ciclo de inyección de vapor
	Producción de Gas

ANEXO B GRÁFICA DE PRODUCCIÓN POZO A



CONTINUACION ANEXO B



ANEXO C
DATOS DE PRODUCCIÓN POZO B

Fecha Tiempo	Oil [Bbls]	Water [Bbls]	Gas [Mscf/d]	Fluido Total [Bbls]	BSW [%]	Temperatura [°F]
25/12/2010	100.8	4.2	0.29	105	4	90
04/01/2011	102.6	5.4	0.29	108	5	93
17/01/2011	102.9	2.1	0.29	105	2	96
25/01/2011	106.7	3.3	0.29	110	3	97
03/02/2011	97.02	1.98	0.29	99	2	94
17/02/2011	95.06	1.94	0.29	97	2	92
01/03/2011	89.18	1.82	0.25	91	2	93
05/03/2011	78.57	2.43	0.21	81	3	90
25/03/2011	87.22	1.78	0.25	89	2	87
12/04/2011	85.14	0.86	0.25	86	1	89
05/05/2011	84.15	0.85	0.25	85	1	93
16/05/2011	2.72	269.28	0	272	99	145
23/05/2011	33.6	78.4	0.08	112	70	115
12/06/2011	38.7	4.3	0.12	43	10	98
23/06/2011	40.5	4.5	0.12	45	10	97
29/06/2011	31.5	3.5	0.08	35	10	96
05/07/2011	34.96	3.04	0.71	38	8	95
15/07/2011	35.88	3.12	0.75	39	8	98
18/07/2011	35.88	3.12	0.75	39	8	97
05/10/2011	14.85	0.15	0.04	15	1	96
19/10/2011	14.85	0.15	0.04	15	1	97
29/10/2011	17.82	0.18	0.04	18	1	96
02/11/2011	19.6	0.4	0.04	20	2	91
17/11/2011	22.66	0.34	0.08	23	1.5	89
25/11/2011	21.78	0.22	0.08	22	1	90
19/12/2011	4.83	156.17	0	161	97	175
20/12/2011	8.24	403.76	0.04	412	98	200
23/12/2011	8.66	424.34	0.04	433	98	171
24/12/2011	215.6	323.4	0.62	539	60	185
26/12/2011	231	319	0.67	550	58	162
27/12/2011	286.55	234.45	0.83	521	45	148
29/12/2011	222.56	205.44	0.67	428	48	148
06/01/2012	233.4	155.6	0.67	389	40	142
15/01/2012	256.28	41.72	0.75	298	14	119
24/01/2012	219.3	35.7	0.62	255	14	119
30/01/2012	159.1	25.9	0.46	185	14	119
06/02/2012	44.16	3.84	0.12	48	8	107
17/02/2012	46	4	0.12	50	8	106
21/02/2012	28.88	332.12	0.08	361	92	230
05/03/2012	40	10	0.83	50	20	112
06/03/2012	30.78	7.22	0.62	38	19	105
08/03/2012	30.78	7.22	0.62	38	19	105
17/03/2012	32.06	425.94	0.67	458	93	187

TABLA ANEXO C (CONTINUACIÓN)

Fecha Tiempo	Oil [Bbls]	Water [Bbls]	Gas [Mscf/d]	Fluido Total [Bbls]	BSW [%]	Temperatura [°F]
21/03/2012	55.4	498.6	1.17	554	90	201
25/03/2012	142.5	332.5	2.96	475	70	157
08/04/2012	247.69	279.31	0.71	527	53	138
29/04/2012	127.8	14.2	0.38	142	10	113
12/05/2012	49.6	12.4	0.12	62	20	112
28/06/2012	56.32	7.68	0.17	64	12	105
04/07/2012	55.2	4.8	0.17	60	8	114
05/07/2012	59.8	5.2	0.17	65	8	114
07/07/2012	52.8	7.2	0.17	60	12	113
20/07/2012	56	14	0.17	70	20	102
08/08/2012	55.76	12.24	0.17	68	18	103
26/08/2012	554.88	312.12	1.62	867	36	173
27/08/2012	528.66	272.34	1.54	801	34	167
01/09/2012	366.6	244.4	1.08	611	40	155
03/09/2012	77.4	51.6	0.21	129	40	117
04/09/2012	78.08	43.92	0.21	122	36	139
06/09/2012	82.96	39.04	0.25	122	32	135
07/09/2012	86.1	36.9	0.25	123	30	135
16/09/2012	83.2	20.8	0.25	104	20	122
21/09/2012	76.44	21.56	0.21	98	22	100
28/09/2012	67.08	18.92	0.21	86	22	117
13/10/2012	73.08	13.92	0.21	87	16	109
14/10/2012	68.88	13.12	0.21	82	16	106
25/10/2012	69.7	12.3	0.21	82	15	101
28/10/2012	35.7	6.3	0.08	42	15	108
29/10/2012	77.44	10.56	0.21	88	12	115
05/11/2012	32.4	3.6	0.08	36	10	93
07/11/2012	40.42	6.58	0.12	47	14	100
21/11/2012	60	240	0.17	300	80	166
27/11/2012	159.74	166.26	0.46	326	51	165
02/12/2012	98.56	55.44	0.29	154	36	128
09/12/2012	102.93	38.07	0.29	141	27	118
14/12/2012	106.4	26.6	0.29	133	20	112
22/12/2012	106.48	14.52	0.29	121	12	105
07/01/2013	70.31	8.69	0.21	79	11	113
13/01/2013	24.64	3.36	0.08	28	12	104
28/01/2013	25.81	3.19	0.08	29	11	100
06/02/2013	27	3	0.08	30	10	110
20/02/2013	29.12	2.88	0.08	32	9	110
20/03/2013	0	322	0	322	100	134
21/03/2013	0	411	0	411	100	172
24/03/2013	0	385	0	385	100	213
29/03/2013	0	247	0	247	100	170
05/04/2013	51.34	250.66	0	302	83	168
09/04/2013	133	133	0	266	50	183
17/04/2013	167.05	89.95	0	257	35	161

TABLA ANEXO C (CONTINUACIÓN)

Fecha Tiempo	Oil [Bbls]	Water [Bbls]	Gas [Mscf/d]	Fluido Total [Bbls]	BSW [%]	Temperatura [°F]
23/04/2013	164.45	88.55	0	253	35	153
24/04/2013	154.2	102.8	0	257	40	149
25/04/2013	161	69	0	230	30	146
26/04/2013	146.9	79.1	0	226	35	156
27/04/2013	149.5	80.5	0	230	35	159
29/04/2013	147.55	79.45	0	227	35	147
07/05/2013	145.55	59.45	3.04	205	29	140
08/05/2013	154.66	54.34	3.21	209	26	145
14/05/2013	149.72	47.28	3.12	197	24	141
18/05/2013	144.2	61.8	3	206	30	135
24/05/2013	94.38	26.62	1.96	121	22	110
17/06/2013	89.6	22.4	0.25	112	20	117
10/07/2013	63.14	18.86	0.17	82	23	115
06/08/2013	54	18	0.17	72	25	112
07/09/2013	56.21	16.79	0.17	73	23	103
10/10/2013	56.21	16.79	0.17	73	23	103
17/10/2013	6.7	328.3	0	335	98	137
19/10/2013	18.5	351.5	0.04	370	95	156
20/10/2013	157.64	405.36	0.46	563	72	145
21/10/2013	137.76	198.24	0.42	336	59	151
26/10/2013	151.2	100.8	0.46	252	40	128
28/10/2013	155.25	51.75	0.46	207	25	126
06/11/2013	144	56	0.42	200	28	126
07/11/2013	115.6	54.4	0.33	170	32	120
11/11/2013	192.5	157.5	0.54	350	45	134
19/11/2013	280	70	0.83	350	20	124
22/11/2013	232.05	40.95	0.67	273	15	127
25/11/2013	256.5	28.5	0.75	285	10	116
26/11/2013	236.72	32.28	0.71	269	12	116
06/12/2013	129.36	17.64	0.38	147	12	102
07/12/2013	104.72	14.28	0.29	119	12	102
11/12/2013	77.4	8.6	0.21	86	10	102
18/12/2013	79.12	6.88	0.25	86	8	97
26/12/2013	53.35	1.65	0.17	55	3	96
28/12/2013	7.84	384.16	0.04	392	98	175
29/12/2013	50.44	337.56	0.17	388	87	184
09/01/2014	158.4	6.6	0.46	165	4	113
14/01/2014	141.94	9.06	0.42	151	6	110
20/01/2014	170.14	10.86	0.5	181	6	110
09/02/2014	94.64	9.36	0.29	104	9	110
12/02/2014	83.6	11.4	0.25	95	12	112
14/02/2014	84.15	14.85	0.25	99	15	103
24/02/2014	90.1	15.9	0.25	106	15	101
03/03/2014	89.44	14.56	0.25	104	14	98
12/03/2014	93.24	17.76	0.29	111	16	107
19/03/2014	56.28	10.72	0.17	67	16	114

TABLA ANEXO C (CONTINUACIÓN)

Fecha Tiempo	Oil [Bbls]	Water [Bbls]	Gas [Mscf/d]	Fluido Total [Bbls]	BSW [%]	Temperatura [°F]
01/04/2014	27.52	4.48	0.08	32	14	116
12/04/2014	20.1	381.9	0.04	402	95	183
25/04/2014	153.6	38.4	0.46	192	20	112
06/05/2014	96.32	15.68	0.29	112	14	117
09/05/2014	103.84	14.16	0.29	118	12	103
22/05/2014	75.44	6.56	0.21	82	8	106
06/06/2014	55.8	6.2	0.17	62	10	112
14/06/2014	16.72	2.28	0.04	19	12	113
19/06/2014	27	3	0.08	30	10	106
04/07/2014	24.03	2.97	0.08	27	11	107
21/07/2014	13.72	329.28	0.04	343	96	146
23/07/2014	13.72	329.28	0.04	343	96	195
28/07/2014	24.32	279.7	1.7	304.02	92	199
30/07/2014	34.92	256.08	2.44	291	88	190
06/08/2014	20.09	314.71	1.41	334.8	94	168
15/08/2014	39.46	355.14	2.76	394.6	90	148
20/08/2014	98.56	253.44	6.9	352	72	136
22/08/2014	195.68	119.93	13.7	315.61	38	133
24/08/2014	72.92	64.67	5.1	137.59	47	130
28/08/2014	127.14	81.28	8.9	208.42	39	120
31/08/2014	28.75	86.25	2.01	115	75	108
01/09/2014	31.5	94.5	2.21	126	75	108
02/09/2014	32.5	97.5	2.28	130	75	108
16/09/2014	121.58	84.49	8.51	206.07	41	126
04/10/2014	37.73	22.7	2.36	60.43	37.57	116
24/10/2014	58.51	25.07	4.1	83.58	30	134
10/11/2014	34.33	13.35	2.4	47.68	28	115
14/11/2014	33.57	8.39	2.35	41.96	20	105
07/12/2014	6.42	314.81	0.45	321.23	98	195
27/12/2014	29.79	301.21	2.09	331	91	138
31/12/2014	52.27	255.23	3.66	307.5	83	121
09/01/2015	31.76	285.87	2.22	317.63	90	130
14/01/2015	66.88	109.12	4.68	176	62	124
17/01/2015	61.94	101.06	4.34	163	62	124
21/01/2015	49.45	121.07	3.46	170.52	71	121
24/01/2015	37.44	61.08	2.62	98.52	62	118
11/02/2015	50.19	34.88	3.51	85.07	41	118
16/02/2015	42.61	14.97	2.71	57.58	25.99	122
19/02/2015	42.61	15.89	6.04	58.5	27.16	109
07/03/2015	47.06	16.54	3.29	63.6	26	112
12/03/2015	49.11	18.16	3.44	67.27	27	123
13/03/2015	53.39	9.52	3.74	62.91	15.14	123
27/03/2015	41.55	0.67	1.43	42.22	1.59	105
28/03/2015	36.49	8.01	2.55	44.5	18	111
07/04/2015	43.74	9.6	0	53.34	18	115
09/04/2015	41.33	9.07	0	50.4	18	106

TABLA ANEXO C (CONTINUACIÓN)

Fecha Tiempo	Oil [Bbls]	Water [Bbls]	Gas [Mscf/d]	Fluido Total [Bbls]	BSW [%]	Temperatura [°F]
07/05/2015	34.75	6.62	0	41.37	16	115
19/05/2015	6.37	142.85	0.45	149.22	95.73	167
28/05/2015	16.64	316.23	1.16	332.87	95	158
11/06/2015	28.87	177.36	2.02	206.23	86	135
15/06/2015	77	120.43	5.39	197.43	61	135
20/06/2015	102.44	77.28	12.29	179.72	43	124
21/06/2015	93.76	70.73	11.25	164.48	43	132
29/06/2015	81.15	58.76	9.74	139.91	42	123
03/07/2015	97.47	30.78	0	128.25	24	120
07/07/2015	60.45	19.09	0	79.53	24	112
23/07/2015	45.73	11.43	0	57.17	20	116
07/08/2015	42.99	9.44	0	52.43	18	116
10/09/2015	45.28	11.32	0	56.6	20	108
15/09/2015	29.82	9.41	2.09	39.23	23.98	105
18/09/2015	28.85	7.39	7.49	36.24	20.4	104
24/09/2015	37.15	7.61	0	44.76	17	110
03/10/2015	42.4	10.6	2.97	53	20	113
04/10/2015	54.4	13.6	3.81	68	20	113
11/10/2015	42.17	11.21	2.95	53.38	21	109
25/10/2015	51.68	13.74	3.62	65.42	21	110
05/11/2015	37.16	8.93	3.68	46.09	19.38	105
22/11/2015	26.99	4.45	1.89	31.44	14.14	103
16/12/2015	20.59	3.73	2.47	24.32	15.32	101
16/01/2016	17.89	3.82	2.15	21.71	17.59	95
28/01/2016	18.34	3.04	3	21.38	14.2	112
20/02/2016	16.34	2.66	1.96	19	14	112
12/03/2016	11.78	2.97	1.96	14.75	20.13	98
13/03/2016	17.09	4.24	1.96	21.33	19.88	94
14/03/2016	14.05	3.63	1.96	17.68	20.55	94
15/03/2016	17.6	4.39	2.11	21.99	19.98	94
16/03/2016	17.42	3.82	2.09	21.24	18	108
17/03/2016	13.96	3.06	1.68	17.02	18	109
18/03/2016	17.28	3.79	2.07	21.07	18	102
27/03/2016	16.05	4.01	3	20.06	20	109
15/04/2016	19.22	4.22	0	23.44	18	107
18/04/2016	22.68	5.67	2.72	28.35	20	102
12/05/2016	3.75	284.6	2	288.35	98.7	160
15/05/2016	4.47	274.99	10.54	279.46	98.4	220
20/05/2016	8	258.67	0.96	266.67	97	230
07/06/2016	14.3	257.1	1.72	271.4	94.73	196
24/06/2016	23.16	243.1	2.78	266.26	91.3	120
26/06/2016	28.79	232.95	3.45	261.74	89	125
29/06/2016	58.69	209.67	7.04	268.36	78.13	144
30/06/2016	51.46	193	7.04	244.46	78.95	137
05/07/2016	50.61	202.43	4	253.04	80	119
21/07/2016	65.93	33.97	7.91	99.9	34	115

TABLA ANEXO C (CONTINUACIÓN)

Fecha Tiempo	Oil [Bbls]	Water [Bbls]	Gas [Mscf/d]	Fluido Total [Bbls]	BSW [%]	Temperatura [°F]
25/07/2016	87.7	45.18	7.91	132.88	34	116
06/08/2016	64.65	19.31	7.91	83.97	23	106
07/08/2016	67.72	20.23	0.6	87.95	23	119
17/08/2016	68.34	18.17	8.2	86.5	21	115
23/08/2016	73.71	17.29	8.85	91	19	109
27/08/2016	65.48	11.56	7.86	77.04	15	113
31/08/2016	54.11	10.31	6.49	64.42	16	106
09/09/2016	61.27	10.81	7.35	72.09	15	115
24/09/2016	66.18	11.68	7.35	77.85	15	113
25/09/2016	63.72	11.25	7.35	74.97	15	110
27/09/2016	64.3	16.07	7.72	80.37	20	105
19/10/2016	36.4	11.5	4.37	47.9	24	86.26
27/10/2016	41.37	10.34	0	51.71	20	105
05/11/2016	40.18	8.82	4.82	49	18	115
12/12/2016	41.5	8.5	4.98	50	17	110
20/01/2017	48.08	8.48	0	56.56	15	109
07/02/2017	53.41	9.42	0.1	62.83	15	113
15/02/2017	30.09	4.9	1.36	34.99	14	110
16/02/2017	29.55	4.81	0.2	34.36	14	96
17/02/2017	28.45	4.63	0.61	33.08	14	96
18/02/2017	31.11	5.06	0.68	36.17	14	90.38
31/03/2017	27.52	4.48	3.3	32	14	92
06/04/2017	26.26	3.58	0.4	29.84	12	104
02/05/2017	22.5	4.94	2.7	27.44	18	101.3
13/06/2017	20.38	3.32	0	23.69	14	105
15/06/2017	28.43	6.67	0.1	35.1	19	97
16/07/2017	2.51	248.52	0.4	251.04	99	205
21/07/2017	6.69	327.84	0	334.53	98	223
28/07/2017	17.38	352.45	2.09	369.84	95.3	217
08/08/2017	27.04	423.71	23.24	450.75	94	196
10/08/2017	27.84	436.23	33.34	464.07	94	186
11/08/2017	28.8	407.5	23.46	436.3	93.4	182
12/08/2017	26.51	317.81	13.18	344.32	92.3	172
15/08/2017	32.66	330.25	3.92	362.91	91	170
17/08/2017	31.82	321.72	3.82	353.54	91	165
26/08/2017	26.7	164.03	0	190.73	86	166
09/09/2017	12.49	76.74	16.71	89.24	86	134
10/09/2017	12.53	76.95	13.27	89.48	86	134
12/09/2017	15.1	68.77	1.81	83.87	82	140
13/09/2017	14.21	64.75	1.71	78.96	82	149
19/09/2017	17.25	54.63	16.67	71.88	76	136
20/09/2017	10.04	45.74	11.97	55.78	82	130
22/09/2017	19.53	69.23	22.34	88.76	78	132
23/09/2017	21.8	72.97	22.62	94.77	77	130
24/09/2017	19.32	57.97	25.32	77.29	75	98
28/09/2017	19.06	49.01	2.29	68.07	72	118





TABLA ANEXO C (CONTINUACIÓN)

Fecha Tiempo	Oil [Bbls]	Water [Bbls]	Gas [Mscf/d]	Fluido Total [Bbls]	BSW [%]	Temperatura [°F]
01/10/2017	53.56	160.69	0.81	214.25	75	121
05/10/2017	34.87	59.38	4.18	94.25	63	118
11/10/2017	36.62	57.28	4.39	93.9	61	120
14/10/2017	36.12	61.49	1.28	97.61	63	125
15/10/2017	28.04	47.74	2.04	75.78	63	125
16/10/2017	28.45	48.44	1.69	76.9	63	125
17/10/2017	30.25	51.5	1.96	81.75	63	126
19/10/2017	30.25	51.5	1.96	81.75	63	126
01/11/2017	26	44.27	1.23	70.26	63	115
03/11/2017	34.89	123.69	0	158.57	78	119
05/11/2017	29.12	49.58	0.48	78.7	63	111
08/11/2017	38.66	65.84	4.64	104.5	63	116
15/11/2017	33.05	37.27	3.97	70.32	53	113
16/11/2017	39.96	28.94	4.8	68.9	42	105
17/11/2017	39.92	32.67	4.79	72.59	45	104
22/11/2017	36.97	32.78	0.13	69.75	47	104
27/11/2017	30.38	24.86	0.24	55.25	45	105
15/12/2017	28.37	13.97	0	42.35	33	100
20/12/2017	34.68	16.32	4.16	51	32	115
21/12/2017	34.84	17.16	4.18	52	33	120
23/12/2017	35.51	17.49	4.26	53	33	114
24/12/2017	34.84	17.16	4.18	52	33	149
25/12/2017	36.04	16.96	4.32	53	32	119
29/12/2017	30.62	17.22	3.67	47.84	36	90
31/12/2017	37.85	17	0	54.85	31	105
12/01/2018	26.75	35.45	1	62.2	57	99
28/02/2018	1.46	144.37	0	145.83	99	188
04/03/2018	3.78	185.14	0	188.92	98	200
06/03/2018	13.09	205	1.1	218.09	94	216
14/03/2018	15.14	287.61	0	302.75	95	218
22/03/2018	16.62	191.17	0.7	207.8	92	187
04/04/2018	19.83	178.45	1.3	198.28	90	157
05/04/2018	21.21	155.54	2.55	176.75	88	146
20/04/2018	28.21	159.84	3.39	188.05	85	142
06/05/2018	20.65	94.06	0.8	114.71	82	115
7/05/2018	Bloqueo por gas					
8/05/2018	Bloqueo por gas					
09/05/2018	Bloqueo por gas					
15/05/2018	Bloqueo por gas					
17/05/2018	10.83	19.26	1.9	30.09	64	117
21/05/2018	Bloqueo por gas					
22/05/2018	Bloqueo por gas					
23/05/2018	Bloqueo por gas					
24/05/2018	Implementación Petrovalve					
29/06/2018	34.23	9.1	3	43.33	21	120
26/07/2018	19.28	4.23	1.4	23.51	18	121

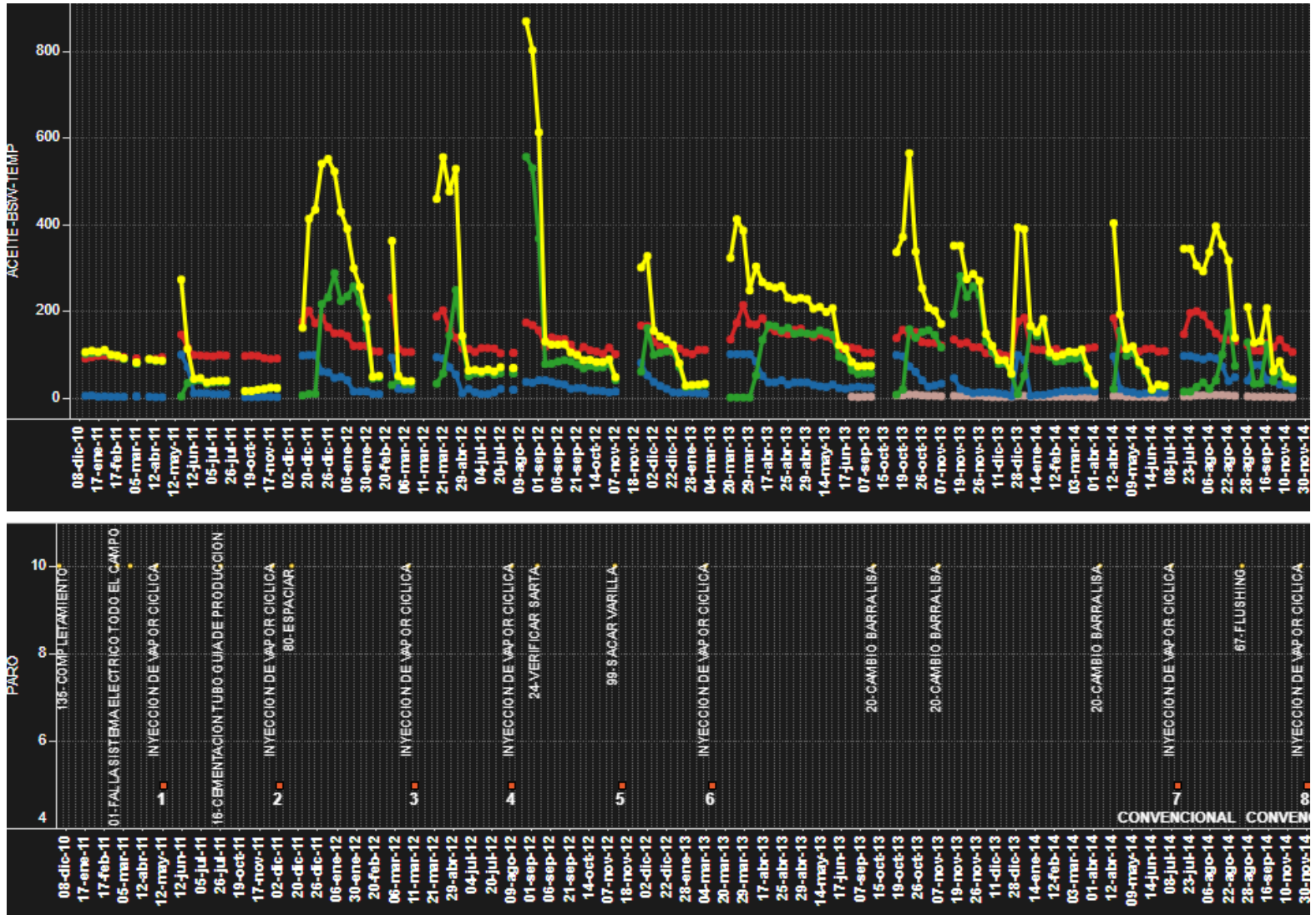
TABLA ANEXO C (CONTINUACIÓN)

Fecha Tiempo	Oil [Bbls]	Water [Bbls]	Gas [Mscf/d]	Fluido Total [Bbls]	BSW [%]	Temperatura [°F]
01/10/2017	53.56	160.69	0.81	214.25	75	121
07/08/2018	24.98	4.41	2.5	29.38	15	115
08/08/2018	22.34	6.3	2.5	28.65	22	115
09/08/2018	25.67	7.24	1.8	32.91	22	104
11/08/2018	27.08	6.77	2.5	33.85	20	113

Convenciones

	Inició ciclo de inyección de vapor
	Producción de Gas
	Bloqueo por Gas
	Implementación válvulas guiadas Petrovalve

ANEXO D GRÁFICA DE PRODUCCIÓN POZO B



CONTINUACION ANEXO D

