

**ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DE LA TECNOLOGÍA PETROVALVE GAS
BREAKER EN LA EXTRACCIÓN DE CRUDOS PESADOS CON ALTOS
VOLÚMENES DE GAS, APLICADO AL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO
DEL CAMPO GIRASOL**

**LIBARDO ANDRÉS SOLANO ARIAS
CARLOS ALBERTO SALAS RUZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA-HUILA
2013**



Mansarovar Energy Colombia Ltd.

**ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DE LA TECNOLOGÍA PETROVALVE GAS
BREAKER EN LA EXTRACCIÓN DE CRUDOS PESADOS CON ALTOS
VOLÚMENES DE GAS, APLICADO AL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO
DEL CAMPO GIRASOL**

**LIBARDO ANDRÉS SOLANO ARIAS
CARLOS ALBERTO SALAS RUZ**

Proyecto de grado para optar al título de: Ingeniero de Petróleos

**DIRECTOR
ERVIN ARANDA ARANDA
Ingeniero de Petróleos**

**CODIRECTOR
RONALD PONCE HIDALGO
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA-HUILA
2013**

Nota de Aceptación

Firma del Jurado

Firma del Jurado

Firma del Director del Proyecto

Neiva, Mayo 02 de 2013



DEDICATORIA

A Dios por darme la bendición de mi familia, por permitirme ser quien soy, y por permitirme la sabiduría para la realización de este objetivo.

A mi Madre María Del Carmen Arias y a mi padre Elibardo Solano Fontecha por su amor incondicional todos estos años; por su amor y comprensión.

A mi hermano Juan Sebastian Solano y a mis hermanas Nataly Viviana Solano y Luisa Fernanda Peñuela, por su cariño y comprensión

A mi Novia Geraldine Forero "LA PULGA" por su comprensión, amor y compañía en estos 5 años viviendo mi vida a su lado.

LIBARDO ANDRES SOLANO ARIAS

Doy gracias a Dios que es el que me ha dado todo lo bueno en la vida, a mis padres, a mis hermanos, a mi hermana, a todos los profesores de la carrera, a mis compañeros y a mi futura esposa LA GONDITA.

CARLOS ALBERTO SALAS RUZ



AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

La UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA y profesores del Programa de Ingeniería de Petróleos que nos guiaron e impartieron sus conocimientos en el transcurso de nuestra vida Universitaria.

MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA, por su colaboración y apoyo logístico para la elaboración de este proyecto.

RONALD PONCE HIDALGO, Ingeniero de Producción. Campo Girasol, MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA. Por su colaboración y constante asesoría como codirector del Proyecto.

ERVIN ARANDA ARANDA. Ingeniero de Petróleos. Profesor Titular del Programa de Ingeniería de Petróleos. Por su excelente labor como docente que contribuyó nuestra formación como lo que somos ahora. Su asesoría y colaboración como director del Proyecto.

EDGAR ALEXANDER GARZÓN, Ingeniero de Producción. Campo Girasol, MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA. Por su colaboración y constante asesoría como codirector del Proyecto.

LUIS HUMBERTO ORDUZ. Ingeniero de Petróleos. Profesor Titular del Programa de Ingeniería de Petróleos. Que con sus enseñanzas y conocimientos ayudó a nuestra formación personal y profesional. Su colaboración como evaluador del proyecto.

LUIS ENRIQUE MANTILLA. Ingeniero de Petróleos. Profesor Titular del Programa de Ingeniería de Petróleos. Por sus conocimientos que contribuyo a nuestra formación profesional. Su colaboración como evaluador del proyecto.

A todas aquellas personas que de una u otra manera aportaron SU VALIOSO APOYO Y CONOCIMIENTO en la realización de este proyecto.



CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN.....	20
1. GENERALIDADES.....	21
1.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.....	21
1.2 GEOLOGÍA GENERAL.....	22
1.2.1 Grupo Chuspas: Zona aceite – agua salada (Oligoceno indiferenciado).....	23
1.2.2 Zona C.....	23
1.2.3 Zona B.....	24
1.2.4 Zona A.....	25
1.3 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO.....	25
1.3.1 Generación y migración.....	25
1.3.2 Reservorios.....	25
1.3.3 Sellos.....	25
1.3.4 Trampa.....	25
1.3.5 Espesor neto, porosidad y permeabilidad.....	26
1.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS.....	27
1.5 SISTEMA DE BOMBEO MECANICO.....	28
1.5.1 Motor primario.....	28
1.5.2 Unidad de bombeo.....	29
1.5.3 Sarta de varillas.....	30



1.5.4 Bombas de subsuelo.....	30
1.5.4.1 Partes principales de la bomba de subsuelo.....	30
1.5.4.2 Acción de las válvulas.....	30
1.5.4.3 Carrera ascendente.....	31
1.5.4.4 Carrera descendente.....	31
1.5.4.5 Bolas y asientos.....	32
1.6 FALLAS GENERADAS POR LA PRESENCIA DE GAS EN LAS BOMBAS DE FONDO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO.....	32
1.6.1 Interferencia por gas (gas interference).....	32
1.6.2 Golpe de gas (gas pound).....	32
1.6.3 Bloqueo por gas (gas lock).....	33
1.7 PETROVALVE GAS BREAKER.....	33
1.7.1 Historia de la Petrovalve.....	33
1.7.2 Mejoras sobre la bola y el asiento.....	33
1.7.3 Mejora de la dinámica de flujo.....	35
1.7.4 Asiento mejorado.....	35
1.7.5 Carga de compresión.....	36
1.7.6 Llenado de la bomba.....	36
1.7.7 Eficiencia de la bomba.....	36
1.7.8 Baja velocidad de bombeo.....	37
1.7.9 Durabilidad de la válvula.....	37
1.7.10 Vida extendida de la unidad de bombeo mecánico.....	37
1.7.11 Re-alisado de válvulas.....	37



1.7.12 Menor costo por barril.....	37
1.7.13 No es un prototipo.....	37
1.7.14 Material.....	38
1.7.15 Ejes.....	38
1.7.16 Esferas.....	38
1.7.17 Asientos.....	38
1.7.18 Guías.....	38
1.7.19 Jaulas.....	38
1.7.20 Petrovalve gas breaker.....	39
1.8 GAS BREAKER: LA VÁLVULA VIAJERA DE ACCIÓN MECÁNICA QUE COMBATE LOS PROBLEMAS DE BLOQUEO POR GAS.....	39
1.8.1 Petrovalve gas breaker.....	39
1.8.2 Pozos horizontales y desviados.....	40
1.8.3 Producción a altas temperaturas.....	41
1.8.4 Aplicaciones en pozos profundos.....	41
1.8.5 Bombas de gran diámetro.....	42
1.9 ANALIZADOR DE POZO Y SOFTWARE TWM (TOTAL WELL MANAGEMENT).....	42
1.10 OBJETIVOS DEL ANALIZADOR DE POZO.....	42
1.11 REGISTRO DINAGRÁFICO EN POZOS CON BOMBEO MECÁNICO.....	43
1.12 REGISTRO ACÚSTICO.....	44
2. ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DE LA TECNOLOGÍA PETROVALVE GAS BREAKER.....	45



2.1 DESEMPEÑO DE LA TECNOLOGIA PETROVALVE GAS BREAKER EN CONDICIONES CRÍTICAS DE INTERFERENCIA Y BLOQUEO POR GAS EN POZOS CALIENTES. GIRASOL PH3-HZ12.....	45
2.1.1 Descripción general del pozo.....	45
2.1.2 Condición número 1: interferencia moderada por gas.....	46
2.1.3 Registro dinagráfico.....	46
2.1.4 Condición número 2: interferencia severa por gas.....	49
2.1.5 Condición número 3: bloqueo por gas, pozo no bombea.....	51
2.1.6 Análisis posterior a la implementación del conjunto Petrovalve gas breaker por medio de registros dinagráficos.....	55
2.1.7 Intervención del equipo de Well service.....	55
2.1.8 Enfriamiento rápido.....	56
2.1.9 Re-espaciamento de la bomba de fondo después del servicio.....	58
2.1.10 Estabilidad en el ciclo de producción a menores strokes por minuto debido a la optimización del conjunto de fondo del sistema de bombeo mecánico con el conjunto Petrovalve gas breaker.....	60
2.1.11 Análisis económico de la tecnología Petrovalve gas breaker por reducción del consumo de corriente debido a la disminución de los strokes por minuto en el pozo PH3-HZ12.....	64
2.2 INFLUENCIA DE LA TECNOLOGÍA PETROVALVE GAS BREAKER EN LA OPTIMIZACIÓN DE LOS CICLOS DE PRODUCCIÓN. GIRASOL AL-HZ16 A-13.....	65
2.2.1 Descripción general del pozo.....	65
2.2.2 Evaluación del ciclo de producción 1.....	65
2.2.3 Secuencia de eventos.....	66
2.2.4 Evaluación del ciclo de producción 2.....	70



2.2.5 Análisis comparativo de los registros dinagráficos de los ciclos 1 y 2 de producción.....	72
2.2.5.1 Análisis comparativo del ciclo 1 y 2 del pozo AL-HZ16.....	73
2.3 INFLUENCIA DE LA TECNOLOGÍA PETROVALVE GAS BREAKER EN LA ELIMINACIÓN DEL BLOQUEO POR GAS EN POZOS FRIOS CON BAJA SUMERGENCIA. GIRASOL PH7-HZ06.....	74
2.3.1 Descripción general del pozo.....	74
2.3.2 Fallas antes de la optimización del conjunto de fondo.....	76
2.3.2.1 Zona A: pozo no bombea.....	76
2.3.2.2 Zona B: pozo no bombea.....	76
2.3.3 Aplicación de la tecnología Petrovalve gas breaker como alternativa para reducir el bloqueo por gas.....	77
2.4 VENTAJAS DE LA TECNOLOGÍA PETROVALVE GAS BREAKER EN LA PROFUNDIZACION DE BOMBAS THM EN POZOS HORIZONTALES. GIRASOL PH3-HZ02.....	80
2.4.1 Descripción general del pozo.....	80
2.4.2 Antecedentes de fallas.....	80
2.4.3 Comportamiento de la producción cíclica.....	81
2.4.4 Condiciones mecánicas de operación.....	82
2.4.5 Registro acústico y condiciones dinagráficas del pozo.....	82
2.4.6 Condición dinagráfica (carta de fondo).....	83
2.4.7 Registro acústico.....	84
2.4.8 Operación del conjunto de válvulas convencionales (válvulas API).....	85
2.4.9 Oportunidad para implementar la tecnología Petrovalve gas breaker.....	86
2.4.10 Correctivos evaluados en la profundización.....	86



2.4.11	Correctivos aplicados en la profundización.....	87
2.4.12	Implementación de la tecnología Petrovalve gas breaker pozo GIR PH3-HZ02.....	88
2.4.12.1	Intervención del equipo Well service rig JS-3.....	88
2.4.13	Carta dinagráfica y registro acústico del pozo.....	91
2.4.13.1	Aumento de la eficiencia de llenado de la bomba.....	91
2.4.13.2	Interferencia por gas en la bomba de fondo.....	92
2.4.13.3	Nivel de fluido (Petrovalve gas breaker, sin empaque térmico).....	92
2.4.14	Prueba de válvulas posterior a la implementación de la tecnología Petrovalve gas breaker.....	93
2.4.15	Costos de la tecnología Petrovalve gas breaker Vs sistema convencional de válvulas API.....	94
2.5	ASPECTOS FAVORABLES EN LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA PETROVALVE GAS BREAKER.....	96
2.6	ASPECTOS DESFAVORABLES EN LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA PETROVALVE GAS BREAKER.....	97
2.6.1	Efectos secundarios por alta profundización de bombas de fondo.....	97
2.6.2	Re-espaciamientos excesivos.....	97
2.6.3	Demoras en los periodos de reparación.....	97
3.	CONCLUSIONES.....	99
4.	RECOMENDACIONES.....	100
	BIBLIOGRAFÍA.....	101



LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de Localización Campos MECL.....	21
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada.....	22
Figura 3. Mapa Área Girasol al tope del Oligoceno.....	24
Figura 4. Sección Estructural Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	26
Figura 5. Equipo de subsuelo y de superficie para el bombeo mecánico.....	29
Figura 6. Ciclo de llenado bomba de subsuelo.....	31
Figura 7. Válvulas con vástagos guiados.....	34
Figura 8. Sistema de válvulas Petrovalve gas breaker.....	40
Figura 9. Instalación de Petrovalve en pozos horizontales y desviados.....	41
Figura 10. Variación del comportamiento de la bomba de fondo por presencia de gas, durante los ciclos de bombeo registrados. Condición moderada.....	47
Figura 11. Carta dinagráfica seleccionada para el análisis de la bomba de fondo en Mlbf Vs longitud del recorrido en pulgadas.....	47
Figura 12. Prueba de válvulas fija y viajera, condición moderada de gas.....	48
Figura 13. Variación del comportamiento de la bomba de fondo por presencia de gas, durante los ciclos de bombeo registrados. Condición moderada.....	49
Figura 14. Carta dinagráfica de la bomba de fondo en Mlbf Vs longitud del recorrido en pulgadas. Interferencia severa por gas.....	50
Figura 15. Prueba de válvulas fija y viajera, condición moderada de gas.....	51
Figura 16. Variación del comportamiento por presencia de gas de la bomba de fondo durante los ciclos de bombeo registrados, bloqueo por gas.....	53



Figura 17. Carta dinagráfica de la bomba de fondo en Mlbf Vs longitud del recorrido en pulgadas. Interferencia severa por gas.....	53
Figura 18. Prueba de válvulas fija y viajera pozo GIR PH3-HZ12, software TWM.....	54
Figura 19. Variación del comportamiento de la bomba de fondo por presencia de gas durante los ciclos de bombeo registrados (posterior al servicio de optimización).....	57
Figura 20. Carta dinagráfica para el análisis de la bomba de fondo en Mlbf Vs longitud del recorrido en pulgadas (posterior al servicio de optimización).....	57
Figura 21. Variación del comportamiento de la bomba de fondo por presencia de gas, durante los ciclos de bombeo registrados, después del servicio de optimización.....	59
Figura 22. Carta dinagráfica para el análisis de la bomba de fondo, (posterior al servicio de optimización).....	59
Figura 23. Comportamiento de la producción diaria del pozo GIR PH3-HZ12, después de la instalación del conjunto Petrovalve gas breaker (Ciclo 3).....	60
Figura 24. Curva general de declinación de las variables de producción del pozo GIR PH3-HZ12 en el ciclo de producción 2.....	61
Figura 25. Relación de producción neta entre los ciclos 2 y 3 del pozo GIR PH3-HZ12.....	62
Figura 26. Condición dinagráfica anterior (a) y posterior (b) a la implementación del conjunto Petrovalve gasbreaker.....	62
Figura 27. Comportamiento característico de la bomba de fondo del pozo GIR AL-HZ16, afectado por la interferencia severa por gas durante el ciclo de producción 1.....	66
Figura 28. Comportamiento del ciclo de producción 1 del pozo GIR AL-HZ16, antes de implementarse el conjunto Petrovalve gas breaker	69
Figura 29. Comportamiento del ciclo de producción 2 del pozo GIR AL-HZ16, luego de implementarse el conjunto Petrovalve gas breaker	71



Figura 30. Reducción de la interferencia por gas en la bomba de fondo del pozo GIR AL-HZ16 en el ciclo de producción 2 (b), respecto a la condición mostrada durante el inicio del ciclo de producción 1 (a).....	72
Figura 31. Mejora de la respuesta del ciclo de producción 2 respecto al ciclo de producción 1, por la reducción de los efectos de interferencia por gas en la bomba de fondo del pozo AL-HZ16.....	73
Figura 32. Comportamiento del ciclo de producción 3 del pozo GIR PH7-HZ06, antes de implementarse el conjunto Petrovalve gas breaker	75
Figura 33. Bloqueo por gas en la bomba de fondo (a) y prueba de válvulas del pozo Gir PH7-HZ06 (b).....	77
Figura 34. Pozo en producción con golpe de fluido por bajo aporte de formación (a) y prueba de válvulas del pozo Gir PH7-HZ06 (b).....	79
Figura 35. Carta dinagráfica de fondo del pozo GIR PH3 HZ-02 previa a la optimización, operando con válvulas convencionales API.....	83
Figura 36. Carta dinagráfica de fondo del pozo GIR PH3 HZ-02 correspondiente al stroke más representativo de la figura 32, operando con válvulas convencionales API	84
Figura 37. Nivel de fluido del pozo GIR PH3-HZ02 por encima del empaque térmico, antes de optimizar su diseño.....	85
Figura 38. Prueba de válvulas GIR PH3 HZ-12 antes del servicio de optimización.....	86
Figura 39. Descripción general del servicio al pozo GIR PH3-HZ02.....	88
Figura 40. Variación de la profundidad de la bomba en el pozo Girasol PH3-HZ02, con la aplicación de la válvula Petrovalve gas breaker.....	89
Figura 41. Dinagrama del pozo GIR PH3 HZ-02 con bomba THM profundizada..	91
Figura 42. Nivel de fluido GIR PH3 HZ-02 luego de implementar la tecnología Petrovalve gas breaker	93
Figura 43. Prueba de válvulas pozo GIR PH3 HZ-12 con Petrovalve gas breaker instalada	94



Figura 44. Carta dinagráfica del Pozo Gir PH7-HZ02 que expone un bloqueo por gas (a); pozo Gir PH7-HZ02 re-espaciado, en producción (b).....98

Figura 45. Banco de prueba.....103



LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Resumen propiedades petrofísicas para zona A.....	26
Tabla 2. Caracterización del crudo Campo Girasol.....	27
Tabla 3. Contenido de Metales Girasol Horizontal 02, Zona A (Arena 11).....	28
Tabla 4. Comparación de áreas de flujo.....	35
Tabla 5. Condiciones operacionales anteriores al sistema Petrovalve gas breaker.....	46
Tabla 6. Condiciones operacionales anteriores al sistema Petrovalve gas breaker.....	49
Tabla 7. Condiciones operacionales anteriores al sistema Petrovalve gas breaker.....	52
Tabla 8. Decrecimiento de la carga de fluido soportada por la válvula viajera por efecto de bloqueo por gas.....	55
Tabla 9. Condiciones operacionales posteriores al sistema Petrovalve gas breaker.....	56
Tabla 10. Tabla resumen de las condiciones operacionales anteriores y posteriores al sistema Petrovalve gas breaker.....	63
Tabla 11. Condiciones eléctricas operacionales indicadas por el variador de la unidad de superficie anterior y posterior al sistema Petrovalve gas breaker.....	64
Tabla 12. Producción diferida en barriles de aceite/día relacionados con fenómenos de bloqueo e interferencia por gas.....	68
Tabla 13. Condiciones operacionales anteriores al sistema Petrovalve gas breaker.....	78
Tabla 14. Condiciones operacionales posteriores al sistema Petrovalve gas breaker.....	78



Tabla 15. Condiciones operacionales anteriores al sistema Petrovalve gas breaker.....	82
Tabla 16. Tabla comparativa de las condiciones de operación antes y después del servicio de optimización con el conjunto Petrovalve gas breaker	89
Tabla 17. Condiciones posteriores a la aplicación del conjunto Petrovalve gas breaker.....	90
Tabla 18. Pieza Vs costo unitario para el ensamblaje nuevo del conjunto de fondo tipo convencional de la bomba de fondo de bombeo mecánico.....	95
Tabla 19. Consolidado de producción diferida en Bopd de los pozos AL-HZ16 Y PH7-HZ06 Vs el costo en USD de dicha cantidad dejada de percibir.....	104



LISTA DE ANEXOS

	pág.
ANEXO A (Informativo) ESTADO MECÁNICO.....	102
ANEXO B (Informativo) PROCEDIMIENTO DE PRUEBA	103
ANEXO C (Informativo) PÉRDIDAS ECONÓMICAS POR PRODUCCIÓN DIFERIDA EN LOS POZOS AL-HZ16 Y PH7-HZ06 RELACIONADAS CON LA PRODUCCION DE ALTOS VOLÚMENES DE GAS	104



RESUMEN

En este artículo se analiza el desempeño de la tecnología Petrovalve gas breaker en la reducción y eliminación del bloqueo por gas en el conjunto de fondo del sistema de bombeo mecánico. El campo de acción de esta investigación cubija al sistema de levantamiento artificial de tipo bombeo mecánico del campo Girasol perteneciente a la compañía operadora Mansarovar Energy Colombia Ltda. A través del análisis de eventos en la data de producción, registros acústicos, cartas dinagráficas de fondo y estados mecánicos de los pozos seleccionados, se determinó que la tecnología Petrovalve gas breaker eliminó el bloqueo por gas en los pozos de interés y optimizó sus ciclos de producción, prolongando el run life del sistema tanto en fondo como en superficie, demostrando claramente la confiabilidad que expresa tal tecnología en el mejoramiento de la operación del sistema de fondo del bombeo mecánico.

INTRODUCCIÓN

El sistema de bombeo mecánico ha sido el principal método de levantamiento artificial en el mundo con un alto porcentaje de aplicación en pozos productores.

Aunque el uso de nuevas y adaptables tecnologías en levantamiento artificial, tales como el bombeo electrosumergible y bombeo de cavidades progresivas ha tomado importancia actualmente, el sistema de bombeo mecánico se ha sostenido allí con firmeza, debido a su gran eficiencia y economía en instalación y mantenimiento, además del respaldo otorgado desde sus inicios. No obstante con la aplicación del sistema de bombeo mecánico se han tenido que sobrellevar una gran serie de fallas asociadas principalmente con la presencia de altos volúmenes de gas en pozo y fallas en el conjunto de válvulas de fondo, lo cual impide una eficiencia de bombeo óptima y constante.

Continuamente la búsqueda en el mercado de nuevas tecnologías que permitan mitigar estos impactos se hace cada vez más notoria. En el año de 1987 Doug Jensen y Ken McConell desarrollaron un sistema de válvulas que reemplazan a las válvulas convencionales de bola y asiento, conocidas como válvulas Petrovalve; destacándose de este conjunto la válvula Petrovalve gas breaker. El sistema Petrovalve se ha catalogado como uno de los cambios más importantes de diseño para el sistema de válvulas de fondo de pozos de bombeo mecánico en más de 50 años. Estos productos hasta la actualidad han contribuido con mejoras en el sistema de bombeo mecánico a nivel mundial. Su novedoso diseño permite optimizar el sistema de bombeo mecánico, reduciendo costos por fallas y pérdida de producción relacionadas con el conjunto de válvulas de fondo de pozo, además de minimizar los problemas asociados con la interferencia, golpe y bloqueo por gas.

En el desarrollo de este proyecto se tiene como objetivo evaluar el desempeño de la válvula Petrovalve gas breaker de la compañía Flotek y distribuida en Colombia por la empresa Equipment Engineer Ltda., principalmente en la eliminación de fallas asociadas con la presencia de altos volúmenes de gas en el sistema de bombeo mecánico, por medio del análisis de los datos de producción y de los registros acústicos y dinamométricos adquiridos con el uso del software Total Well Management (TWM) además de evaluar otros beneficios que ofrece la tecnología Petrovalve en el diseño mejorado del conjunto jaula, válvula, y asiento. Este análisis tendrá aplicación en el sistema de bombeo mecánico del campo Girasol operado por la compañía Mansarovar Energy Colombia Ltd., en asociación con la empresa colombiana de petróleo Ecopetrol.

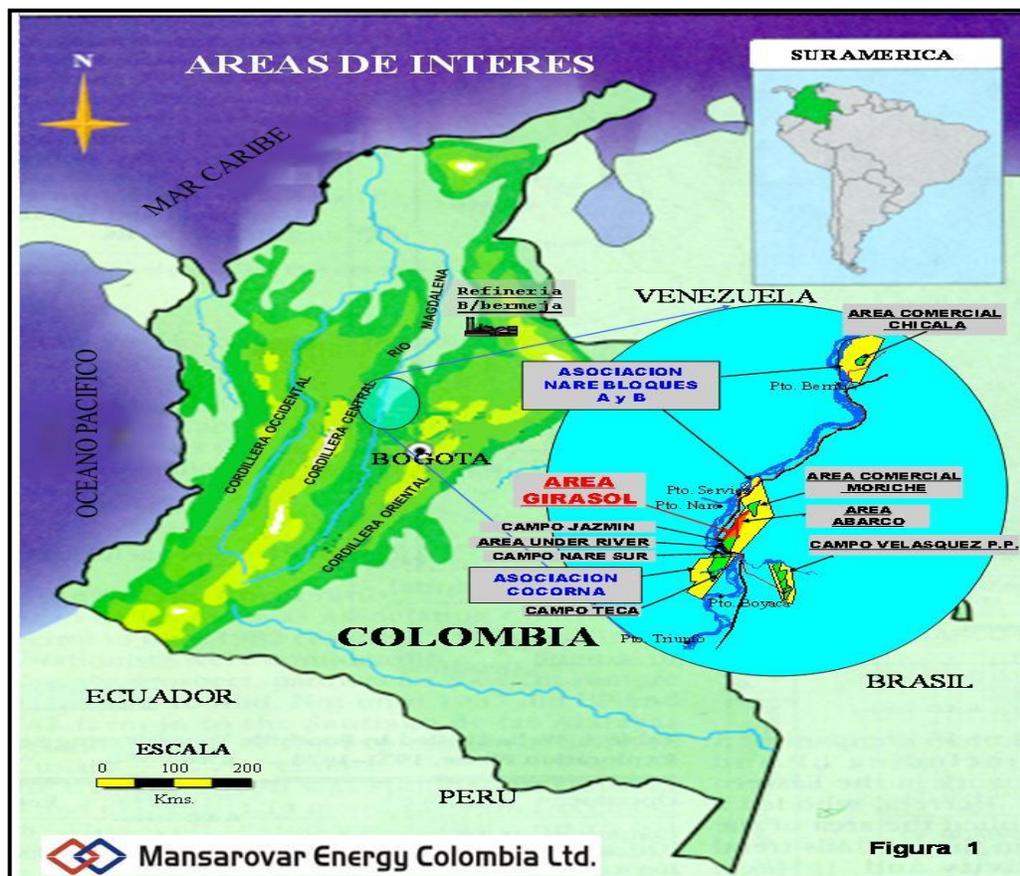
1. GENERALIDADES

1.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El Área Girasol, comprendido por el Sector Norte y el Campo Girasol, localizado en el departamento de Boyacá, está ubicado en el borde Suroeste de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, entre las cordilleras Central y Oriental, con una extensión de 286 acres.

El área Girasol, limita al Sur con el Campo Girasol, al Oriente con el Área Abarco (delimitados por la Falla de Girasol) y al Norte con la Falla de Cocorná (**Figura 1**).

Figura 1. Mapa de Localización Campos MECL



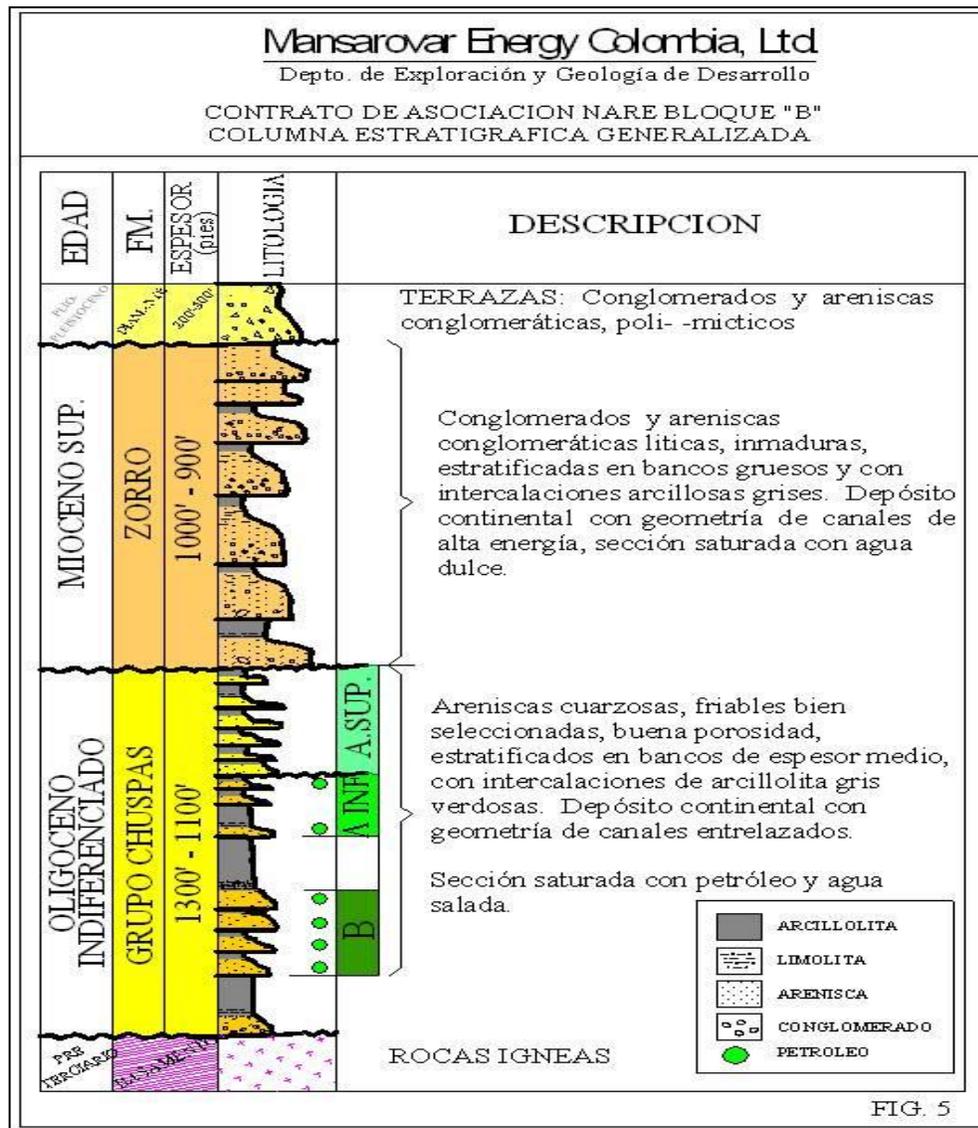
Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.



1.2 GEOLOGÍA GENERAL

La distribución estratigráfica dentro del Área Girasol, muestra una sección monótona de intercalaciones de areniscas y arcillas continentales del Terciario Superior, en contacto discordante sobre un basamento ígneo metamórfico Pre-Terciario, compuesto de rocas ígneas y metamórficas (**Figura 2**).

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

El Basamento encontrado está compuesto principalmente por rocas metamórficas con textura esquistosa de origen sedimentario (metasedimentarias), hallado a -1556 pies TVDss y -1386 pies TVDss respectivamente.

1.2.1 Grupo Chuspas: Zona aceite – agua salada (Oligoceno Indiferenciado).

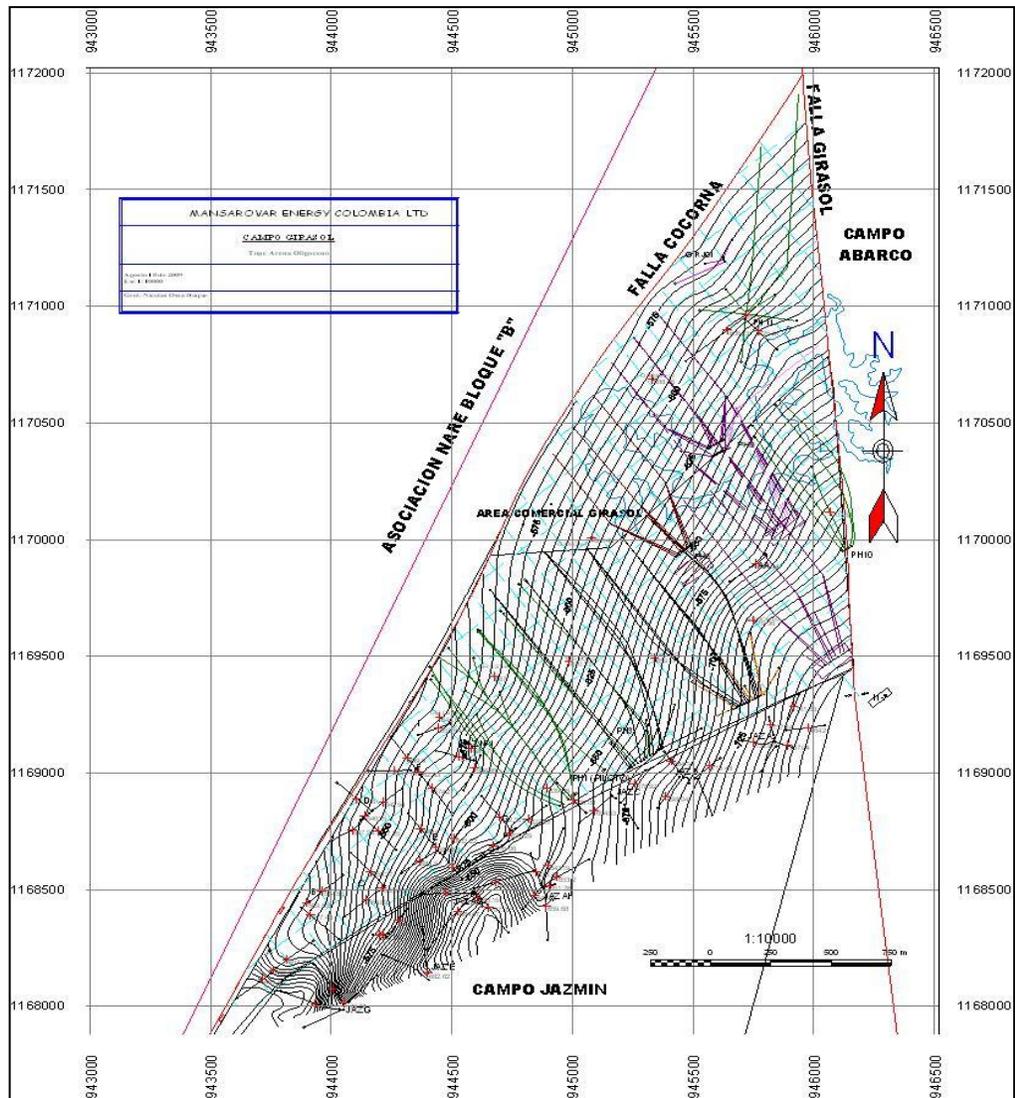
El Grupo Chuspas es una secuencia de intercalaciones de areniscas friables, sublíticas a cuarzosas con arcillolitas grises - verdosas. Se encuentra suprayacida por una secuencia de intercalaciones de arcillas verdes con arenas sublíticas de grano grueso a conglomerática, saturadas de agua fresca, denominado Grupo Zorro (Mioceno Tardío). El Grupo Chuspas (Oligoceno Indiferenciado) está infrayacido por un Basamento Ígneo-Metamórfico. El espesor promedio es de 800 pies en el Sector Girasol Norte y 1000 pies en el área comercial del campo.

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.

El Grupo Chuspas se dividió en tres zonas denominadas: Zona A, Zona B y Zona C, las cuales se han diferenciado y caracterizado regionalmente de acuerdo con sus propiedades petrofísicas, disposiciones estructurales y estratigráficas. La zona A posee las mejores acumulaciones de hidrocarburos; en ella se ha identificado un marcador regional denominado “Arcilla M”. Las zonas B y C presentan acumulaciones de hidrocarburos muy pobres (**Figura 3**).

1.2.2 Zona C. 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, matriz arcillosa, alcanzando espesores promedios entre 90 y 150 pies, observándose los mayores espesores hacia la parte SE del campo y los menores hacia la NE. 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.

Figura 3. Mapa Área Girasol al tope del Oligoceno



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

1.2.3 Zona B. 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, localmente muy grueso, 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 promedios del orden de 220 pies. Las

porosidades promedio son del rango del 22 al 26%. Las manifestaciones de hidrocarburo son regulares a muy pobres y su interés es secundario para el campo Girasol.

1.2.4 Zona A. Contiene las mejores acumulaciones de hidrocarburos en el Área Girasol y por lo tanto constituyen su principal reservorio. El espesor promedio de esta zona es de 450 pies y está compuesto por intercalaciones de areniscas friables de tamaño de grano variable desde fino a grano grueso con niveles de arcillolitas de tonalidades grises y verdosas, no calcáreas. En esta zona, por ser el principal reservorio se han tomado núcleos convencionales, muestras de pared y análisis de fluidos y a partir de esta información se han diferenciado los niveles de arenas y arcillolitas 9, 10, 11, 12, 13 y 14.

1.3 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

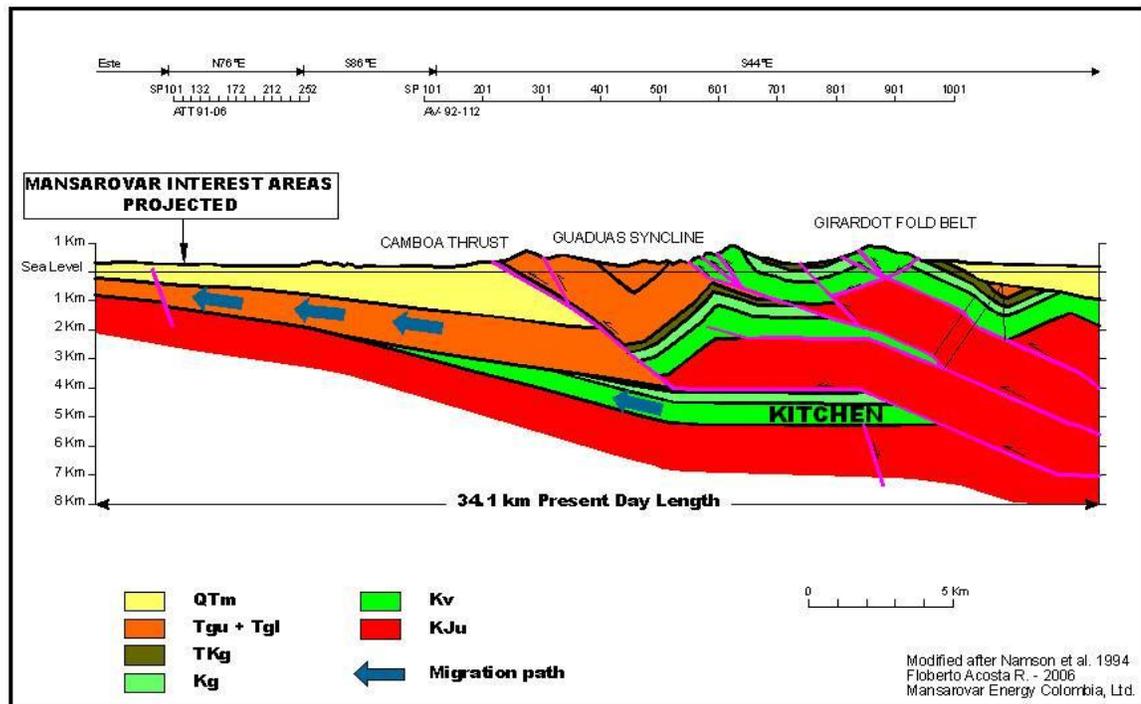
1.3.1 Generación y migración. En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena las principales rocas generadoras de hidrocarburos están constituidas por sedimentos ricos en materia orgánica, depositadas en ambientes marinos, hipersalinos y restringidos de la Formación La Luna, cuyo depositario tuvo lugar durante el Cretáceo Medio. Estos sedimentos se hallan presentes en lo profundo de la cuenca, hacia el Este del área de estudio. Allí han sido generados y expulsados los hidrocarburos que a través de los estratos arenosos de las unidades terciarias han migrado, buzamiento arriba hacia el Occidente (Figura 4).

1.3.2 Reservorios. Las rocas almacenadoras en esta parte de la cuenca son areniscas continentales, depositadas en ambiente de canales entrelazados a meándricos, edad Eoceno (?) – Oligoceno. Las arenas son delgadas, alcanzando espesores máximos de 35 pies.

1.3.3 Sellos. Los sellos están constituidos por los diferentes estratos de arcillas que se hallan interestratificadas con las areniscas presentes en las unidades anotadas anteriormente; uno de estos sellos es la “Arcilla M”.

1.3.4 Trampa. La trampa es de tipo estructural, conformado por un monoclinall fallado, el cual ha desarrollado una estructura cerrada en el bloque hundido de la falla de Cocorná, la cual limita la acumulación por el Oeste.

Figura 4. Sección Estructural Cuenca del Valle Medio del Magdalena



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

1.3.5 Espesor neto, porosidad y permeabilidad

Tabla 1. Resumen propiedades petrofísicas para zona A

PROPIEDADES	BAJO (P10)	MEDIO (P50)	ALTO (P90)
ESPESOR NETO TVD	84	124	163
PERMEABILIDAD (md)	500	850	1500
POROSIDAD ϕ	24	27	30
Sw	28	31	34

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

En general, se observa que la porosidad de la Zona A, presenta valores que varían entre 24 a 30% con un valor más probable del orden del 27%; con respecto a la permeabilidad, esta se encuentra entre 500 y 1500 md aproximadamente, con un valor más probable de 850 md.



1.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS

En términos generales, este es un crudo que presenta alta viscosidad, contenido medio de azufre y bajo punto de fluidez, con viscosidades de crudo muerto en el rango de 7000 a 10000 Cp a 100 °f. El contenido de agua y sedimentos presente en los crudos de esta área se encuentra entre el 6% y 10%. Las medidas de salinidad, tomadas en el Sector Girasol Norte se encuentran en el rango de 3700 a 7200 ppm.

De los resultados de PVT, también se deduce que el crudo de Girasol se encontraría originalmente a condiciones muy cercanas a la de sub saturación (Presión de yacimiento ligeramente igual o mayor a la P_b).

Tabla 2. Caracterización del crudo Campo Girasol

Prueba	Unidad	GIR PH01-02 Zona A Arena 11	GIR AA-05 Zona Zona A	JAZ NORTE 01 Zona A + B	GIR F-02
Gravedad a 15.6°C (60°F)	API	11.2	10.9	9.3	11.03
Densidad a 15.6°C (60°F)	Kg/m ³	991	970	990	992
Viscosidad @ (100°F)	cSt	9778	13545	13664	15420
Viscosidad @ (122°F)	cSt	3420	3501	4140	—
Residuo Carbón Micro	%m	9.24	—	—	—
Contenido de Azufre	%m	1.585	1.5	1.35	—
Contenido de Cenizas	%m	0.281	0.335	0.075	—
Punto de Fluidez	°C	12	21	18	—
Punto de Inflamación	°C	123	103	mayor 93	—
Constante grav/visc, VGC	—	0.92	—	—	—
Insolubles n-C7	%m	2.19	—	—	—
Salinidad	lb/1000Bls	43.32	17.37	72	—

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Se puede observar que el crudo del Campo Girasol posee alta viscosidad, contenido medio de azufre, alta concentración de sal y bajo punto de fluidez, lo cual justifica el esquema de inyección cíclica de vapor bajo el cual se opera el campo en la actualidad. Adicionalmente, el crudo del GIR-HOR02 contiene algunos iones metálicos, como se aprecia en la tabla 3.



Tabla 3. Contenido de Metales Girasol Horizontal 02, Zona A (Arena 11)

Iones Metálicos	Concentración, ppm
Calcio	760.1
Vanadio	84.75
Niquel	67.98
Sodio	43.64
Hierro	46.94
Aluminio	11.4
Magnesio	10.88
Cobre	0.24

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

1.5 SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

Para producir pozos que ya han muerto en flujo natural, es decir que la presión de fondo (BHP) es menor que las pérdidas de presión en el pozo, o para incrementar la rata de producción en pozos con flujo natural se requiere un sistema de levantamiento artificial.

El sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico es el más antiguo y utilizado alrededor del mundo, debido principalmente a los bajos costos operativos, facilidad de producción y bajo riesgo de derrames por ser una operación a baja presión.

Una instalación típica de un sistema de bombeo mecánico incluye:

- Unidad de bombeo
- Motor primario
- Varillas
- Bomba de subsuelo

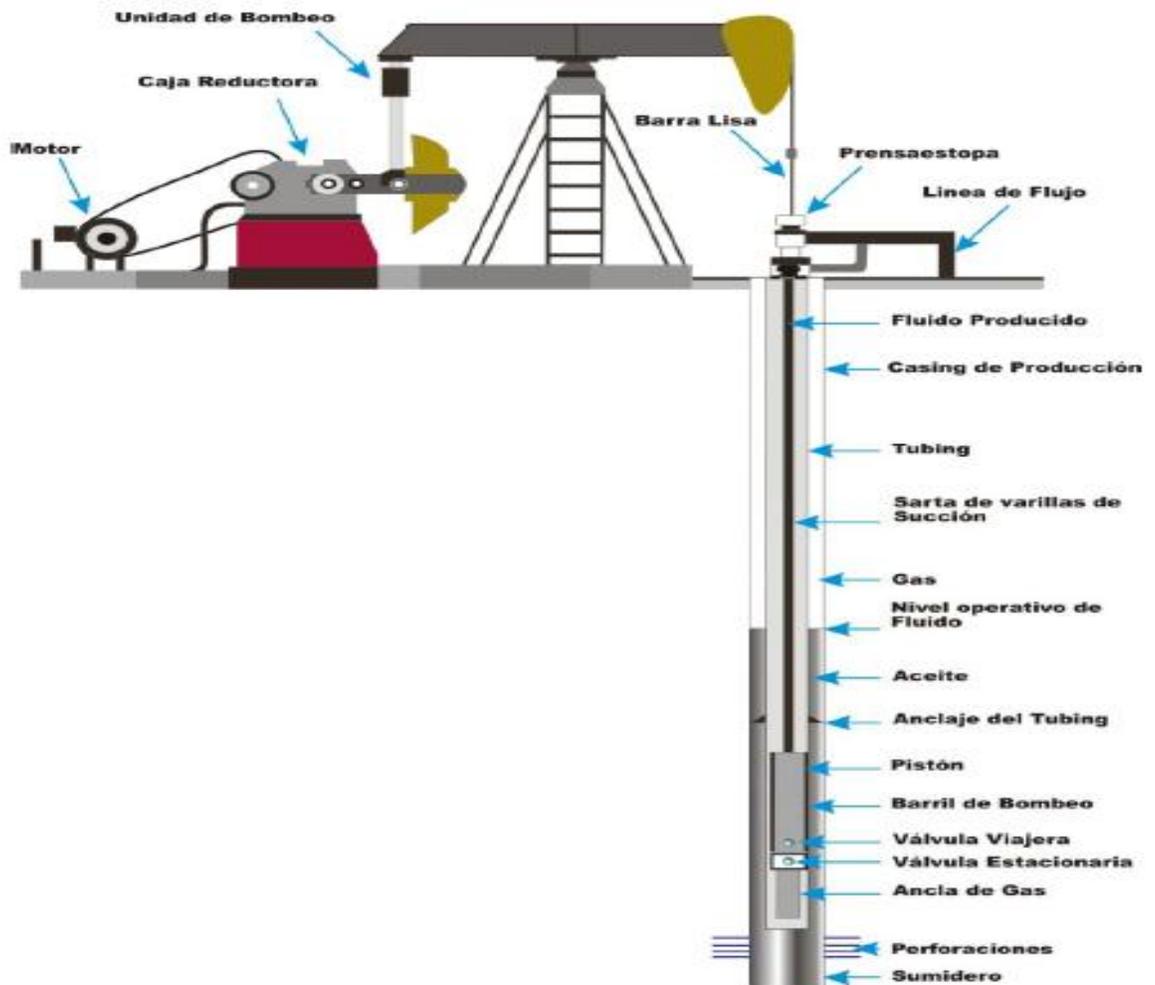
1.5.1 Motor primario. La función del motor primario es suministrar la energía que el sistema de bombeo necesita. La potencia del motor depende de la profundidad de la bomba, nivel de fluido, de la velocidad de bombeo y del balanceo de la unidad. Los motores son equipos de altas RPM y bajo torque.



Hay dos tipos de motores usados principalmente:

- Motores eléctricos
- Motores a Gas

Figura 5. Equipo de subsuelo y de superficie para el bombeo mecánico



Fuente: i - soluciones integrales. Imagen Tomada de: http://i-soluciones.net.ve/bombeo_mecanico.html. Consultado el 26/09/2011.

1.5.2 Unidad de bombeo. Las funciones de la unidad de bombeo son la de convertir el movimiento rotatorio del motor principal en movimiento ascendente y descendente de la sarta de varillas, además de transmitir la potencia y el torque



del motor. El movimiento ascendente y descendente de la varilla se le denomina recorrido.

1.5.3 Sarta de varillas. La sarta de varillas conecta la bomba de subsuelo con la barra lisa, su principal función es transmitir el movimiento recíprocante de la varilla pulida a la bomba.

Las varillas están disponibles en acero y fibra de vidrio. Aproximadamente el 90% de las sargas son en acero, pero en algunos campos hay sargas combinadas de varillas en acero y fibra de vidrio.

1.5.4 Bombas de subsuelo.

1.5.4.1 Partes principales de la bomba de subsuelo. Las partes básicas de una bomba son:

- Barril
- Pistón
- Válvula viajera y fija
- Anclaje

La típica bomba por varillas de succión es un arreglo embolo-cilindro. En la terminología de campos petroleros el embolo es llamado pistón y el cilindro se le conoce como barril de la bomba. El pistón tiene una válvula de bola y asiento llamado válvula viajera debido a que viaja hacia arriba y hacia abajo con el pistón.

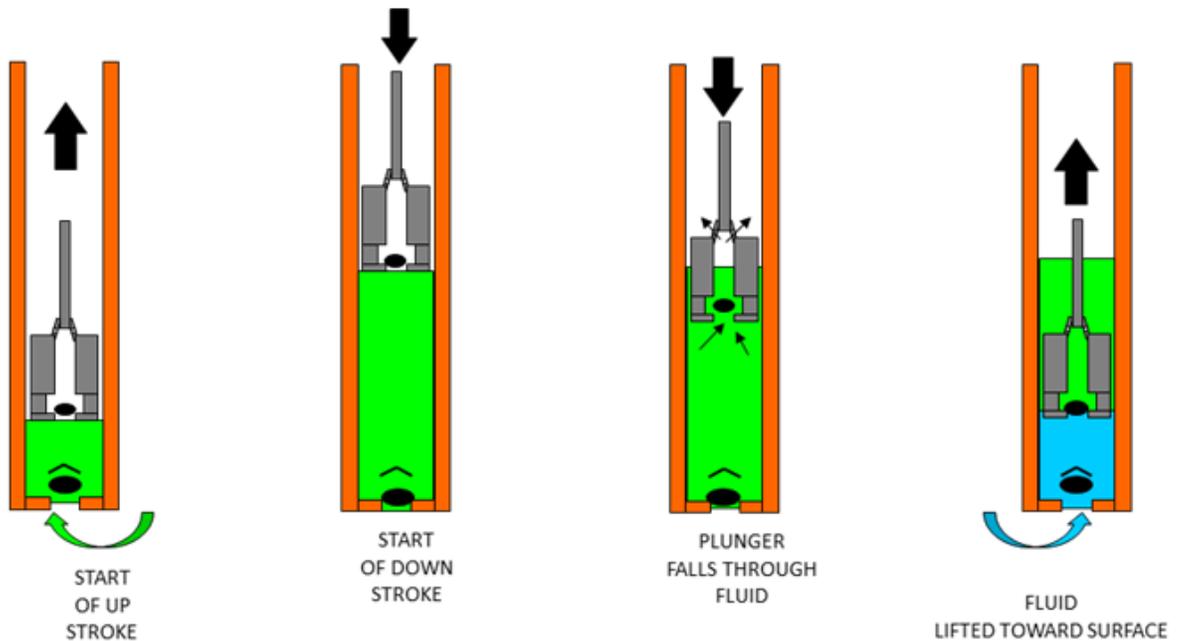
A la entrada del barril de la bomba existe otra válvula llamada válvula fija debido a que está fijada a la tubería y no se mueve. La figura 6 muestra un diagrama simplificado de las bombas de varillas. Entender la operación de la bomba es esencial para la comprensión total del sistema incluyendo la interpretación de la forma de las cartas dinagráficas.

1.5.4.2 Acción de las válvulas. Para entender cómo trabaja la bomba hay que darle un vistazo a la acción de las válvulas, asumiendo que la bomba está llena con líquido incompresible tal como petróleo muerto o agua. La figura 6 muestra cómo se comportan las válvulas viajeras y fijas durante el ciclo de bombeo.



1.5.4.3 Carrera ascendente. En la carrera ascendente, cuando el pistón comienza a moverse hacia arriba, la válvula viajera cierra y levanta las cargas del fluido. Esto genera un vacío en el barril de la bomba que causa la apertura de la válvula fija permitiendo que el fluido proveniente del yacimiento llene la bomba.

Figura 6. Ciclo de llenado bomba de subsuelo



Fuente: ESP Oil International

1.5.4.4 Carrera descendente. En la carrera descendente, cuando el pistón comienza a moverse hacia abajo, la válvula fija se cierra y el fluido en el barril de la bomba empuja la válvula viajera, abriéndola. El pistón viaja a través del fluido que se ha desplazado hacia la bomba durante la carrera ascendente. Luego el ciclo se repite.

Para un caso ideal de bomba llena y fluido incompresible, en la carrera ascendente la válvula viajera cierra, la fija abre y el fluido comienza a ser bombeado a través de la tubería hasta la superficie. En la carrera descendente, la válvula viajera abre y la fija cierra. Sin la acción de las válvulas, la producción no sería posible. Si la válvula fija no abre, el fluido no entraría a la bomba. Si la válvula viajera no abre entonces el fluido no entraría a la tubería.



1.5.4.5 Bolas y asientos. Ambas válvulas, la viajera y la fija de las bombas de subsuelo son combinaciones de bola y asiento. El ensamblaje bola y asiento está en una jaula que permite el flujo de fluidos mientras mantiene la bola en posición de asentar apropiadamente. Algunas veces el desgaste en los anillos de la jaula causa que la bola golpee el asiento fuera del centro. Esto acelera el desgaste de la bomba.

La operación de la bomba afecta todos los componentes del sistema. Esta influye en las cargas sobre la sarta de varillas, unidad de bombeo, caja de engranaje y motor. Sistemas con bombas de calibres grandes son muy sensibles a la presión en la línea de flujo, incluso pequeños aumentos en la presión de la línea podrían incrementar significativamente las cargas en la barra pulida.

1.6 FALLAS GENERADAS POR LA PRESENCIA DE GAS EN LAS BOMBAS DE FONDO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

Este problema se presenta en casos donde la producción de gas del pozo produce un llenado parcial o incompleto en la bomba de subsuelo. En la carrera ascendente, la válvula fija no se abre hasta que la presión de la formación exceda la presión de la cámara, entre el émbolo y la válvula fija. Si alguna fracción de este último volumen es 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 hasta que ha perdido parte de su carrera ascendente. De manera similar, cuando el émbolo desciende, hay una pérdida considerable en la carrera efectiva descendente antes de que se abra la válvula viajera, como resultado del gas libre presente en el cilindro de la bomba.

1.6.1 Interferencia por gas (gas interference). Cuando la presión de fondo de pozo disminuye a valores bajos, en la mayoría de los casos se liberan burbujas de gas presentándose así una fase gaseosa a la entrada de la bomba ocasionando la pérdida de eficiencia de la bomba debido a que parte de su cámara se ocupa con gas en cada recorrido.

1.6.2 Golpe de gas (gas pound). Si se incrementa el ingreso de gas libre a la bomba en cantidades suficientes, se puede producir el golpe de gas que, aunque más suave que el golpe de fluido, puede dañar partes de la bomba.



1.6.3 Bloqueo por gas (gas lock). Si se continúa incrementando el ingreso de gas libre a la bomba, puede darse la situación de interrumpirse la producción. Esto se debe a que la presión en el interior de la cámara de la bomba durante la carrera descendente no es suficiente para vencer la presión aguas arriba de la válvula viajera, por lo tanto ésta no se acciona. A su vez, durante la carrera ascendente, la presión dentro de la bomba no se reduce lo suficiente como para que abra la válvula fija. Por ende, dentro de la bomba sólo se comprime y descomprime gas en cada recorrido, suspendiéndose así la producción.

1.7 PETROVALVE GAS BREAKER

1.7.1 Historia de la Petrovalve. La Petrovalve fue co-inventada en 1987 por Doug Jensen, entonces superintendente Senior de mantenimiento de campo con Northwestern utilities Ltda. (“NUL”), y Ken McConnell, propietario de McConnell oilfield Supply Ltda.

Durante sus 15 años con NUL, Mr. Jensen se dió cuenta de que su mayor desafío en las bombas de fondo de pozo era con respecto a las bolas y los asientos y la capacidad para bombear más fluido con el fin de producir más gas. El diseñó la Petrovalve y se acercó a Ken McConnell quien tenía 30 años de experiencia en el sector de abastecimiento a la industria (principalmente en la reparación y mejora de bombas de fondo de pozo).

Después de establecer la Petrovalve como una alternativa viable a la bola y al asiento, la demanda por la Petrovalve creció en una variedad de materiales y tamaños. Mr. Jensen y Mr. McConnell se dieron cuenta de que no serían capaces de comercializar la Petrovalve a su máximo potencial, por lo que fueron introducidos a Flotek.

Flotek adquirió la tecnología Petrovalve e incrementó la presencia de Petrovalve en Canadá. Flotek también lideró la entrada de Petrovalve al mercado internacional e introdujo materiales adicionales y tamaños requeridos para competir en el mercado.

1.7.2 Mejoras sobre la bola y el asiento. Petrovalve es un cambio importante de diseño para el sistema de válvulas en las bombas de fondo de pozo dado en más de 50 años. El último cambio que ha sobrevivido y que ha trabajado ha sido la introducción de la pieza extraíble al cuerpo de la jaula.

La Petrovalve tiene tres importantes mejoras en el diseño de la bola y el asiento.

La primera ventaja del diseño de la Petrovalve es la adición de los vástagos guiados superior e inferior de la válvula, como se aprecia en la figura 7, permitiendo el movimiento controlado de la Petrovalve mientras realiza ciclos de trabajo de entre 9000 a 18000 veces por día. El resultado es un menor daño al sistema de la válvula.

Figura 7. Válvulas con vástagos guiados



Fuente: Flotek Company

La segunda ventaja importante de la Petrovalve es el aumento en el área de flujo a través de la válvula y el cuerpo de la jaula. Este incremento del área de flujo es evidente en todos los tamaños y depende del tamaño de las válvulas que se utilizan. Dicho incremento oscila entre el 27% hasta el 112%, como se puede apreciar en la tabla 4.

**Tabla 4. Comparación de áreas de flujo**

COMPARACIÓN DE ÁREAS DE FLUJO PETROVALVE VS. VÁLVULA CONVENCIONAL			
VÁLVULA (INCHES)	PETROVALVE (INCHES²)	VÁLVULA (API) (INCHES²)	INCREMENTO DE ÁREA (%)
1.25	0.237	0.166	43
1.50	0.4146	0.292	42
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	2.220	1.068	105
3.75	2.954	1.394	112
4.75	4.863	-	-
5.75	7.703	-	-

Fuente: Flotek Company

La tercera ventaja en el diseño de la Petrovalve es la compensación de dureza entre el embolo y el asiento. Con el embolo ligeramente más duro que el asiento, un proceso continuo de pulido ayuda a permitir que la Petrovalve experimente mayor durabilidad en comparación con la bola y el asiento.

1.7.3 Mejora de la dinámica de flujo. Con el movimiento controlado de la Petrovalve, el violento movimiento de autodestrucción que es observado en la bola y en el asiento convencional es eliminado.

Hay ciertos beneficios para la dinámica de flujo que pueden ser discutidos. Cuando la bola se mueve en el cuerpo de la jaula en un patrón irregular, el flujo de fluidos es interrumpido causando que el fluido cambie de curso constantemente mientras está pasando por cualquiera de las válvulas. Esto resulta en un pobre llenado de la bomba lo que permite al gas escapar del fluido causando aún otro problema. Con el movimiento guiado de la Petrovalve, el fluido ingresa y deja la válvula sin que su curso sea alterado, por lo tanto se reduce la liberación de gas.

1.7.4 Asiento mejorado. La Petrovalve tiene un número de formas en las que se mejora el asiento de la válvula. La parte plana posterior en el tope de la válvula,

hace que la válvula sea asistida hidrostáticamente en su cierre. La Petrovalve cerrará rápidamente debido a esto y debido a que es guiada, además de que no rebota descontroladamente para encontrar el asiento.

Con la bola y el asiento, un asentamiento ineficiente ocurre debido a que el fluido pasa de regreso por la bola (vuelve a la cámara de compresión), cuando ésta se encuentra intentando hacer sello con el asiento. El fluido tiende a deflectarse alrededor de la bola en tanto la columna hidrostática empuja hacia abajo, lo cual causa que la bola se mueva alrededor.

El auto-pulido de la Petrovalve debido a la compensación de dureza entre la válvula y el asiento así como su rotación durante el uso, es un factor más, que contribuye al mejoramiento del asentamiento (sello constante).

1.7.5 Carga de compresión. La Petrovalve ha demostrado reducir la carga de compresión debido al incremento en el área de flujo. Con el incremento en el área de flujo, hay menor restricción sobre el fluido que atraviesa la válvula viajera, proporcionando una mejor caída del émbolo y en muchos casos mejorando la carrera neta descendente en el pozo.

Cuando ésta disminución en la carga de compresión ocurre, existe una amplia gama de beneficios incluyendo menos desgaste de tubería de producción y varillas, la reducción en las piezas de la varilla, la reducción en el uso y desgaste de las unidades de bombeo incluyendo cajas reductoras, y una mejor producción.

1.7.6 Llenado de la bomba. Incrementar el área de flujo es la principal razón para mejorar el llenado. La Petrovalve tiene una menor caída de presión a través del área de la válvula que ayuda a eliminar la separación de gas en la bomba, evitando así un bloqueo potencial por gas o una condición severa de interferencia por gas.

1.7.7 Eficiencia de la bomba. Con la reducción en la carga compresiva, se obtiene una mejor carrera neta en el fondo del pozo, incrementando la eficiencia. Un mejor llenado de la bomba, de nuevo incrementa la eficiencia. Con una reducción en la separación de gas del fluido, la eficiencia se incrementa. En la mayoría de los casos los beneficios resultan de la instalación de la Petrovalve, que aumentarán la eficiencia de bombeo.



1.7.8 Baja velocidad de bombeo. Debido a los beneficios de diseño de la Petrovalve, ya sea por mejoras en el llenado de la bomba, reducción de la carga de compresión, reducción de la interferencia de gas, o simplemente una mejor eficiencia debido al cierre de la válvula, se pueden disminuir los strokes por minuto y mantener los niveles de producción existentes. En ciertas aplicaciones se ha disminuido la velocidad de bombeo hasta en un 30%. Esto permite ahorrar al cliente en particular cerca de 2 millones de strokes por año. Solamente los ahorros de energía fueron del 27%.

1.7.9 Durabilidad de la válvula. Petrovalve ha mostrado un incremento en la vida de la bomba de 2 a 6 veces de lo que el productor experimentaba, si la única causa de falla era respecto a las válvulas. Esto se debe a la eliminación de la acción violenta de la bola cuando cae golpeando el área de sello, lo cual genera la destrucción de dicha área. Con el movimiento controlado y el auto-pulido que se genera durante la operación normal, la Petrovalve definitivamente durará más tiempo que una bola y un asiento convencionales.

1.7.10 Vida extendida de la unidad de bombeo mecánico. En zonas de alto volumen donde las velocidades de bombeo son altas, se generan pequeños daños en la unidad de bombeo que van desde los cojinetes, llegando hasta la caja reductora. La habilidad de disminuir los strokes por minuto y mantener los niveles de producción existentes, o para disminuir la acción de ruptura que ocurre cuando la sarta de varillas aún está descendiendo y la unidad de bombeo está subiendo, ahorra en general en el mantenimiento de toda la unidad de bombeo.

1.7.11 Re-alisado de válvulas. Cuando la Petrovalve es extraída del pozo y no genera una prueba satisfactoria de vacío absoluto, se puede pulir o alisar la válvula con un compuesto de diamante para pulido. Es similar al proceso de pulido de las válvulas de un automóvil y puede ser realizado a mano. Por supuesto, si la Petrovalve ha estado en servicio prolongado o en condiciones de bombeo extremas, esto no puede ser aplicable, pero generalmente las válvulas pueden ser nuevamente pulidas. Esto supera la alternativa de reemplazar el asiento, o bien la válvula y el asiento.

1.7.12 Menor costo por barril. Todos los beneficios que se discutieron anteriormente significan menor costo por barril al productor.

1.7.13 No es un prototipo. La Petrovalve ha sido instalada en más de 20.000 pozos. Está siendo utilizada a través de Canadá, el sur de Estados Unidos, Sur

América, Australia, Europa, Rusia e Indonesia. Muchas de las válvulas originales que fueron corridas hace 7 años, se encuentran en uso hoy en día. La Petrovalve no es un prototipo, sino más bien un producto bien diseñado que ha sido probado en el fondo de pozo, al igual que en el consejo de investigación de Alberta, el cual es un centro de investigación de clase mundial.

1.7.14 Material. La Petrovalve ha evolucionado en una serie de mejoras en curso en lo que respecta a la metalurgia. Estas mejoras en curso son el resultado de las pruebas de campo y de la estrecha colaboración con el consejo de investigación de Alberta.

1.7.15 Ejes. Los ejes superior e inferior son manufacturados en acero inoxidable y después son recubiertos con nitruro de titanio. Todos los ejes son de 2 ó 3 piezas de construcción con hombros por encima y por debajo de la hemiesfera. Los ejes están clavados y martillados para evitar un inadvertido desenroscado durante la operación.

1.7.16 Esferas. El carburo de titanio es ahora el material Standard en esferas. Todas las esferas son 100% carburo de titanio, contrario a las bolas convencionales que solo están recubiertas. Se ofrece carburo de titanio en todos los tamaños. Maneja la abrasión y la corrosión bastante bien.

1.7.17 Asientos. La mayoría de los asientos en este punto son de tungsteno. El tungsteno resiste lo peor en ciertos tipos de corrosión. No es usualmente recomendado con niveles de más de 3% H₂S. Esto es debido a un proceso de lixiviación que lleva a la cubierta de cobalto fuera de la válvula, causando una picadura extrema (corrosión por pitting).

1.7.18 Guías. Cada guía tiene una manga inserta de carburo de tungsteno soldada en el sitio para prevenir el desgaste de los ejes. Estas guías son intercambiables y pueden ser usadas en cualquier posición.

1.7.19 Jaulas. Se fabrican jaulas cerradas para aplicaciones en la válvula viajera y celdas abiertas para aplicaciones en la válvula fija. Todas las roscas son API y se acoplarán a cualquier varilla de bombeo API de cualquier fabricante. Los materiales son de acero inoxidable 316 o 4140 de aleación de acero con revestimiento de óxido negro.

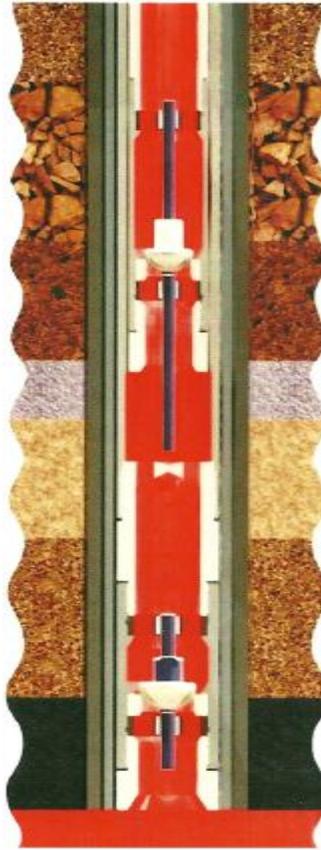


1.7.20 Petrovalve gas breaker. La Petrovalve gas breaker es un excelente producto para eliminar el bloqueo de gas o interferencia de gas severa. En este punto hay maneras efectivas para tratar con este problema. Un operador puede golpear fuertemente la bomba para sacudir la bola fuera del asiento, pero si lo hace, generalmente resulta en un daño considerable en el tope de la bomba de fondo. Se han visto casos en el que el buje de la varilla de la válvula se ha partido o ha sido empujado hacia abajo dentro del vástago guía de la válvula, debido a un golpe fuerte. La Petrovalve gas breaker es un sistema mecánico, el cual elimina el bloqueo por gas, por lo cual no se requiere que el operador golpee la bomba. Cuando se corre apropiadamente, se ha llegado a incrementar la producción hasta en un 300%.

1.8 GAS BREAKER: LA VÁLVULA VIAJERA DE ACCIÓN MECÁNICA QUE COMBATE LOS PROBLEMAS DE BLOQUEO POR GAS

1.8.1 Petrovalve gas breaker. La Petrovalve gas breaker fue desarrollada para combatir el problema de bloqueo por gas. Usada en la posición de la válvula viajera se acciona mecánicamente al final de cada ciclo de bombeo si la bomba está bloqueada por gas. Esto permite al gas migrar fuera de la bomba hacia el tubing, dejando el barril de la bomba lleno con fluido. Nuevo aceite puede así entrar en la bomba en el momento de la carrera ascendente. La apertura automática se lleva a cabo cuando el vástago extendido de fondo en la válvula viajera contacta el elemento llamado Trip Sub (conector del barril modificado).

Figura 8. Sistema de válvulas Petrovalve gas breaker



Fuente: Flotek Company

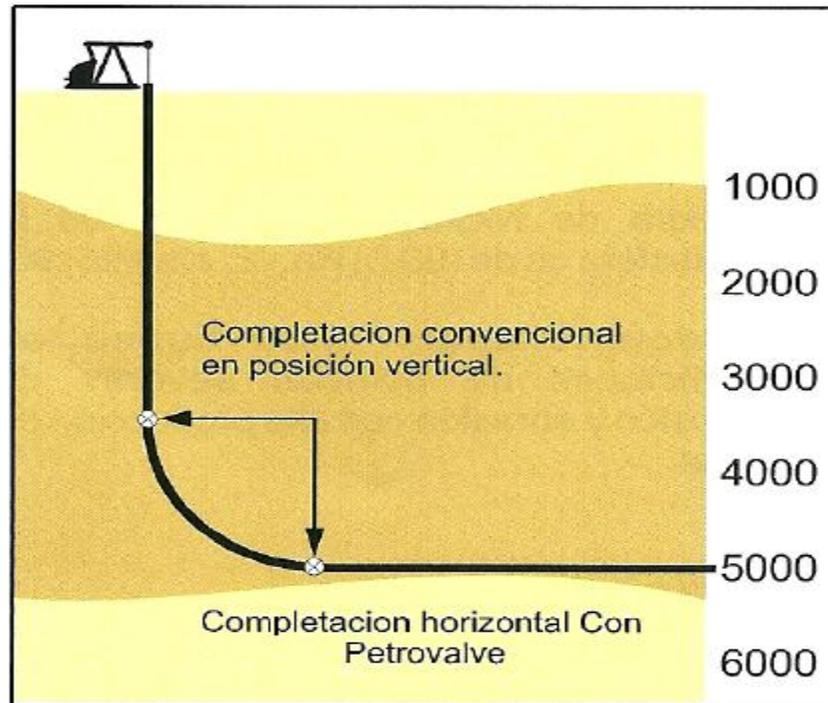
1.8.2 Pozos horizontales y desviados. El sistema Petrovalve es el único sistema de válvula que trabaja igualmente en bombeo horizontal, desviado y vertical. Con el sistema guiado y la asistencia de la columna hidrostática de fluido para el cierre, no hay caída de eficiencia como con la bola y el asiento.

La bola a menudo tiene que levantarse así misma con la ayuda del fluido que la está atravesando para poder elevarse del asiento. Además el interior del inserto puede ser construido para permitir un asentamiento más rápido, pero esto causa pérdida de fluido.

Un gran número de productores deja sus bombas en posición vertical o tan bajo como sea posible en la porción desviada, para aumentar la eficiencia de la bomba. Esto resuelve un problema pero deja una gran columna hidrostática en la

formación que puede dificultar el flujo al espacio anular y disminuir el caudal a extraer.

Figura 9. Instalación de Petrovalve en pozos horizontales y desviados



Fuente: Flotek Company

1.8.3 Producción a altas temperaturas. La Petrovalve gas breaker está diseñada para utilizarse como válvula viajera en situaciones de bombeo de pozos donde existan condiciones térmicas y no térmicas. Es también muy útil en producción de fluidos en pozos de gas natural, ya que facilita el bombeo de fluidos gasificados en una forma continua.

1.8.4 Aplicaciones en pozos profundos. Las aplicaciones en pozos profundos no presentan problema para la Petrovalve gas breaker. La válvula está diseñada para adaptarse al estiramiento de las varillas a través del eje extendido de fondo. Esto hace al sistema fácil de instalar y simple de operar.

La Petrovalve está compuesta de una hemiesfera, penetrada por un vástago el cuál se proyecta verticalmente por encima y por debajo. Este componente es

llamado “el pistón de la válvula”. El vástago guía que va por encima y por debajo del pistón de la Petrovalve se fabrica con un miembro transversal único que contiene una abertura para el vástago. Esto crea un stroke guiado con precisión. Las guías superior e inferior son idénticas y son reversibles, como lo es el asiento.

1.8.5 Bombas de gran diámetro. Los problemas de diseño asociados con las válvulas de bola y asiento son más evidentes en las bombas de gran diámetro. Una bomba de gran diámetro de 5 ¾” contiene una bola de acero inoxidable que pesa 17 libras. Debido al peso de la selección del material, para grandes válvulas ha sido limitado el acero inoxidable para mantener el peso bajo control. Sin embargo, la Petrovalve gas breaker permite el uso de materiales más duros, materiales resistentes a la corrosión los cuales reducen el efecto de masa sobre el asiento.

1.9 ANALIZADOR DE POZO Y SOFTWARE TWM (TOTAL WELL MANAGEMENT)

El analizador de pozo se compone de los siguientes elementos:

Software: Total Well Management (TWM).

Hardware: Celda de carga tipo PRT.
Celda de carga tipo HT.
Pistola a gas.
Cables de potencia.

1.10 OBJETIVOS DEL ANALIZADOR DE POZO

El objetivo principal del Analizador de Pozo es proveer al operador todos los datos necesarios para analizar el desempeño de un pozo de gas o de petróleo con sistema de levantamiento artificial para minimizar los costos y fallas de operación. Este objetivo se logra usando combinaciones de equipos y programas de computador los cuales son específicos para cada medida que se vaya a realizar, productividad del pozo, presión de yacimiento, eficiencia, cargas en los equipos y desempeño del pozo son derivados de una combinación de mediciones de presión de superficie, niveles acústicos de fluido, dinamométricos, corriente y transiente de presión. La siguiente es una lista de algunas de las preguntas que se pueden responder con el uso y con la interpretación adecuada de las mediciones del Analizador.



A PARTIR DE LAS MEDIDAS ACÚSTICAS EN EL POZO SE PUEDE RESPONDER:

- ¿Hay líquido por encima de la bomba? ¿A qué profundidad está el tope de la columna de líquido?
- ¿Está el gas fluyendo por el anular? En caso afirmativo ¿a qué tasa?
- ¿Cuál es la presión de cabeza del revestimiento (casing)? ¿Está variando con el tiempo?
- ¿Cuál es el porcentaje de líquido de columna de fluido en el anular?
- ¿Cuál es la presión en las perforaciones?
- ¿Cuál es el porcentaje de caudal máximo de petróleo que está siendo producido?
- ¿Cuál es la tasa máxima que puede ser producida por el pozo?
- ¿Cuál es la velocidad del sonido en el anular con gas?
- ¿Cuál es la gravedad específica promedio del gas en el anular?
- ¿Hay alguna restricción o anomalía en el anular por encima del nivel del líquido?

A PARTIR DEL ESTUDIO DEL SEGUIMIENTO DEL NIVEL DE LÍQUIDO:

- ¿Cuál es la profundidad del nivel del líquido?
- ¿Está el nivel del líquido aumentando o disminuyendo?
- ¿Está el nivel del líquido dentro del intervalo esperado?

1.11 REGISTRO DINAGRÁFICO EN POZOS CON BOMBEO MECÁNICO

Las cartas dinamométricas registradas en superficie, en pozos producidos con Bombeo Mecánico brindan información esencial para el diseño y diagnóstico del sistema de extracción. El concepto de dinamometría lleva consigo la interpretación en superficie de lo que está pasando en el fondo de pozo. El uso principal de la carta dinamométrica de la bomba es el de identificar y analizar los problemas de fondo de pozos.

El dinagrama es un gráfico de las cargas que soporta la barra lisa a través de su carrera ascendente y descendente, las cuales son causadas por la variación de las cargas de la bomba, a las cuales se le suman las cargas producidas por el peso del fluido, peso de las varillas, fricción, aceleración, etc.

CARTA DINAMOMÉTRICA DE SUPERFICIE: representa la medición de las cargas en las varillas de bombeo en distintas posiciones a lo largo de un ciclo

completo de bombeo. Las cargas generalmente son representadas en libras y el desplazamiento en pulgadas.

CARTA DINAMOMÉTRICA DE LA BOMBA (FONDO): representa las cargas calculadas en distintas posiciones de la bomba a lo largo de un ciclo de bombeo y representa las cargas que la bomba aplica sobre la parte inferior de la sarta de varillas de bombeo.

Un análisis dinamométrico permite al operador la determinación de cargas y desempeño del sistema por bombeo mecánico. Cargas en las varillas, cargas transversales, cargas en la caja de engranaje, desempeño de la bomba y separador de gas de fondo pueden ser determinados. Un transductor de barra pulida (PRT) compacto, sencillo de instalar, es añadido a la barra pulida debajo del elevador en unos pocos segundos. Una celda de carga tipo herradura (HT) instalada entre el elevador y la grapa de la barra pulida permite la adquisición de la carga con precisión. Un acelerómetro dentro de los transductores es utilizado para determinar la posición de la barra pulida. Con ambos dinamómetros, se genera una carta de superficie y una carta de fondo calculada. Pruebas de la válvula viajera y válvula fija pueden ser realizadas.

1.12 REGISTRO ACÚSTICO

Este registro es usado junto con el del dinagrama, para determinar exactamente el problema del pozo. Se puede calcular: el nivel de fluido, establecer si la bomba está bien diseñada, y si está bombeando eficientemente.

El instrumento que registra el nivel de fluido, genera una onda de energía en la superficie y registra el tiempo entre la emisión de esta onda y el regreso de su reflexión a la superficie.

Un punto de importancia al realizar un registro, es asegurarse de que todas las juntas sean aproximadamente de la misma longitud, ya que en lugar de utilizar la velocidad del sonido en el espacio anular junto con la diferencia de tiempo entre la emisión de la sucesión de ondas y la recepción de la primera reflexión, es común determinar la profundidad del nivel de fluido por reflexiones secundarias en las juntas de la tubería.



2. ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DE LA TECNOLOGÍA PETROVALVE GAS BREAKER

2.1 DESEMPEÑO DE LA TECNOLOGIA PETROVALVE GAS BREAKER EN CONDICIONES CRÍTICAS DE INTERFERENCIA Y BLOQUEO POR GAS EN POZOS CALIENTES. GIRASOL PH3-HZ12

2.1.1 Descripción general del pozo.

- Área: Comercial.
- Fecha de perforación: 31 de Enero de 2011.
- Fecha de completamiento: 11 de Febrero de 2011.
- Tipo de arena completada: A-10.
- Máxima desviación: 94.34°@ 3845' MD.
- KOP @ 490'.
- Presencia de empaque térmico.

45 días después de iniciar el tercer ciclo productivo del pozo GIR PH3-HZ12, los registros dinagráficos del pozo indicaron un creciente aumento en la interferencia por gas en la bomba de fondo, relacionado en gran parte por la instalación de un empaque térmico tipo flotante para la retención de temperatura y presión, que permite el direccionamiento del flujo de vapor durante la inyección (mejoramiento invasivo del vapor hacia la formación). Dado que la instalación del empaque térmico sella el anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción, los valores que puedan ser determinados por medio de registros acústicos, como niveles de fluido, caudales de gas, presiones de fondo fluyente, etc, no poseerán confiabilidad para el análisis de este caso. El tipo de bomba de fondo es de tubería (THM) de 2.75" de diámetro, la cual opera con un conjunto de válvulas y sistema pescante de válvula fija de tipo convencional (API).

A continuación desde el numeral 2.1.2 hasta el 2.1.5 se detalla secuencialmente el comportamiento de la bomba de fondo del pozo GIR PH3-HZ12, durante el transcurso de producción luego de haber culminado el ciclo de inyección de vapor sin implementarse el conjunto Petrovalve gas breaker en fondo. Los registros dinagráficos particulares implementados para el análisis detallado de la bomba de fondo del sistema de bombeo mecánico en tal secuencia, corresponden a los strokes que mejor representaron el desempeño de la bomba en operación.



2.1.2 Condición número 1: interferencia moderada por gas. Luego de traspasar una etapa productiva en la que el pozo generaba altos volúmenes de agua producto de la inyección de vapor (100% agua condensada), se evidenció la respuesta positiva del fluido del pozo en cuanto a la disminución del corte de agua. En este punto, la movilidad de las fases (líquido y gas) varía considerablemente según sea la disminución del porcentaje de BS&W, pues a medida que dicho valor disminuya, las fuerzas viscosas generadas por la presencia de crudo en el fluido total producido, dificultarán el desplazamiento de este hacia la superficie; por lo tanto la movilidad del gas aumentará exponencialmente hasta interferir completamente con la eficiencia de llenado de la bomba de fondo, añadiendo a esto la presurización del pozo por el aislamiento del anular con el empaque térmico, por el cual normalmente se alivia la presión del gas a través de la válvula de venteo hacia la atmósfera o la válvula del sistema cerrado de gas hacia la batería de producción en superficie que posee el campo Girasol (hacia la tea o hacia unidades compresoras de gas que alimentan generadores de vapor a base de este combustible. Aprovechamiento del gas de campo).

Tabla 5. Condiciones operacionales anteriores al sistema Petrovalve gas breaker

FECHA DEL DINAGRAMA	25 ENERO DE 2012
TEMPERATURA (°f)	200
CICLO DE INYECCIÓN	3
% BS&W	75
DIÁMETRO DEL PISTÓN (in)	2.75
TIPO DE BOMBA	THM 3 ½"
STROKES POR MINUTO (spm)	7.2
EFICIENCIA DE LLENADO (%)	54.57
DESPLAZAMIENTO EFECTIVO (in)	91.2
RECORRIDO DE LA BOMBA (in)	168
PIP (Psi)	12.8
Q (bfpd)	630

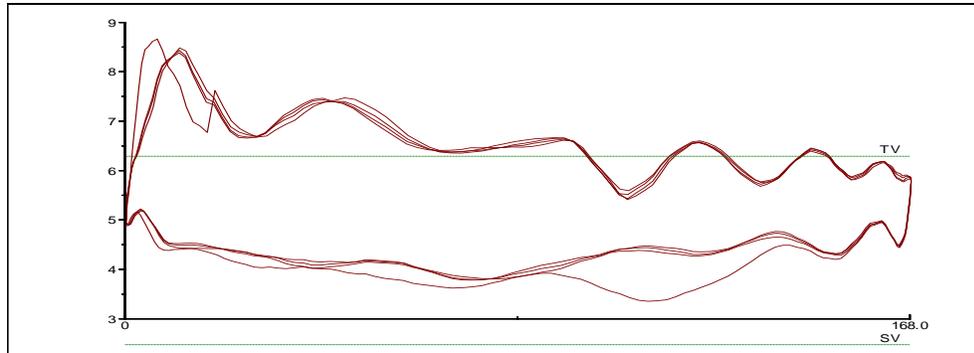
Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

2.1.3 Registro dinagráfico. En la figura 10, la superposición de 3 de los 4 registros dinagráficos, indica un comportamiento de afectación moderada de la bomba de fondo, por la presencia de altos volúmenes de gas.

El comportamiento de la bomba de fondo en el periodo de análisis implementado, dependerá del número de superposiciones de los registros dinagráficos. Para otros casos en general, los análisis han dependido de la experiencia del analista,

el cual ha indicado el mejor registro dinagráfico que permitiera comprender las condiciones de operación más reales del fluido en el interior de la bomba de fondo del sistema de bombeo mecánico.

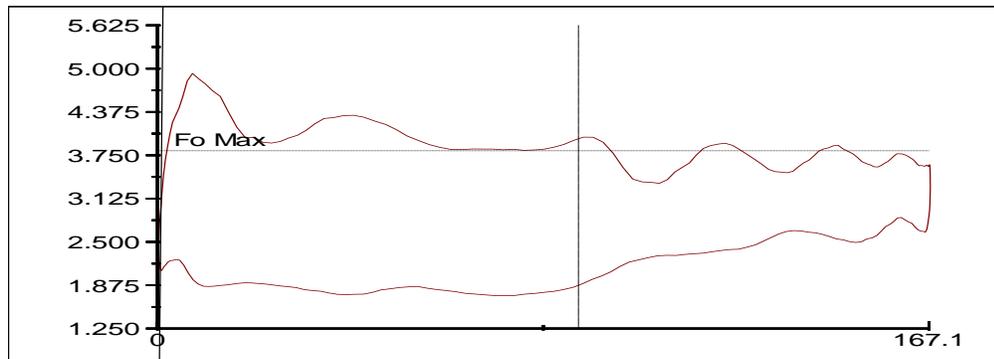
Figura 10. Variación del comportamiento de la bomba de fondo por presencia de gas, durante los ciclos de bombeo registrados. Condición moderada



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

En el caso de la figura anterior, se determina el stroke más representativo para efectos de análisis del comportamiento de la bomba de fondo. El rango de la carga máxima y mínima del registro dinagráfico de la figura 11, se encuentra entre un mínimo de 1.875 Mlbf y un máximo de 5 Mlbf, con una diferencia de **3.125 Mlbf**, haciendo referencia a la carga máxima de fluido registrada por el sensor de carga del analizador de pozos.

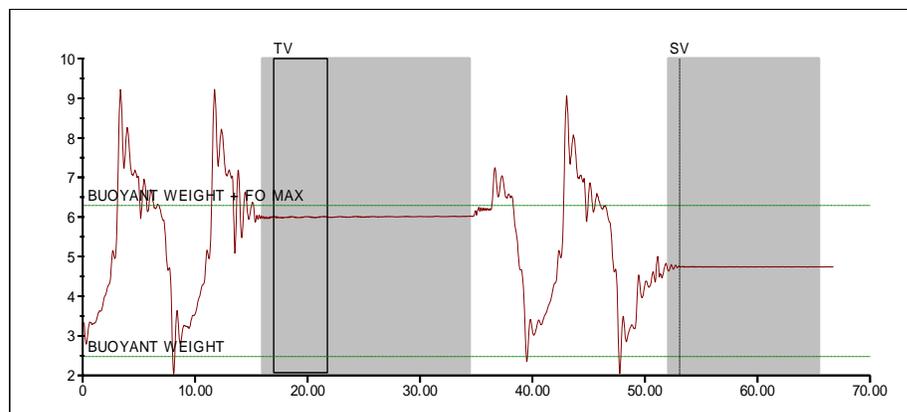
Figura 11. Carta dinagráfica seleccionada para el análisis de la bomba de fondo en Mlbf Vs longitud del recorrido en pulgadas



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

En su momento, en la válvula toma muestras de superficie del pozo, la presencia de gas en el flujo producido fue observada y reportada como considerable a ingeniería por el recorridor de campo; siendo esto una condición consecuente de las altas temperaturas y presiones generadas luego de la inyección de vapor cíclica con el empaque térmico tipo flotante. Dado que el corte de agua del fluido producido es del 75%, las condiciones de movilidad entre él y el gas no difieren significativamente, siendo un indicativo de esto la eficiencia de llenado de la bomba (54.57%). La interferencia por gas aunque bastante evidente en la válvula toma muestras del cabezal de producción del pozo, es de tipo moderada. El flujo turbulento del fluido ascendiendo a través de la tubería de producción (agua + crudo + gas), genera amplias ondulaciones o fluctuaciones en la carga máxima registrada por el sensor de carga a lo largo del recorrido ascendente de la unidad de bombeo mecánico (parte superior de la carta dinagráfica figura 11), indicando aumentos y disminuciones de la carga en la barra pulida.

Figura 12. Prueba de válvulas fija y viajera, condición moderada de gas



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

En la figura 12, la superioridad de la carga soportada por la válvula viajera respecto a la carga soportada por la válvula fija, confirma la existencia de fluido transportado hacia superficie. La tendencia estable y continua de los registros, indica que no hay presencia de fugas en las válvulas (**estado ok**). El tiempo estimado en el que la unidad de bombeo se detiene para la evaluación de las válvulas fija y viajera es generalmente de 6 segundos. Para pozos con alto corte de agua, el tiempo de evaluación se reduce. Pozos con alto porcentaje de crudo tienen evaluación de válvulas de incluso 10 segundos, dado que las condiciones de alta viscosidad y densidad pueden enmascarar fugas en las válvulas fija y viajera.



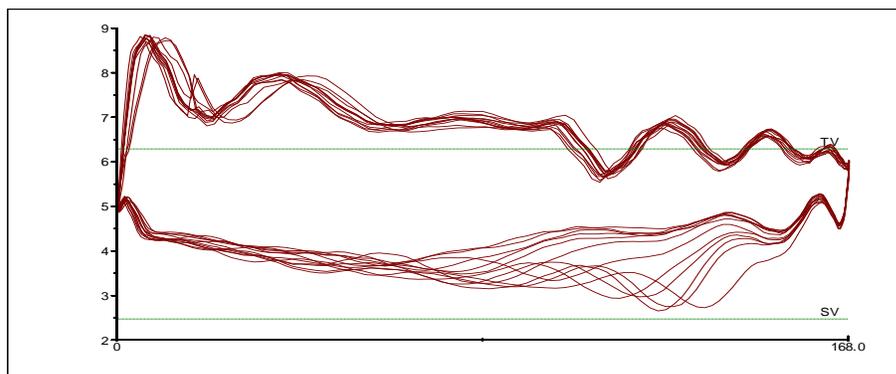
2.1.4 Condición número 2: interferencia severa por gas. La caída acelerada del porcentaje de BS&W que va desde un 75% a un 40% en 6 días, indica la existencia de gran saturación de crudo en el área de drene del pozo, a pesar de encontrarse en su tercer ciclo de inyección (**pozo con alto potencial productor**). En otros casos, la respuesta de disminución del porcentaje de BS&W en el pozo, puede generarse en incluso 60 días.

Tabla 6. Condiciones operacionales anteriores al sistema Petrovalve gas breaker

FECHA DEL DINAGRAMA	1 FEBRERO DE 2012
TEMPERATURA (°f)	183
CICLO DE INYECCIÓN	3
% BS&W	40
DIÁMETRO DEL PISTÓN (in)	2.75
TIPO DE BOMBA	THM 3 ½"
STROKES POR MINUTO (spm)	7.2
EFICIENCIA DE LLENADO (%)	42.46
DESPLAZAMIENTO EFECTIVO (in)	70.8
RECORRIDO DE LA BOMBA (in)	167.1
Q (bfpd)	303

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Figura 13. Variación del comportamiento de la bomba de fondo por presencia de gas, durante los ciclos de bombeo registrados. Condición moderada

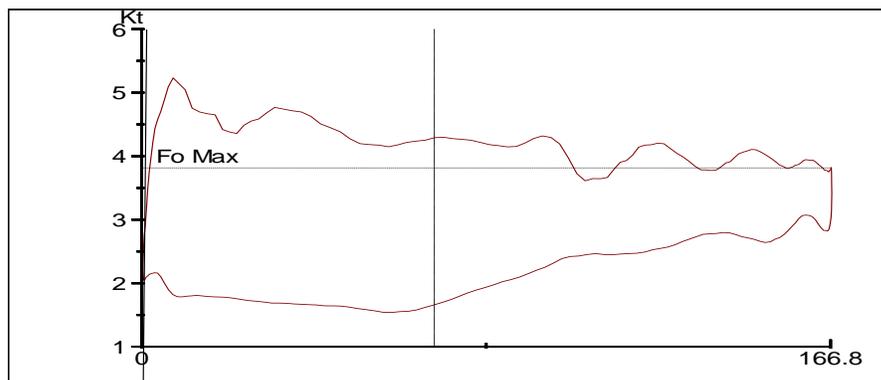


Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

En este caso, se determina el stroke más representativo para efectos de análisis del comportamiento de la bomba de fondo (en este caso se analizan las variables visuales reportadas por los operadores en su momento, para determinar la carta más representativa). El rango de tensión entre la carga máxima y mínima del registro dinagráfico de la figura 14, se encuentra entre un mínimo de 1.5 Mlbf y un máximo de 5.2 Mlbf, con una diferencia de **3.7 Mlbf** (carga máxima de fluido registrada).

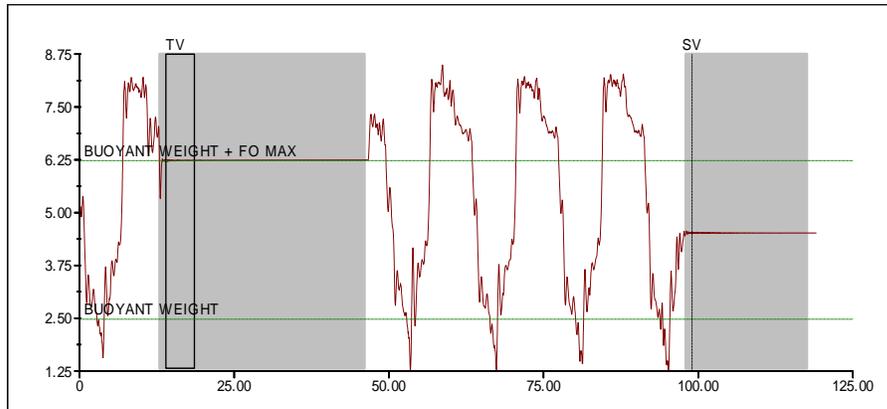
La eficiencia de llenado de la bomba de fondo se redujo a un 42.46% (disminuyó un 12%), dando paso al aumento de la interferencia por gas en la bomba de fondo. Dicha interferencia se genera debido a que disminuye el corte de agua en el fluido producido, lo cual permite la producción total con una mayor fracción de crudo hacia la superficie. Ya que este fluido tiene gran concentración de crudo, presenta mayor densidad y viscosidad, por lo tanto mayor resistencia al flujo (aumento de fricción); en otras palabras, la movilidad del gas se hace mucho mayor con el fluido de 40% de BS&W, que con el fluido de 75% de BS&W, generando la condición anteriormente observada en el registro dinagráfico. La condición de interferencia por gas a tal punto es severa.

Figura 14. Carta dinagráfica de la bomba de fondo en Mlbf Vs longitud del recorrido en pulgadas. Interferencia severa por gas



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Figura 15. Prueba de válvulas fija y viajera, condición moderada de gas



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

En la figura 15, la superioridad de la carga soportada por la válvula viajera respecto a la carga soportada por la válvula fija, confirma la existencia de fluido levantado hacia superficie. La tendencia estable de los registros, indica que no hay presencia de fugas en las válvulas (**estado ok**). El tiempo estimado en el que la unidad de bombeo se detiene para la evaluación de las válvulas fija y viajera es de 5 segundos.

2.1.5 Condición número 3: bloqueo por gas, pozo no bombea. El porcentaje de BS&W del fluido del pozo continúa disminuyendo. Puesto que el pozo no está bombeando líquido (agua + crudo), la muestra para la determinación del porcentaje de BS&W fue imposible para tal día, así que se registra el valor del día anterior tomado sin dificultad. En la válvula toma muestras situada en el cabezal del pozo, se observa en su apertura solamente flujo de gas presurizado en la tubería de producción sin presencia de crudo o agua, el cual se atenúa con el paso del tiempo. La condición de interferencia por gas pasa a ser un bloqueo por gas.

Hasta este punto en la etapa productiva del pozo, el gas producido en altos volúmenes el cual fluye solamente por la tubería de producción debido a la instalación del empaque térmico flotante, ha interferido en un 100% con la producción de crudo y agua; generando pérdidas de producción, e impidiendo el máximo aprovechamiento de las buenas condiciones de presión y temperatura que presenta el fluido proveniente de la formación; recordando que lo que se deja de producir en tales lapsos, difícilmente vuelve a recuperarse. En este caso, se determina el stroke más representativo para efectos de análisis.

**Tabla 7. Condiciones operacionales anteriores al sistema Petrovalve gas breaker**

FECHA DEL DINAGRAMA	8 FEBRERO DE 2012
TEMPERATURA (°f)	130
CICLO DE INYECCIÓN	3
% BS&W	32
DIÁMETRO DEL PISTÓN (in)	2.75
TIPO DE BOMBA	THM 3 ½"
STROKES POR MINUTO (spm)	3.1
EFICIENCIA DE LLENADO (%)	100 (APARENTE)
DESPLAZAMIENTO EFECTIVO (in)	70.8
RECORRIDO DE LA BOMBA (in)	166.8
Q (bfpd)	259

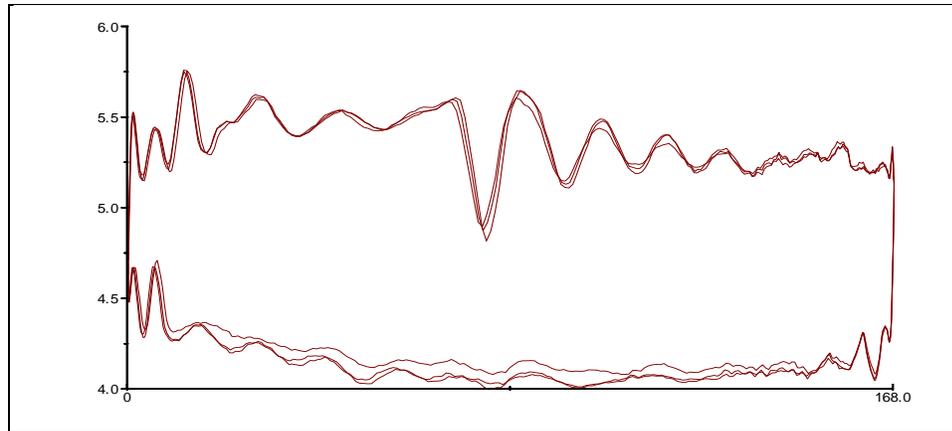
Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Los periodos en los que el pozo presente interferencias por gas moderadas, severas y bloqueos por gas, incidirán determinadamente en la totalidad del fluido producido por ciclo; ya que cuando la energía del pozo haya disminuido, será arduo y tortuoso el levantamiento del fluido viscoso y denso hacia la superficie, por lo que el ciclo de inyección–producción concluido, obtendrá menores resultados que los esperados.

La característica predominante en la carta dinagráfica de fondo en este tipo de crudos cuando no hay bombeo, indica un aparente llenado de la bomba, el cual no es más que el efecto del gas fluyente presurizado que afecta el sello de las válvulas fija y viajera cuando la unidad está en funcionamiento; generando un efecto ovalado de esta, lo cual enmascara el comportamiento real de la bomba de fondo en el registro dinagráfico (efecto de amortiguación del gas).

Analizando simplemente esta información, los análisis erróneos serian inmediatos (aparente llenado total de la bomba); por tal motivo un análisis detallado de todas las variables indicadas por el operador del software y hardware del analizador de pozos son determinantes para comprender el comportamiento real de la bomba de fondo del sistema de bombeo mecánico.

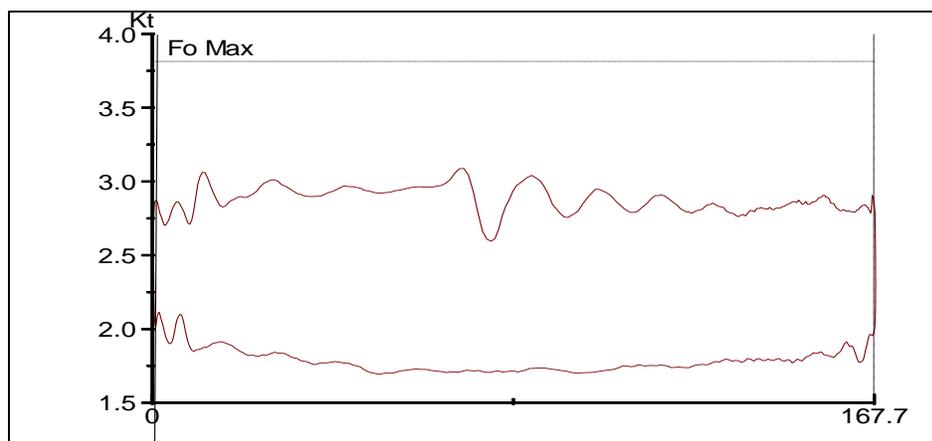
Figura 16. Variación del comportamiento por presencia de gas de la bomba de fondo durante los ciclos de bombeo registrados, bloqueo por gas



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

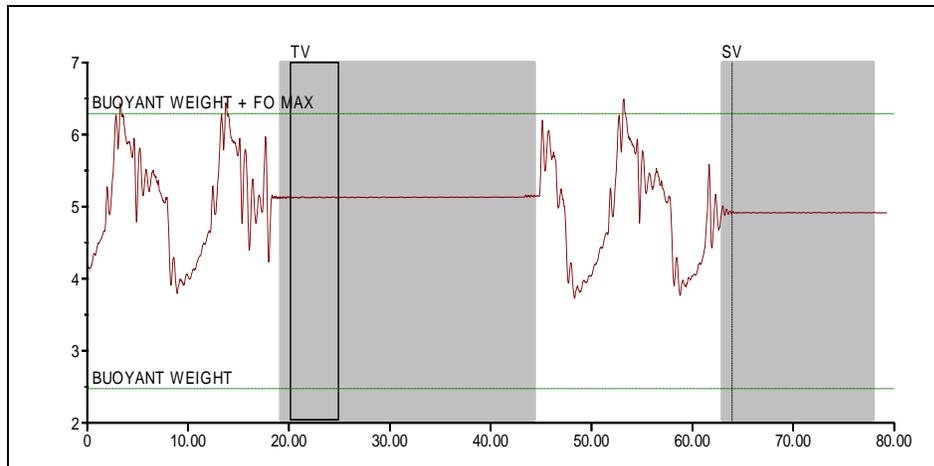
En este caso, se determina el stroke más representativo para efectos de análisis del comportamiento de la bomba de fondo (cualquier stroke utilizado para el análisis es válido). El rango de tensión entre la carga máxima y mínima del registro dinagráfico de la figura 17, se encuentra entre un mínimo de 1.7 MIbf a un máximo de 3.1 MIbf, con una diferencia de **1.4 MIbf**.

Figura 17. Carta dinagráfica de la bomba de fondo en MIbf Vs longitud del recorrido en pulgadas. Interferencia severa por gas



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Figura 18. Prueba de válvulas fija y viajera pozo GIR PH3-HZ12, software TWM



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

En la figura 18, el valor de la carga soportada por la válvula viajera respecto a la carga soportada por la válvula fija es bastante similar. Lo anterior indica que la válvula viajera solamente soporta una carga mínima de fluido remanente en la tubería de producción más el peso de la sarta de varillas; es decir, que el pozo no está bombeando fluido hacia superficie. La condición anterior en la que se evidencia la pérdida de carga de fluido sobre la válvula viajera, desmiente la condición de llenado completo de la bomba de fondo, según el registro dinagráfico de la figura 17.

La prueba de válvulas arroja una valiosa información para determinar en conjunto con las demás variables de estudio, el comportamiento real de la bomba de fondo; es decir que con esta información, la apariencia de la eficiencia de llenado de la bomba (100%) es falsa, puesto que no existe carga sobre la válvula viajera, la cual indique el bombeo de fluido a superficie.

A continuación se detallan las cargas máximas de fluido registradas (Fo máx.) para los registros dinagráficos de los casos anteriormente nombrados.

Tabla 8. Decrecimiento de la carga de fluido soportada por la válvula viajera por efecto de bloqueo por gas

CASO	Fo máx. (Mlbf)
INTERFERENCIA MODERADA POR GAS	3.125
INTERFERENCIA SEVERA POR GAS	3.7
BLOQUEO POR GAS	1.4

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

En el tercer caso se observa la disminución en la carga máxima de fluido, respecto a los comportamientos anteriores (bloqueo de la bomba, no hay producción). Por otra parte, se venía evidenciando un incremento en la carga máxima de fluido, dado que el porcentaje de agua en el fluido total venía en descenso (disminución del %BS&W y aumento del porcentaje de crudo denso y viscoso, mayor carga).

2.1.6 Análisis posterior a la implementación del conjunto Petrovalve gas breaker por medio de registros dinagráficos. Debido al bloqueo permanente de la bomba de fondo del pozo GIR PH3-HZ12 y las condiciones mecánicas correspondientes a la fecha de análisis, la solución más conveniente (dejando a un lado la tecnología Petrovalve gas breaker), sería la remoción del empaque térmico tipo flotante diseñado y puesto en operación para optimizar el ciclo de inyección de vapor; es decir, para canalizar el gas por el anular y no producirlo por la bomba (tubing). Para este caso, se decide reemplazar el conjunto convencional de válvulas fija y viajera, por el conjunto Petrovalve gas breaker.

El diseño de la tecnología Petrovalve gas breaker facilita la producción de gas, evitando bloqueos constantes e interferencias severas por gas, que pueden ser minimizadas ya sea por reducción del espacio muerto entre las válvulas fija y viajera, o por el diseño único de accionamiento mecánico que posee la válvula viajera por medio de su vástago adaptado.

El incremento en el área de flujo facilita la producción de crudos pesados. La Petrovalve gas breaker incrementa su área de flujo en un 53%, respecto al área de flujo de las bombas convencionales o API, utilizadas en campo.

2.1.7 Intervención del equipo de Well service. Los costos por intervención del equipo Well service en el pozo son importantes a la hora de evaluar los resultados de un ciclo. Además de lo anteriormente mencionado, algunos requerimientos de



mayor importancia en el campo serían dejados a un lado, para dar prioridad a la corrección de dichas fallas.

Luego de realizar el respectivo servicio de optimización por cambio de pistón y válvulas convencionales de 2.75", al conjunto de válvulas Petrovalve gas breaker con pistón de 2.75" de diámetro, con una duración de 7 horas, se pone nuevamente el pozo en producción y se evalúan las condiciones actualizadas del pozo a la fecha de estudio, expresadas en la tabla 9.

Tabla 9. Condiciones operacionales posteriores al sistema Petrovalve gas breaker

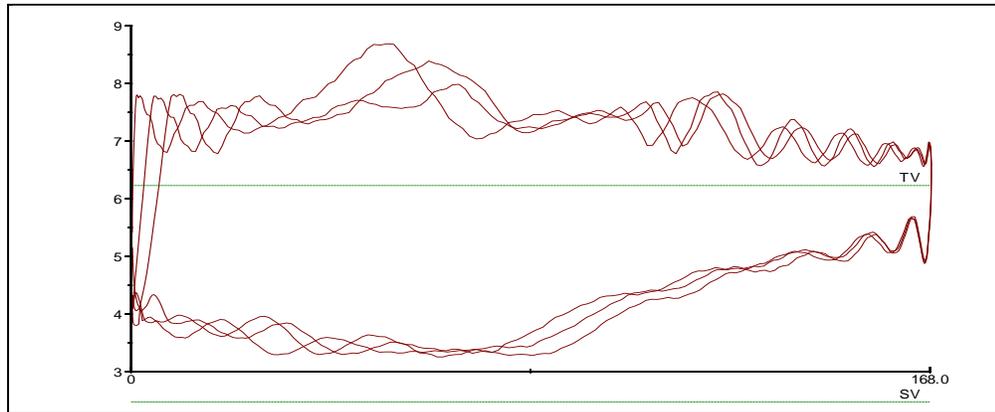
FECHA DEL DINAGRAMA	11 FEBRERO DE 2012
TEMPERATURA (°f)	161
CICLO DE INYECCIÓN	3
% BS&W	35
DIÁMETRO DEL PISTON (in)	2.75
TIPO DE BOMBA	THM 3 ½"
STROKES POR MINUTO (spm)	4.2
EFICIENCIA DE LLENADO (%)	55.23
DESPLAZAMIENTO EFECTIVO (in)	91.8
RECORRIDO DE LA BOMBA (in)	166.1
Q (bfpd)	213

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

2.1.8 Enfriamiento rápido. Los tiempos de no operatividad de los pozos de crudo pesado del campo Girasol relacionados con un servicio regular de 7 a 9 horas, generalmente afectan la variable temperatura de forma considerable, dado que el fluido que ha permanecido en reposo durante el servicio dificulta el arranque de la unidad de bombeo a la velocidad a la cual venía trabajando anteriormente. Las fuerzas viscosas que deben superarse (inercia del fluido) son elevadas y por tal motivo las velocidades de bombeo deben ser bajas desde el inicio de un servicio, por lo que las pérdidas de producción se incrementan aún más con tales situaciones.

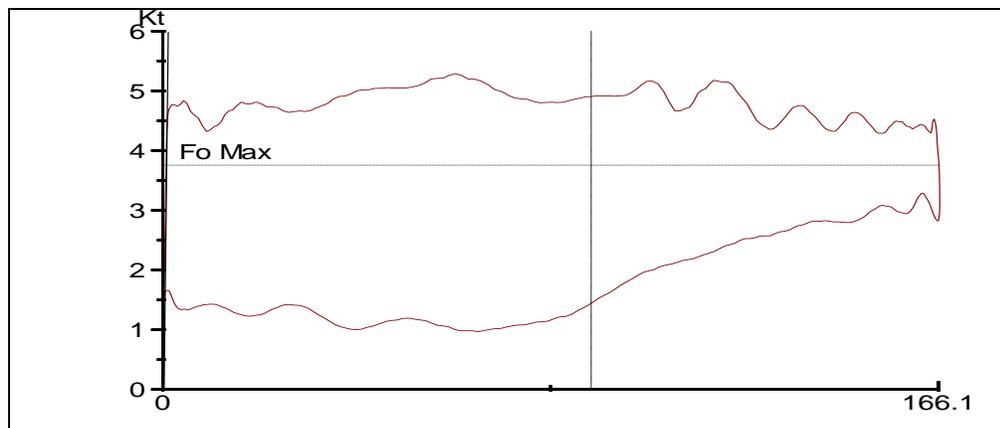
Cuando la interferencia o los bloqueos por gas pueden ser minimizados, la continuidad en la velocidad de bombeo en la que se viene desempeñando la unidad de bombeo en superficie, no es interrumpida; por lo que la eficiencia del ciclo de producción aumenta.

Figura 19. Variación del comportamiento de la bomba de fondo por presencia de gas durante los ciclos de bombeo registrados (posterior al servicio de optimización)



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Figura 20. Carta dinográfica para el análisis de la bomba de fondo en Mlbf Vs longitud del recorrido en pulgadas (posterior al servicio de optimización)



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

La figura 20 hace referencia al stroke más representativo, extraído de la figura 19, para efectos de análisis del comportamiento de la bomba de fondo. El rango de tensión entre la carga máxima y mínima del registro dinagráfico anterior, se encuentra entre un mínimo de 0.98 Mlbf a un máximo de 5.3 Mlbf, con una diferencia de **4.32 Mlbf** (carga máxima de fluido).

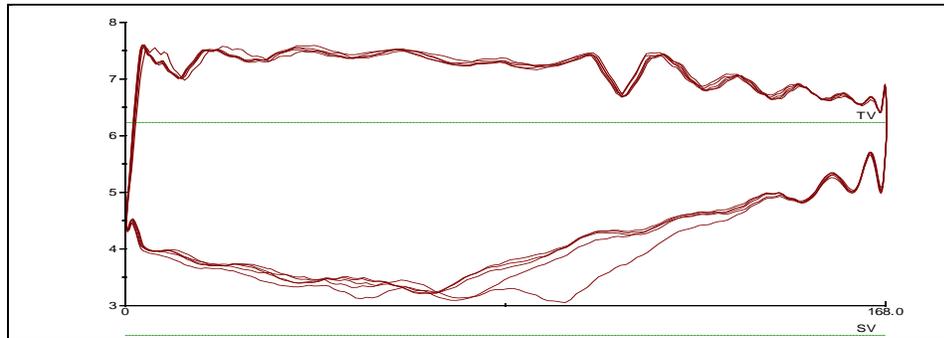


A pesar del enfriamiento causado por el servicio de optimización del pozo GIR PH3-HZ12, el porcentaje de eficiencia de llenado de la bomba de fondo (55.23%) se mantiene similar a las condiciones inicialmente determinadas con el primer registro dinagráfico del pozo; incluso la velocidad de bombeo descendió de 7.2 spm a 4.2 spm y las condiciones de llenado de la bomba permanecen similares. Lo anterior indica que se han obtenido condiciones de operación similares a las condiciones expuestas en el primer caso de interferencia por gas, anterior a la optimización del conjunto de fondo; es decir que este comportamiento se traduce en menor costo de energía para la operatividad de la unidad, además de prolongar la vida útil del sistema de bombeo mecánico del pozo en general.

2.1.9 Re-espaciamento de la bomba de fondo después del servicio. Los cambios constantes de temperatura en el pozo a lo largo del ciclo de producción, las altas velocidades de bombeo y los aumentos progresivos en la carga de fluido por efectos de viscosidad y densidad, generan elongaciones o contracciones en la sarta de varillas del pozo que afectan el buen funcionamiento del llenado de la bomba de fondo; por tal razón los re-espaciamentos se realizan con el fin de ajustar el espacio mínimo de operación entre las válvulas fija y viajera, reduciendo de igual forma el espacio muerto que facilita generalmente la expansión del gas, y por ende permite la generación de interferencias y bloqueos en la bomba de fondo.

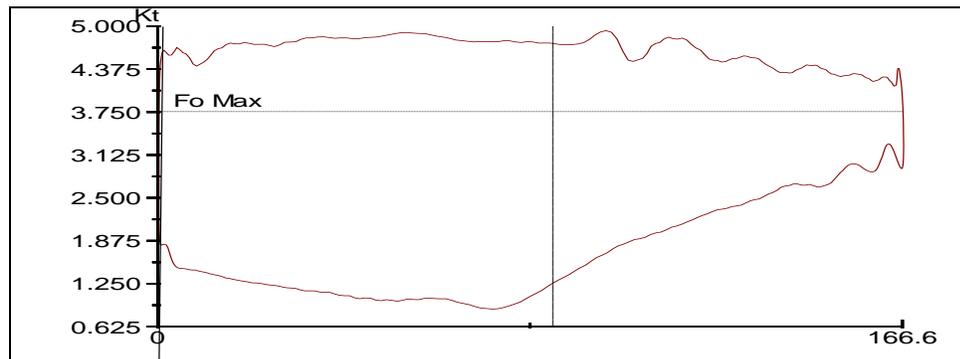
Dado que el diseño de la Petrovalve gas breaker requiere como máximo valor de operación entre válvulas 2" de separación para generar el accionamiento mecánico del vástago de la válvula viajera con la caja de la válvula fija, los espacios muertos de este novedoso conjunto, varían entre rangos iguales o menores a 2", diferente a los volúmenes muertos manejados por el sistema de válvulas convencionales API (generalmente 10"-12" de espaciamento). La tecnología Petrovalve gas breaker aplica el principio de que a menor volumen de espacio muerto, mayor compresión en la cámara, y por ende la eficiencia de llenado de la bomba aumentará.

Figura 21. Variación del comportamiento de la bomba de fondo por presencia de gas, durante los ciclos de bombeo registrados, después del servicio de optimización



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Figura 22. Carta dinográfica para el análisis de la bomba de fondo, (posterior al servicio de optimización)



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

La figura 22 hace referencia al stroke más representativo, extraído de la figura 21, el cual ha sido escogido para efectos de análisis del comportamiento de la bomba de fondo. El rango de tensión entre la carga máxima y mínima de dicho registro dinográfico, se encuentra entre un mínimo de 0.89 Mlbf a un máximo de 4.9 Mlbf, con una diferencia de **4.01 Mlbf**.

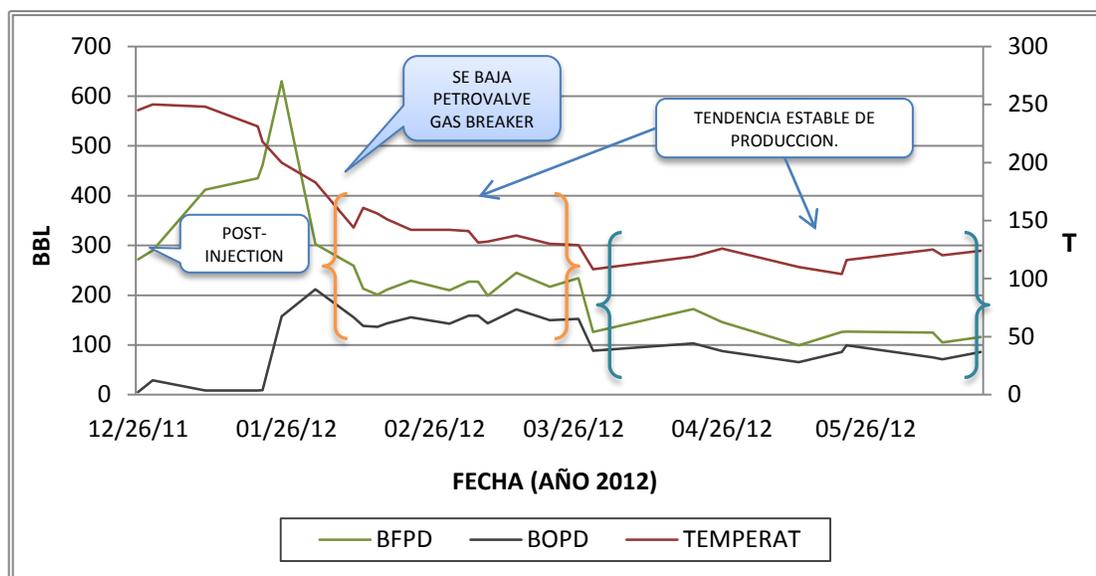
Luego de dicho re-espaciamiento, el comportamiento de la carta dinográfica de fondo se mantiene estable hasta cierto punto, teniendo en cuenta que a futuro esta carta se verá sometida a la variación de la temperatura y el porcentaje de BS&W

en el fluido del pozo. Las fallas que anteriormente fueron generadas por bloqueos e interferencias severas por gas, pudieron finalmente ser mitigadas con la tecnología Petrovalve gas breaker.

2.1.10 Estabilidad en el ciclo de producción a menores strokes por minuto debido a la optimización del conjunto de fondo del sistema de bombeo mecánico con el conjunto Petrovalve gas breaker. A pesar del enfriamiento del pozo producto de la interferencia y posterior bloqueo por gas, el conjunto Petrovalve gas breaker permitió la estabilidad de la producción de fluido debido a las características de aumento en su área de flujo, reducción del espacio muerto, entre otros, que dicho conjunto posee.

En la figura 23 se observa en el intervalo naranja una producción estable superior a los 150 bbls netos, alcanzada con una velocidad de bombeo promedio de 4.4 spm, contrario al comportamiento de declinación observado comúnmente en un periodo de producción (véase figura 24). En el segundo intervalo azul las velocidades de bombeo deben ser reducidas por efecto de la disminución de aporte de la formación a un promedio de 3.2 spm, pero de igual forma la tendencia estable de la producción se mantiene en 98 bbls en promedio.

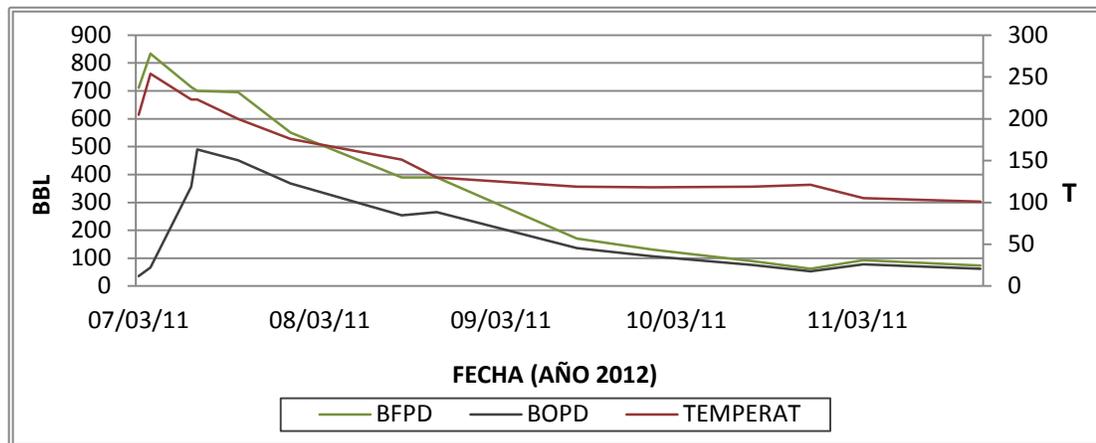
Figura 23. Comportamiento de la producción diaria del pozo GIR PH3-HZ12, después de la instalación del conjunto Petrovalve gas breaker (Ciclo 3)



Fuente: Los autores.

En la figura 23 se observa en el intervalo naranja una producción estable superior a los 150 bbls netos, alcanzada con una velocidad de bombeo promedio de 4.4 spm sin bloqueos por gas, contrario al comportamiento acelerado de declinación observado en el ciclo de producción 2 del pozo de estudio (véase figura 24). En el segundo intervalo azul las velocidades de bombeo deben ser reducidas por efecto de la disminución de aporte de la formación a un promedio de 3.2 spm, pero de igual forma la tendencia estable de la producción se mantiene en 98 bbls en promedio sin bloqueos por gas.

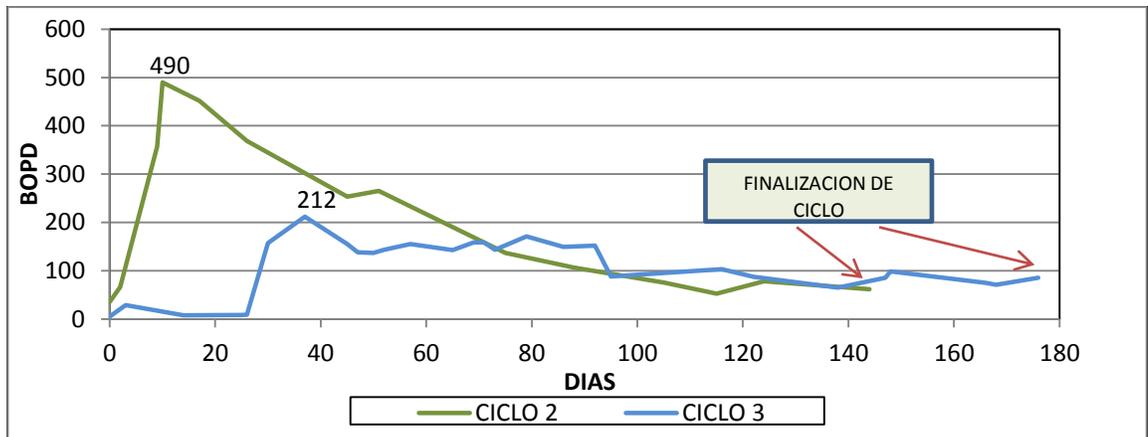
Figura 24. Curva general de declinación de las variables de producción del pozo GIR PH3-HZ12 en el ciclo de producción 2



Fuente: Los autores.

El total de los barriles netos de crudo del ciclo 3 fue de 18,112 bopd, cuyo periodo finalizó en junio de 2012. Por otra parte, aunque se evidenciaron mejoras en la estabilidad del ciclo 3 de producción, el ciclo 2 arrojó un valor de producción neta de 32,980 bopd; es decir, 14,868 bopd más, respecto al ciclo anterior (ciclo 2). La diferencia de producción neta se dio debido a la gran saturación de crudo que existía en el ciclo 2, respecto a la saturación de crudo del ciclo 3. La figura 7 muestra la superposición de los barriles netos del ciclo 2 (verde) y ciclo 3 (azul), e indica la finalización de los periodos de producción de los ciclos 2 y 3. En general, aunque es evidente la estabilidad de la producción en el tercer ciclo de producción, la capacidad de aporte del pozo para tal periodo no fue suficiente para superar la producción neta del ciclo 2, lo cual se relaciona directamente con la tendencia normal de declinación de los pozos por cada ciclo de inyección realizado. La evaluación de nuevas tecnologías para optimizar la producción neta de los pozos se cataloga como un tema adverso a este, de gran importancia para su análisis, el cual requiere otras putas de evaluación.

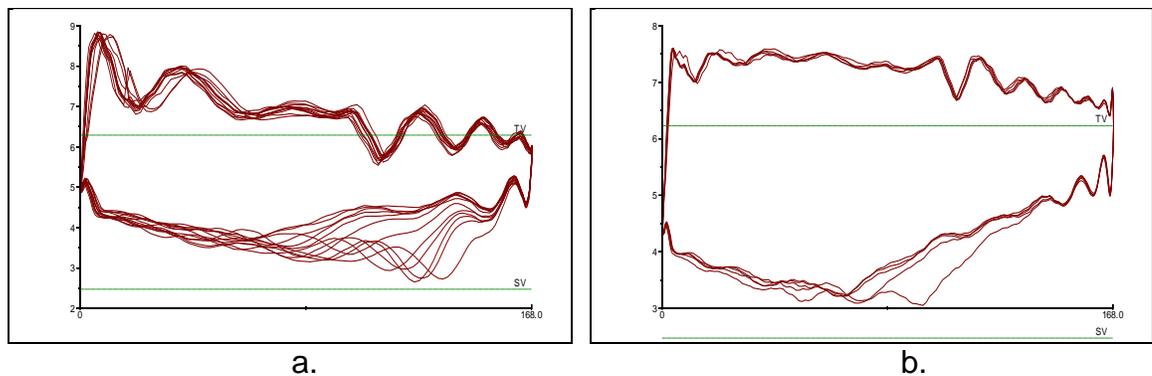
Figura 25. Relación de producción neta entre los ciclos 2 y 3 del pozo GIR PH3-HZ12



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

En general, se puede evidenciar un cambio drástico positivo en el comportamiento de las variables del ciclo de producción 3 del pozo GIR PH3-HZ12, debido a la optimización del sistema Petrovalve. El total de los barriles netos de crudo del ciclo 3 no puede ser cuantificado, debido a que este ciclo no ha terminado a la fecha de diciembre de 2012. Por otra parte, aunque se evidenciaron mejoras en la estabilidad del ciclo de producción 3, el ciclo 2 excedió en 8000 bopd al ciclo 3 durante los primeros 5 meses de producción; esto debido a la gran saturación de crudo que existía en el ciclo 2, respecto a la saturación de crudo del ciclo 3.

Figura 26. Condición dinagráfica anterior (a) y posterior (b) a la implementación del conjunto Petrovalve gas breaker



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.



La tendencia de los registros dinagráficos de la figura 26a, indican interferencia severa por gas en la bomba de fondo respecto al comportamiento dinagráfico de la figura 26b, correspondiente al estado posterior de la bomba de fondo con la implementación del conjunto Petrovalve gas breaker. El aumento en el llenado efectivo de la bomba de fondo y la estabilidad de las cargas de la figura b, es otro factor de importancia que muestra el beneficio de la aplicación de la tecnología Petrovalve.

Tabla 10. Tabla resumen de las condiciones operacionales anteriores y posteriores al sistema Petrovalve gas breaker

FECHA DEL DINAGRAMA	25 DE ENERO DE 2012	11 DE FEBRERO DE 2012
TEMPERATURA (°f)	200	161
CICLO DE INYECCIÓN	3	3
% BS&W	75	35
DIÁMETRO DEL PISTON (in)	2.75	2.75
TIPO DE BOMBA	THM 3 ½"	THM 3 ½"
STROKES POR MINUTO (spm)	7.2	4.2
EFICIENCIA DE LLENADO (%)	54.57	55.23
DESPLAZAMIENTO EFECTIVO (in)	91.2	91.8
RECORRIDO DE LA BOMBA (in)	168	166.1
Q(bopd)	156	152

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Con el análisis de las variables presentadas en la tabla 10, se puede inferir que a menores strokes por minuto observados a la fecha del 11 de febrero (posterior al conjunto Petrovalve), respecto a la fecha del 25 de enero de 2012 (anterior al conjunto Petrovalve), se obtiene el mismo llenado efectivo en la bomba de fondo y se incrementa la producción de barriles netos de crudo. A futuro la reducción de los strokes por minuto, minimiza costos por cambios futuros de barril y pistón para bombas de tubería.



2.1.11 Análisis económico de la tecnología Petrovalve gas breaker por reducción del consumo de corriente debido a la disminución de los strokes por minuto en el pozo PH3-HZ12.

Tabla 11. Condiciones eléctricas operacionales indicadas por el variador de la unidad de superficie anterior y posterior al sistema Petrovalve gas breaker

FECHA DEL DINAGRAMA	25 DE ENERO DE 2012	11 DE FEBRERO DE 2012
SPM	7.2	4.2
FRECUENCIA (Hz)	60	34
RPM MOTOR	1200	676
Kw/hr	14	6
Kw/día	312	144
\$ Kw/día	68.208	29.232

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

El periodo de duración de la unidad de bombeo operando a una velocidad de 7.2 spm fue de 18 días, mientras que el periodo de duración a 4.2 spm fue de 46 días. El valor del costo de 1 Kw/hr tomado para efectos de análisis es de \$203.

Al tomar el costo de 1 Kw/día, tenemos que durante 18 días de operación a 7.2 spm, se gastaron \$1'227.744. Al multiplicar los mismos 18 días por el costo de la corriente en Kw/día a 4.2 spm de operación, se determina un costo de \$526.176.

Por lo tanto, la diferencia en costos entre las dos velocidades de bombeo durante 18 días de análisis fue de \$701.568; es decir, \$38.976 por día ahorrados durante el periodo de baja velocidad a comparación del periodo de alta velocidad de la unidad de bombeo.

Si el comportamiento anterior se proyectara para 5 pozos que utilizarán la tecnología Petrovalve gas breaker y se obtuvieran condiciones similares de la tabla 11 durante 18 días, el ahorro total sería de **\$3'507.840** durante dicho periodo.

2.2 INFLUENCIA DE LA TECNOLOGÍA PETROVALVE GAS BREAKER EN LA OPTIMIZACIÓN DE LOS CICLOS DE PRODUCCIÓN. GIRASOL AL-HZ16 A-13

2.2.1 Descripción general del pozo.

- Área: Girasol Norte.
- Fecha de perforación: 17 de Julio de 2011.
- Fecha de completamiento: 9 de Agosto de 2011.
- Tipo de arena completada: A-13.
- Máxima desviación: 92.8° @ 3700' MD.
- KOP @ 270'.
- Presencia de empaque térmico.

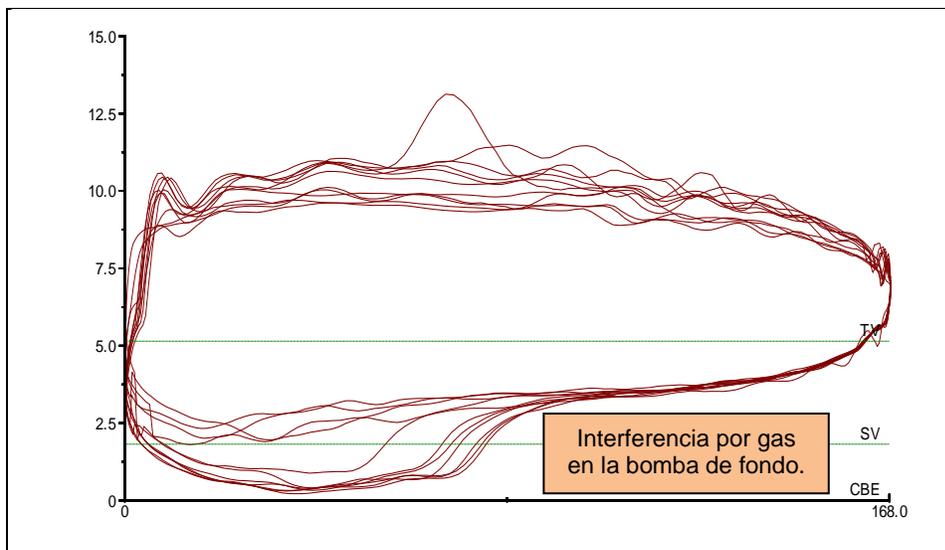
2.2.2 Evaluación del ciclo de producción 1. El pozo GIR AL-HZ16 inicia la primera inyección cíclica de vapor el 7 de octubre de 2011 con la implementación de un **empaque térmico flotante de 9 5/8"** en la tubería de revestimiento intermedia, para luego iniciar su ciclo de producción el 5 de noviembre de 2012. Este último tuvo una duración de 280 días productivos en los que la presencia de gas en la bomba de fondo, generó múltiples paradas relacionadas con la búsqueda exhaustiva para mitigar el impacto negativo de esta condición crítica sobre la producción diaria de petróleo en dicho pozo.

20 días después de iniciada la producción, la interferencia severa por gas afectó la tendencia incremental de temperatura y por ende de fluido total, lo cual conllevó a minimizar strokes por minuto progresivamente, debido a que la interferencia por gas ha comenzado a reducir la eficiencia de llenado (**véase figura 27**). La excelente respuesta por disminución de BS&W del pozo desde el inicio de producción, acrecentó aún más rápido la severidad de la interferencia, generada por la amplia diferencia de movilidades entre el gas y el crudo pesado producido en su momento (fluido total con 10% BS&W).

El rápido enfriamiento del pozo causado por el alto flujo de gas producto de la aplicación del empaque térmico, conllevó a implementar 2 calentamientos rápidos (24 horas) a lo largo del ciclo de producción, para facilitar la movilidad del crudo a superficie, evitando tener que interrumpir el funcionamiento de la unidad de bombeo por la alta flotabilidad de la sarta de varillas en el pozo (condición crítica generada por baja temperatura).

La estabilidad en la producción de fluido del pozo se genera después de retirar dicho empaque térmico, por lo que la presión de gas en el pozo se alivió a través de la válvula anular de venteo en superficie. Claramente fue evidenciado un enfriamiento en el fluido del pozo tras la remoción del empaque térmico; pero el realizar tal operación en el pozo, facilitó la continuidad estable aunque deficiente del bombeo de crudo pesado a superficie. La producción neta total del ciclo 1 arrojó un valor de **23362 Bopd** en 9 meses.

Figura 27. Comportamiento característico de la bomba de fondo del pozo GIR AL-HZ16, afectado por la interferencia severa por gas durante el inicio del ciclo de producción 1



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

2.2.3 Secuencia de eventos. A continuación se detalla secuencialmente la incidencia de fallas en el periodo productivo del pozo, además de indicar que tipo de procedimientos fueron implementados para eliminarlas y cuantas horas de paro de la unidad de bombeo fueron requeridas en la disminución de dicha condición.

Re-espaciamento. La bomba de fondo presenta problemas por interferencia de gas y producción de crudo en frío (99 °f); la movilidad del gas supera ampliamente la movilidad del crudo. Se requiere reducir el volumen muerto de la cámara de compresión de la bomba.

Duración: 1 hora (12/22/2011).



Pre-calentamiento. Pérdida de eficiencia por flotación de la sarta de varillas, la cual opera al mínimo de strokes por minuto (1 spm). Este evento puede generar daños en la unidad de bombeo, ya que se genera un golpe severo cuando el carrier bar asciende y se encuentra con la grapa que aún continúa descendiendo.

Duración: 24 horas (01/05/2012).

Cambio de pistón. Se detectan cierres tardíos de la válvula viajera, que generan pérdidas de producción.

Duración: 18 horas (01/28/2012).

Cambio de pistón. Se detectan cierres tardíos de la válvula fija, que generan pérdidas de producción.

Duración: 19 horas (02/08/2012).

Pre-calentamiento. Pérdida de eficiencia por flotación de la sarta de varillas, la cual opera a 0.8 strokes por minuto. Este evento puede generar daños en la unidad de bombeo, ya que se genera un golpe severo cuando el carrier bar asciende y se encuentra con la grapa que aún continúa descendiendo.

Duración: 24 horas (02/09/2012).

Sacar empaque térmico 9 5/8". Ya que la interferencia de gas que afecta la eficiencia de llenado de la bomba de fondo es generada principalmente por el aislamiento del anular, se indica retirar dicho empaque, para permitir que el flujo de gas producido pueda ser aliviado por la válvula de venteo del casing en superficie.

Duración: 24 horas (02/09/2012).

Re-espaciamiento. La bomba de fondo presenta problemas por interferencia de gas; aunque el %BS&W del fluido en ese periodo era de 60%, la movilidad del gas supera ampliamente la movilidad del crudo. Se requiere reducir el volumen muerto de la cámara de compresión de la bomba.

Duración: 1 hora (03/01/2012).

Pozo no bombea. La bomba de fondo se encuentra bloqueada por gas.

Duración: 12 horas (03/11/2012).

Nota: No se pudo realizar un re-espaciamento rápido, dado que esta condición se reportó en las horas de la noche, en las que el personal de toma de dinagramas no labora. De igual manera, el personal de los equipos de Well services no pudo realizar tal labor, dado que el equipo se encontraba realizando un servicio de mayor prioridad.

Re-espaciamento. La bomba de fondo presenta problemas por interferencia de gas; aunque el %BS&W del fluido en ese periodo era de 60%, la movilidad del gas supera ampliamente la movilidad del crudo. Se requiere reducir el volumen muerto de la cámara de compresión de la bomba.

Duración: 1 hora (03/16/2012).

A continuación en la tabla 12 se resumen los tipos de falla y procedimientos generados referentes a la interferencia o bloqueo por gas, que se desarrollaron durante el ciclo de producción 1:

Tabla 12. Producción diferida en barriles de aceite/día relacionados con fenómenos de bloqueo e interferencia por gas

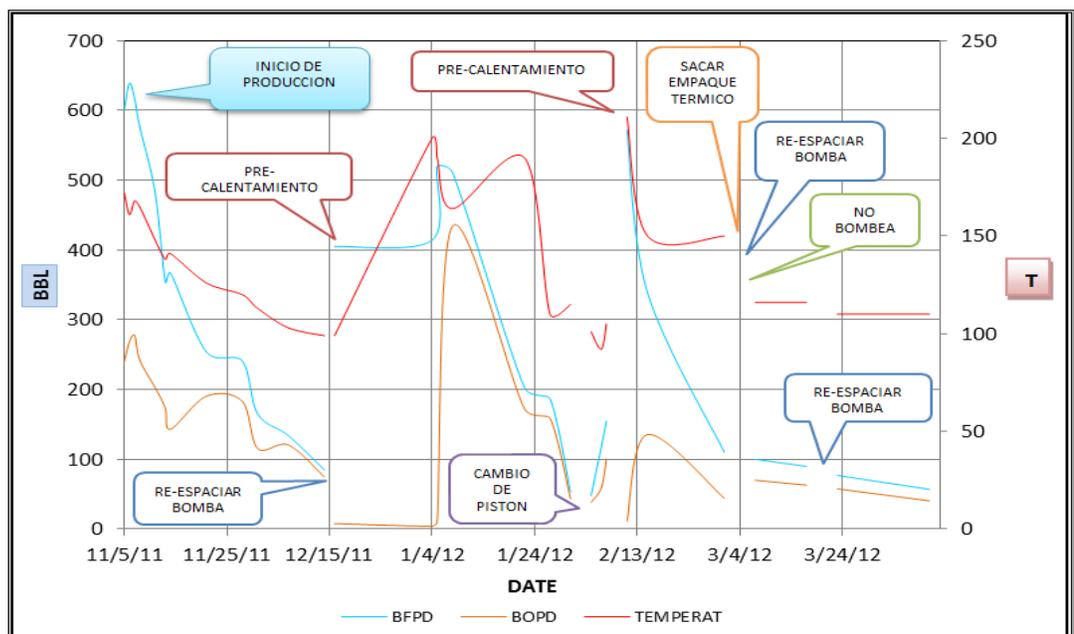
FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	HORAS DE PARO TOTALES	PRODUCCIÓN DIFERIDA POR FALLAS EN EL CICLO (Bopd)
3	RE-ESPACIAMIENTO	3	15
2	CAMBIO DE PISTÓN	29	122
1	POZO NO BOMBEA	12	35
1	SERVICIO A POZO	24	150
TOTAL			322

Fuente: los autores

El servicio a pozo muestra el mayor valor de producción diferida respecto a los demás servicios, siendo este el procedimiento de mayor afectación para la producción estable de petróleo en el ciclo. Estos tiempos amplios de paro inciden firmemente en la reducción drástica de temperatura del fluido en el pozo, luego de iniciar nuevamente la unidad en superficie; por tal motivo ese tipo de operaciones debe ser evaluado cuidadosamente en pozos con alta producción de crudo y un alto valor de temperatura. El costo de la producción diferida fue de 24.472 dólares.

En la figura 28 se consolida el ciclo de producción 1 detallado del pozo GIR AL-HZ16, indicando secuencialmente las fallas encontradas durante este periodo. Aunque la producción diferida para el conjunto de fallas en el ciclo de producción 1 fue calculada en 230 bbls, las fallas asociadas a interferencia y bloqueo por gas modifican considerablemente el comportamiento del ciclo de producción, afectando gravemente la estabilidad de la variable temperatura, la cual es la principal causante del ascenso del crudo pesado a superficie de una forma menos tortuosa; por lo que se hace incierto cuantificar realmente las pérdidas de producción por interferencia y bloqueo por gas, cuyo valor indudablemente es mayor.

Figura 28. Comportamiento del ciclo de producción 1 del pozo GIR AL-HZ16, antes de implementarse el conjunto Petrovalve gas breaker



Fuente: Los autores.

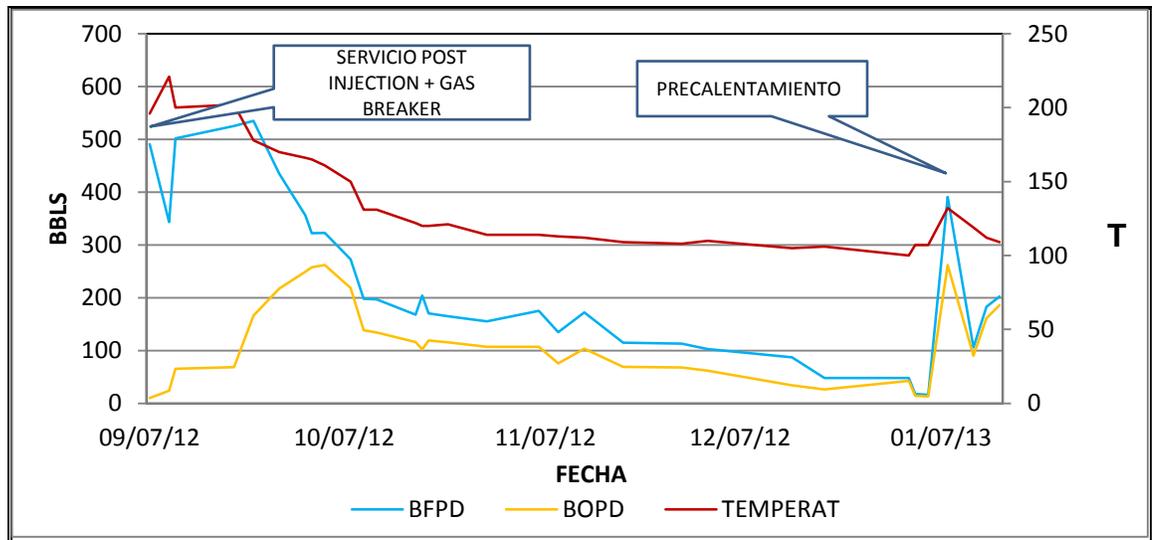


Al observar el gráfico anterior de producción del pozo AL-HZ16, se puede evidenciar el aporte significativo que produjo el primer pre-calentamiento a mediados de diciembre de 2011; esto contribuyó a compensar el crudo perdido por el rápido enfriamiento del pozo causado por el flujo excesivo de gas durante el inicio del ciclo productivo. No obstante cabe resaltar que los “pre-calentamientos” no son realizados con el fin de aumentar considerablemente los volúmenes de crudo neto en cualquier periodo; este procedimiento se realiza para dar continuidad al bombeo de crudo hacia superficie constantemente, evitando paradas de la unidad de bombeo por baja eficiencia de bombeo, relacionado con la flotación de la sarta de varillas en la tubería de producción.

2.2.4 Evaluación del ciclo de producción 2. Luego de analizar las condiciones de operación del ciclo anterior, además de evidenciar las condiciones de alto enfriamiento del pozo, se decide inyectar nuevamente vapor al pozo implementando un empaque térmico de tipo copas en la zona horizontal y un empaque térmico tipo flotante en el casing de 9 5/8”, con el fin de inyectar selectivamente la formación, aislando la zona cercana al talón del pozo, saturada con 100% agua, dado el buzamiento de la formación productora. Al realizar el servicio post-inyección, se implementó el conjunto Petrovalve gas breaker en la bomba de fondo, iniciando finalmente el ciclo de producción 2 a principios del mes de septiembre de 2012. Se evidencia en este nuevo ciclo que el pico máximo de producción difiere en unos cuantos barriles respecto a la producción pico del ciclo 1. Aunque la respuesta del ciclo 2 fue más demorada, la estabilidad que presentó la curva de producción fue óptima, respecto al ciclo 1.

A la fecha de diciembre 31 de 2012, la producción neta fue de **11625 Bopd**, durante 4 meses de producción; teniendo en cuenta que en el periodo evaluado del ciclo 2, no se realizaron precalentamientos que incrementaran la producción. La reducción de las fallas o intervenciones realizadas generalmente para atacar la interferencia y el bloqueo por gas en la bomba de fondo no se evidencian en el ciclo de producción 2; por lo tanto no existe producción diferida, relacionada con la presencia de gas.

Figura 29. Comportamiento del ciclo de producción 2 del pozo GIR AL-HZ16, luego de implementarse el conjunto Petrovalve gas breaker



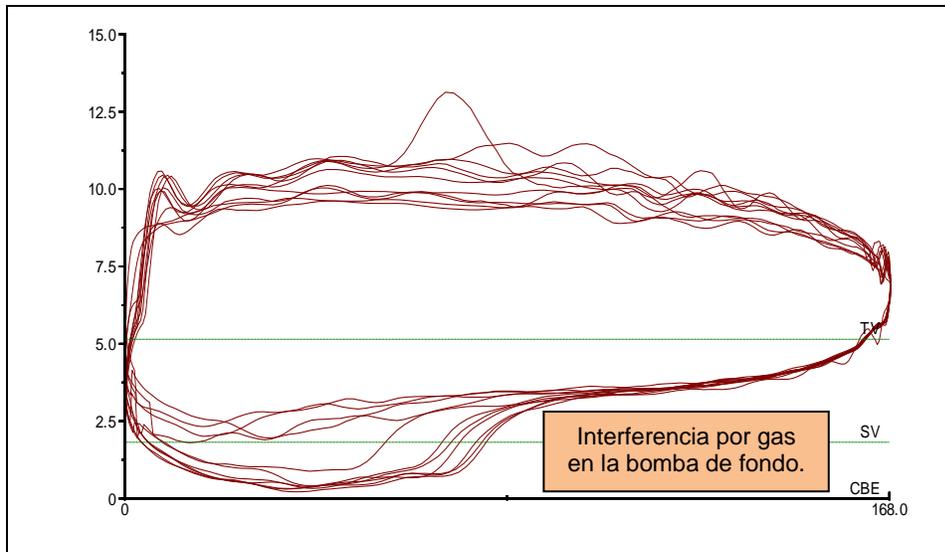
Fuente: Los autores.

La eficiencia de la tecnología Petrovalve gas breaker en el mejoramiento de la producción de petróleo pesado por ciclo reduce los tiempos de paro por fallas relacionadas con los fenómenos de bloqueo e interferencia por gas en el conjunto de fondo del sistema de bombeo mecánico.

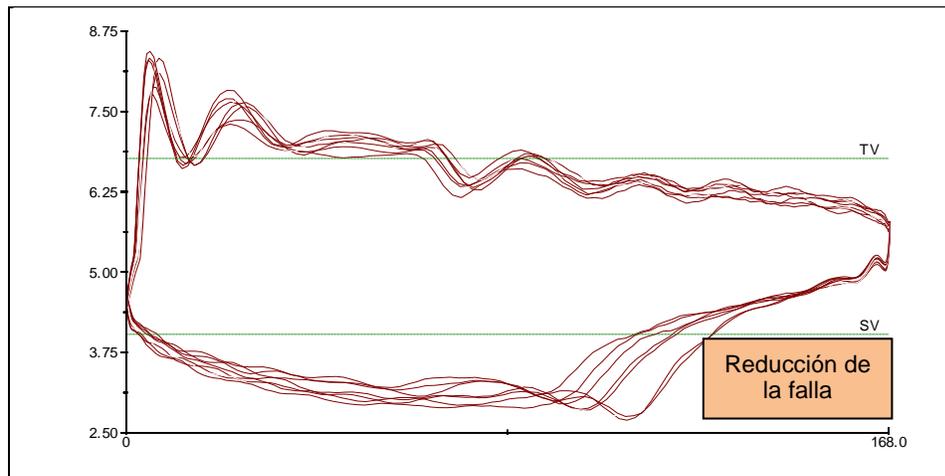
El conjunto Petrovalve se adapta a los diferentes cambios de temperatura en el ciclo de producción, teniendo presente que el re-espaciamiento entre las válvulas fija y viajera debe ser el requerido (menor o igual a 2" en fondo, las cuales representan en superficie aproximadamente 5" faltantes para tocar la válvula fija con la válvula viajera). La experiencia del operador permite ubicar el conjunto Petrovalve de forma correcta, iniciando con seguridad desde un leve golpe en fondo sentido al ubicar un dedo en el stuffing box, y re-espaciando continuamente bajando la grapa en la barra pulida hasta dejar de sentirlo. Es decir, que por la complejidad en la compresión de la elongación de la sarta de varillas por cada pozo según las condiciones de temperatura del fluido encontradas, esta práctica necesariamente se realiza por ensayo y error.

2.2.5 Análisis comparativo de los registros dinagráficos de los ciclos 1 y 2 de producción.

Figura 30. Reducción de la interferencia por gas en la bomba de fondo del pozo GIR AL-HZ16 en el ciclo de producción 2 (b), respecto a la condición mostrada durante el inicio del ciclo de producción 1 (a)



a



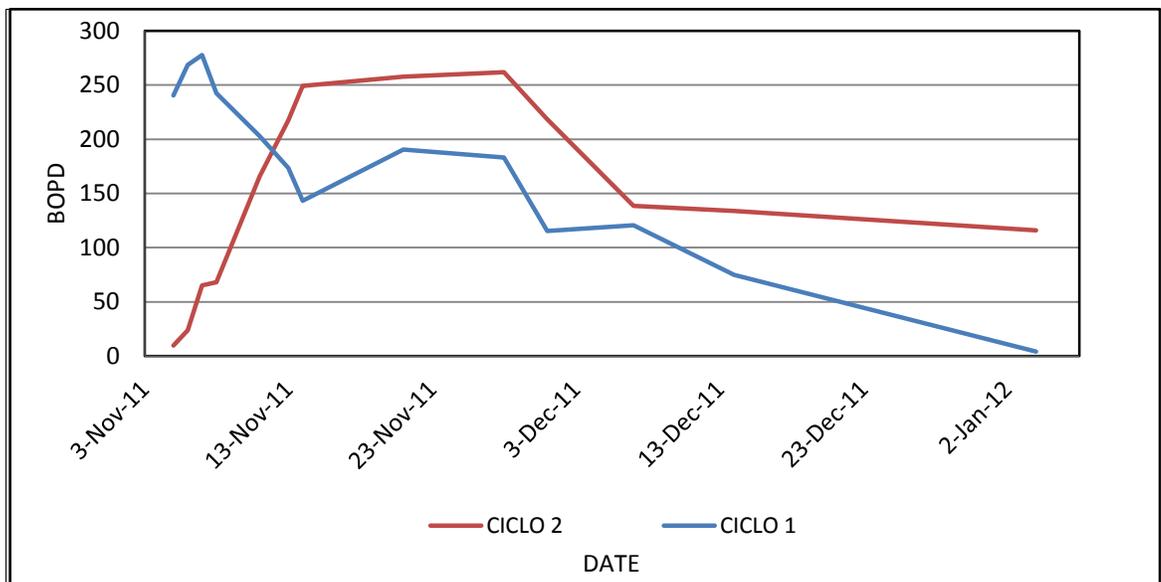
b

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

En este punto, los registros dinagráficos tienen la misma velocidad de bombeo (6.1 spm) y a pesar de ello, el llenado de la carta de la figura 30b (68.24%) es mayor que el llenado de la figura 30a (42.33%). Cabe mencionar nuevamente, que el pozo en el ciclo de producción 2 se le instaló un empaque térmico tipo copas de 7” en el liner y tipo flotante de 9-5/8” en el casing, obligando al gas a producirse únicamente por la tubería de producción, sin posibilidad de liberación de gas a través del anular del pozo.

2.2.5.1 Análisis comparativo del ciclo 1 y 2 del pozo AL-HZ16. La figura 31 expone para un periodo de 60 días después del inicio de los ciclos de producción, la curva de barriles de aceite por día de los ciclos 1 y 2 del pozo AL-HZ16.

Figura 31. Mejora de la respuesta del ciclo de producción 2 respecto al ciclo de producción 1, por la reducción de los efectos de interferencia por gas en la bomba de fondo del pozo AL-HZ16



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

La grafica que indica el ciclo de producción 2 del pozo AL-HZ16 refleja una gran estabilidad en la producción de crudo respecto al ciclo de producción 1, lo cual indica una reducción en la interferencia y bloqueo por gas.

Para este caso en particular, el ciclo 2 se inyectó con 733 MMBtu menos que con respecto al ciclo 1, por lo que la presión y temperatura obtenidas en el segundo ciclo, incidieron con mayor eficiencia en la producción neta de este. La tecnología Petrovalve gas breaker permitió la producción eficiente del fluido durante el periodo crítico de mayor afectación a la bomba de fondo.

2.3 INFLUENCIA DE LA TECNOLOGÍA PETROVALVE GAS BREAKER EN LA ELIMINACIÓN DEL BLOQUEO POR GAS EN POZOS FRIOS CON BAJA SUMERGENCIA. GIRASOL PH7-HZ06

2.3.1 Descripción general del pozo.

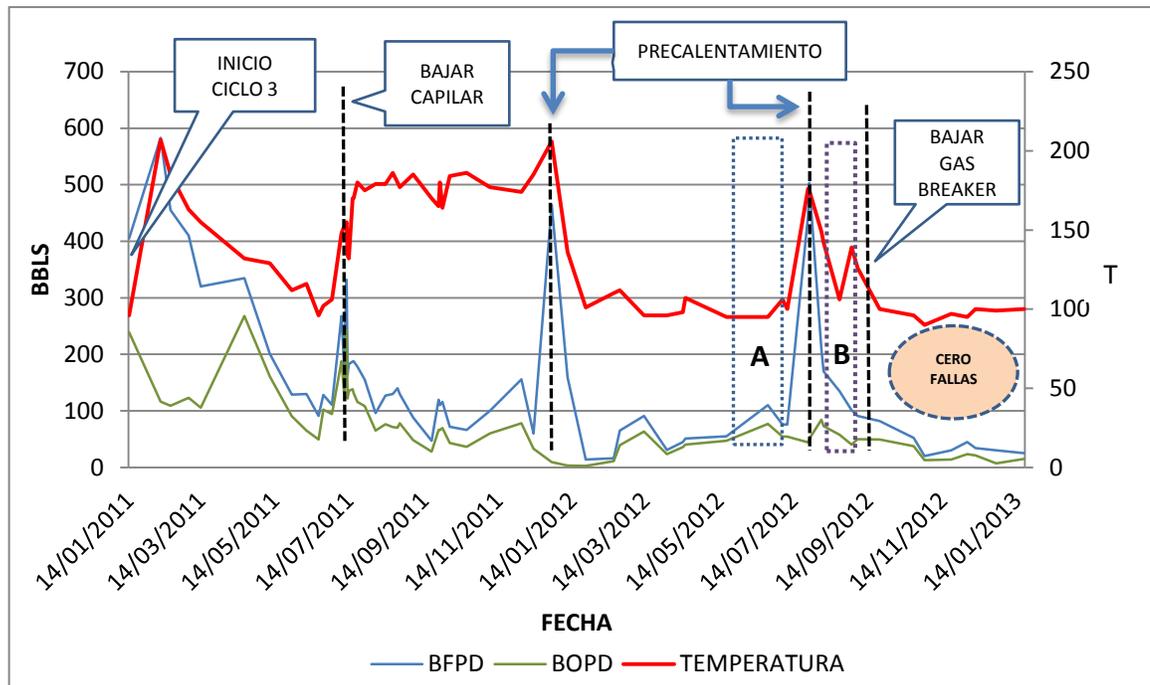
- Área: Comercial.
- Fecha de perforación: 5 de Febrero de 2010.
- Fecha de completamiento: 30 de Marzo de 2011.
- Tipo de arena completada: A-12.
- Máxima desviación: 92.98° @ 3135' MD.
- KOP @ 232'.

Los bloqueos por gas en pozos fríos con baja sumergencia y baja presencia de gas son a menudo frecuentes por la dificultad de ingreso del crudo viscoso a la bomba de fondo; por tal motivo el gas libre ingresa con mayor facilidad al interior de la bomba y bloquea el conjunto de válvulas. La implementación de la tecnología Petrovalve gas breaker pretende incrementar el área de flujo para facilitar el ingreso del crudo a la bomba, además de eliminar completamente el bloqueo por gas, si el espaciado del conjunto Petrovalve está correctamente ajustado.

Tal como se puede observar en la escala de tiempo de la figura 32, el pozo Gir PH7-HZ06 hasta enero de 2013, ha tenido una duración de 4 años en su tercer ciclo de producción; esto causado por la restricción de grandes longitudes capilar triturado por los constantes choques entre la tubería de producción y el casing durante la inyección de vapor, el cual fue implementado para la inyección de un visco-reductor a mediados de julio de 2011. Dichas piezas están situadas en la parte horizontal del pozo, las cuales fueron detectadas en diciembre de 2012 con la corrida en fondo de un bloque de impresión. Dicha condición impide la ejecución del cuarto ciclo de inyección de vapor, dado que este pozo presenta un alto riesgo de canalizar el agua del pozo GIR AH-HZ01 de la misma arena (A-12) y la única alternativa propuesta y confiable es estimular dicha arena productora con un

empaquete térmico tipo copas en fondo, en una configuración que permita reducir tal riesgo.

Figura 32. Comportamiento del ciclo de producción 3 del pozo GIR PH7-HZ06, antes de implementarse el conjunto Petrovalve gas breaker



Fuente: Los autores.

Evaluando el comportamiento de la producción del ciclo de producción 3 y de los eventos ocurridos en el transcurso de este, se pueden evidenciar 4 sucesos importantes, los cuales van desde el inicio del ciclo de producción, seguido de la corrida del capilar; más adelante un precalentamiento, seguido de una serie de acontecimientos de bloqueo por gas en la bomba de fondo, y finalmente se llega a la aplicación del conjunto Petrovalve gas breaker.

En la figura 32 se detalla con alta complejidad la secuencia de eventos ocurridos desde el inicio del ciclo productivo, además de la baja producción de barriles de aceite netos por día que este ciclo representa para la producción diaria del campo. Las zonas indicadas con A y con B, corresponden a los periodos en donde se generó alta afectación por bloqueo e interferencia por gas (conjunto de válvulas

convencional). La producción pico fue alcanzada a mediados de mayo de 2011, en donde se registraron 268 Bopd.

2.3.2 Fallas antes de la optimización del conjunto de fondo.

2.3.2.1 Zona A: pozo no bombea. La bomba de fondo se encuentra bloqueada por gas.

Evento 1. Duración: 12 horas (02/07/2012).

Evento 2. Duración: 8 horas (11/07/2012).

Evento 3. Duración: 10 horas (15/07/2012).

Re-espaciamento. La bomba de fondo presenta problemas por interferencia de gas; aunque el %BS&W del fluido en ese periodo era de 60%, la movilidad del gas supera ampliamente la movilidad del crudo. Se requiere reducir el volumen muerto de la cámara de compresión de la bomba.

Evento 1. Duración: 1 hora (08/04/2012).

Evento 2. Duración: 1 hora (08/17/2012).

2.3.2.2 Zona B: pozo no bombea. La bomba de fondo se encuentra bloqueada por gas.

Evento 1. Duración: 10 horas (08/02/2012).

Evento 2. Duración: 13 horas (08/25/2012).

El promedio por día de producción tomado para el análisis de producción diferida por pozo que no bombea es de 70 Bopd y el promedio por día tomado para determinar la producción diferida por re espaciamentos es de 65 Bopd.

Total producción diferida por pozo que no bombea: 154 Bopd.

Total producción diferida por re espaciamentos: 5 Bopd.

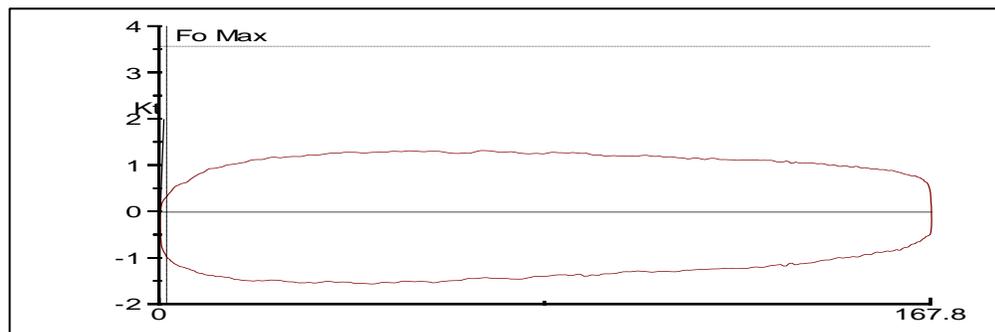
Total producción diferida por fallas asociadas al flujo excesivo de gas: **159 BOPD**. El costo de la producción diferida fue de 12.084 dólares.

2.3.3 Aplicación de la tecnología Petrovalve gas breaker como alternativa para reducir el bloqueo por gas.

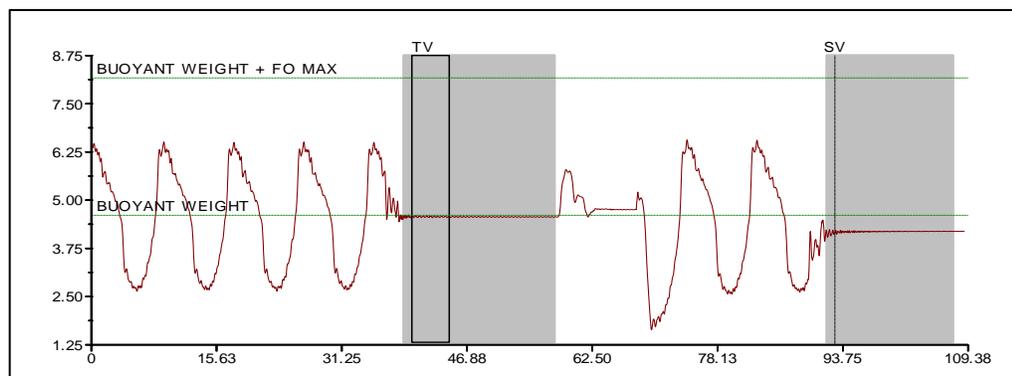
Condición dinagráfica inicial:

El registro dinagráfico de la figura 33a indica un bloqueo por gas; característico por generar un aparente efecto de llenado completo de la bomba, causado por la amortiguación del colchón de gas contenido en la cámara de compresión en la carrera descendente y un aumento normal en la carga de fluido en la carrera ascendente. Este efecto de falso llenado no solo es descartado por el recorridor de campo en la válvula toma muestras (cero flujo), sino también por la prueba de válvulas correspondiente al mismo periodo del registro. La figura 33b muestra la carga registrada por la válvula viajera indica la misma carga de la sarta de varillas en flotación (sin carga de fluido), por lo tanto no existe carga de fluido para ser bombeado a superficie por la bomba.

Figura 33. Bloqueo por gas en la bomba de fondo (a) y prueba de válvulas del pozo Gir PH7-HZ06 (b)



a.



b.

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Tabla 13. Condiciones operacionales anteriores al sistema Petrovalve gas breaker

FECHA DEL DINAGRAMA	20 SEPTIEMBRE 2012
TEMPERATURA (°f)	100
CICLO DE INYECCIÓN	3
% BS&W	28
DIÁMETRO DEL PISTÓN (in)	2.75
TIPO DE BOMBA	THM 3 ½"
STROKES POR MINUTO (spm)	12.6
EFICIENCIA DE LLENADO (%)	-
DESPLAZAMIENTO EFECTIVO (in)	-
RECORRIDO DE LA BOMBA (in)	167.8
Q (bfpd)	102,2

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Tabla 14. Condiciones operacionales posteriores al sistema Petrovalve gas breaker

FECHA DEL DINAGRAMA	29 SEPTIEMBRE 2012
TEMPERATURA (°f)	108
CICLO DE INYECCIÓN	3
% BS&W	48
DIÁMETRO DEL PISTÓN (in)	2.75
TIPO DE BOMBA	THM 3 ½"
STROKES POR MINUTO (spm)	0.7
EFICIENCIA DE LLENADO (%)	42.96
DESPLAZAMIENTO EFECTIVO (in)	71
RECORRIDO DE LA BOMBA (in)	165.3
Q (bfpd)	98,6

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

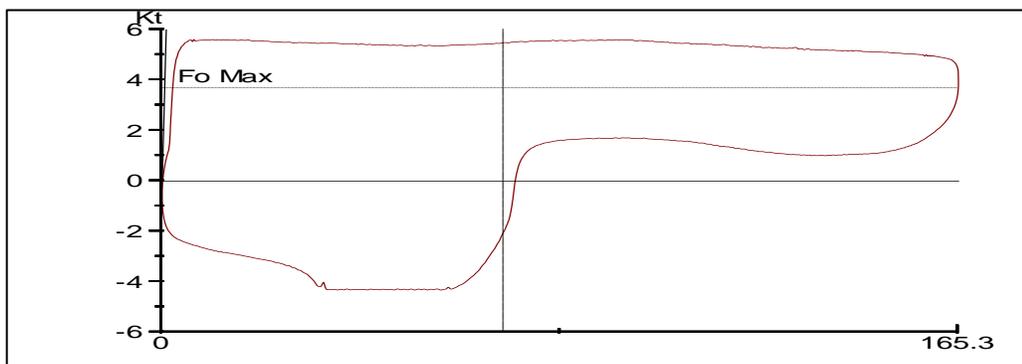
Posterior al servicio de implementación del conjunto Petrovalve gas breaker, se observa una mejora en el llenado de la carta dinagráfica, aunque se produce una condición de golpe de fluido que es generada por el bajo aporte de fluido de la formación productora, ocasionado por el enfriamiento del pozo (crudo viscoso), lo que impide generar una columna de fluido alta que se ubique sobre la profundidad de la bomba de fondo.

La mejora en la producción de crudo a superficie es evidente. Aunque la velocidad de bombeo es tan baja, el pozo se encuentra produciendo 50 Bopd a la fecha

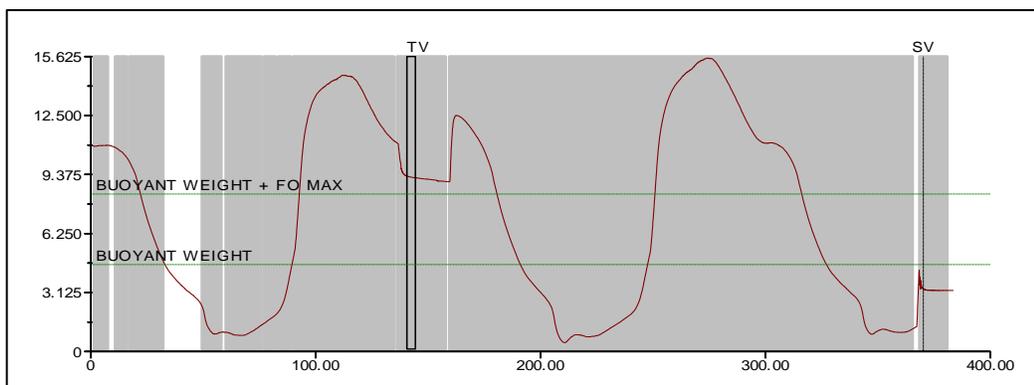
registrada y la Petrovalve gas breaker evitó la generación de nuevas fallas relacionadas con interferencia o bloqueo por gas, posterior a su instalación.

Una característica predominante en la producción de crudo en frío correspondiente al conjunto de válvulas es la fuga de fluido en las válvulas, principalmente por el cierre tardío generado por la densidad del crudo, que impide el descenso rápido de la válvula fija para hacer sello con el asiento. Para el caso de la figura 34a, el comportamiento de la carga en las hemiesferas guiadas del conjunto Petrovalve gas breaker es normal.

Figura 34. Pozo en producción con golpe de fluido por bajo aporte de formación (a) y prueba de válvulas del pozo Gir PH7-HZ06 (b)



a.



b.

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.



2.4 VENTAJAS DE LA TECNOLOGÍA PETROVALVE GAS BREAKER EN LA PROFUNDIZACION DE BOMBAS THM EN POZOS HORIZONTALES. GIRASOL PH3-HZ02

2.4.1 Descripción general del pozo.

- Área: Comercial.
- Fecha de perforación: 25 de Diciembre de 2008.
- Fecha de completamiento: 26 de Julio de 2009.
- Tipo de arena completada: A-12.
- Máxima desviación: 95.13° @ 2629' MD.
- KOP @ 317'.

Al iniciar su sexto ciclo de producción, el pozo conservaba una estabilidad de flujo hasta mediados del mes de mayo de 2012, en donde el recorridor de campo encontró el pozo sin bombear. Los análisis dinagráficos acompañados de un registro acústico, indicaron un golpe severo de fluido generado por bajo aporte de la formación de interés. En superficie se evidenciaba que la producción de crudo era de alta viscosidad, lo cual indicaba que la temperatura en el yacimiento ya no era suficiente para reducir la viscosidad del crudo, dificultando su levantamiento hacia superficie por la unidad de bombeo mecánico (pozo frío).

Aspectos generales detallan que el pozo se encontraba en su sexto ciclo de producción a tal fecha, cuyo inicio fue en el mes de diciembre del año 2011. Su etapa productiva inició al siguiente mes. El periodo de producción anterior (ciclo 5) tuvo una duración de 11 meses hasta el ciclo actual (sexto ciclo), en donde se produjeron 20,031 bbls de crudo limpio, sin incidencia de fallas relacionadas con presencia de gas, que interrumpieran su estabilidad productiva, por lo que no era necesario implementar la tecnología Petrovalve gas breaker para combatir bloqueos por gas principalmente, mas no indicaba que no se pudieran evaluar las demás ventajas que posee el conjunto Petrovalve.

2.4.2 Antecedentes de fallas. Los antecedentes consignados en el historial de producción del pozo, registran las siguientes condiciones las cuales incentivaron la aplicación de la tecnología Petrovalve gas breaker a futuro, como una forma alternativa de incrementar la sumergencia de la bomba de fondo, mejorando la producción de crudo, e impidiendo que flujos de gas producidos después de tal servicio, generen condiciones que desestabilicen la producción de crudo de dicho pozo (proyección a futuro). Lo anterior toma consistencia de la condición que han

expuesto los registros dinagráficos anteriores, en donde ha sido evidenciada la interferencia severa por gas.

A continuación son detallados tales aspectos:

- El pozo no bombea.
- Golpe severo de fluido.
- Se debe re-espaciar la bomba, porque el pozo no bombea.
- Prueba de tubería, ya que el pozo no bombea (se descarta posible fuga).
- Producción por baches.
- Baja THP. El flujo no vence la presión de la línea general.

Nota: El pozo de estudio se comunicó con el pozo Girasol PH3-HZ05 el día 5 de mayo de 2012, luego que este último mencionado fuera inyectado con vapor. La comunicación ocurrió debido a que estos pozos fueron perforados en la misma arena (A-12) y el vapor inyectado en el pozo PH3-HZ05 fluyó hacia el pozo PH3-HZ02 por una sección de arena de mayor permeabilidad. La característica predominante en este tipo de eventualidades es el aumento inexplicable de temperatura en cabeza en el pozo afectado, seguido de un aumento considerable de su BS&W.

Aunque el efecto anterior modificó las condiciones normales de producción del pozo PH3-HZ02 al inicio de este acontecimiento, las variables de producción se estabilizaron rápidamente, siendo el golpe de fluido una muestra de ello, ya que si hubiera persistido el aumento de temperatura en el pozo, el fluido sería producido normalmente, sin falencia alguna.

2.4.3 Comportamiento de la producción cíclica. Las condiciones operacionales del pozo reflejan en superficie una baja producción en el bombeo de fluido, sobre todo en la carrera descendente de la sarta de varillas. Este fenómeno de flujo observado únicamente en la carrera ascendente, se da por el llenado parcial de la bomba de fondo producto del bajo aporte de fluido de la formación; lo que a su vez, genera que la tubería de producción no se encuentre completamente llena al momento de iniciar la carrera descendente; por lo tanto, el desplazamiento de fluido que generalmente se aprecia al inicio de la carrera descendente causado por la inmersión de la sarta de varillas en el fluido contenido por la tubería de producción, no puede ser evidenciado en la válvula toma muestras del cabezal de producción. Lo anterior se conoce como “bombeo deficiente” (el flujo no es recíprocante).

2.4.4 Condiciones mecánicas de operación. La característica en particular en el estado mecánico del pozo (véase ANEXO A) es un empaque térmico flotante de 9 5/8" de OD, el cual estaba sentado en la tubería de revestimiento de igual diámetro @ 1620' de longitud medida, con el fin de direccionar el flujo de vapor hacia el interior de la formación donde se ubican las arenas de mayor presión, en las que la saturación de crudo se encuentra en valores elevados. No obstante la implementación de este elemento con acción sellante, ayuda también a sostener las temperaturas del fluido producido durante un periodo más prolongado, evitando pérdidas de calor por ascenso del vapor a través del anular del pozo (extensión del ciclo de inyección).

En el punto de evaluación actual, el requerimiento de tal empaque térmico tipo flotante no es necesario, ya que la temperatura de la formación es baja, y por el contrario este elemento puede estar generando contrapresiones que disminuyan la columna de fluido en el anular del pozo.

A continuación en la tabla 15 son listadas las condiciones de operación del pozo PH3-HZ02 en su estado anterior a la profundización de la bomba e instalación del conjunto Petrovalve gas breaker.

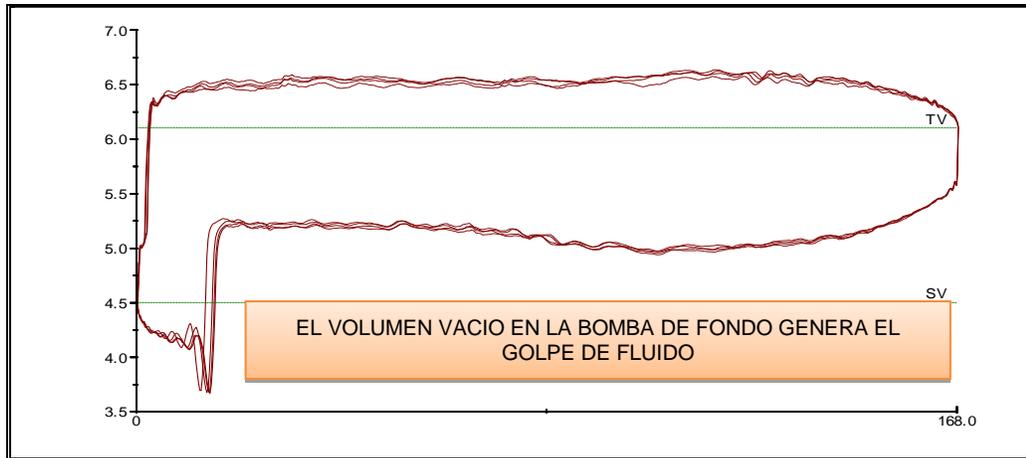
Tabla 15. Condiciones operacionales anteriores al sistema Petrovalve gas breaker

FECHA DEL DINAGRAMA	30 MAYO DE 2012
TEMPERATURA (°f)	125
CICLO DE INYECCIÓN	5
% BS&W	82
DIÁMETRO DEL PISTÓN (in)	2.5
TIPO DE BOMBA	SBP 3 ½"
STROKES POR MINUTO (spm)	1.5
EFICIENCIA DE LLENADO (%)	9.67
DESPLAZAMIENTO EFECTIVO (in)	16.2
RECORRIDO DE LA BOMBA (in)	167.3
PIP (Psi)	0
Q (bfpd)	80

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

2.4.5 Registro acústico y condiciones dinagráficas del pozo. A continuación se indica el registro dinagráfico de la bomba de fondo del pozo GIR PH3 HZ-02, exponiendo una condición de golpe severo de fluido.

Figura 35. Carta dinagráfica de fondo del pozo GIR PH3 HZ-02 previa a la optimización, operando con válvulas convencionales API



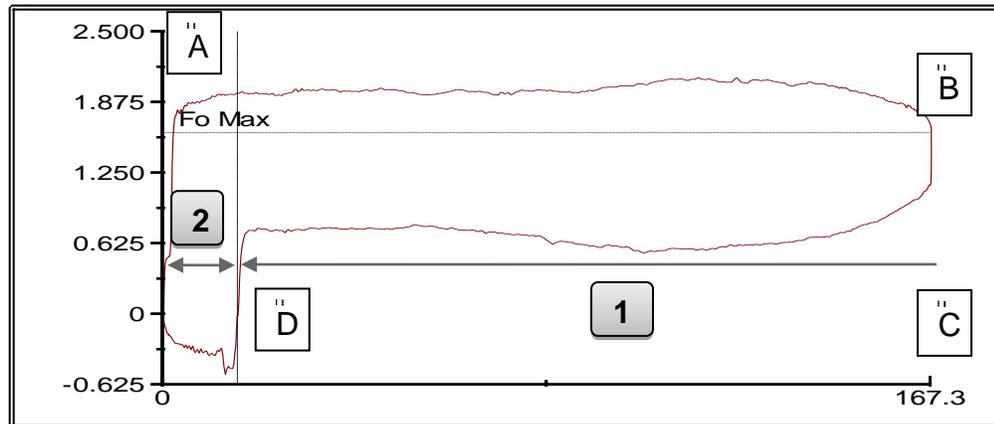
Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Dado que las cartas dinagráficas generadas por cada stroke se superponen entre sí, se puede tomar como base de estudio cualquier carta contenida en la figura anterior. A continuación se exponen las características de operación de la bomba de fondo, determinadas de la descripción de la carta seleccionada.

2.4.6 Condición dinagráfica (carta de fondo). La característica predominante en el registro dinagráfico de la figura 36, es un ejemplo típico de bajo nivel de sumergencia de la bomba de fondo conocido como golpe de fluido, caracterizado por el bajo aporte de la formación productora. El comportamiento de las cargas observadas en los intervalos D-A y A-B, exponen el comportamiento normal de un pozo con carga de fluido en la carrera ascendente, sin fuga en la válvula viajera. La diferencia de cargas en el intervalo B-C representa la restricción del fluido al descenso normal de la sarta de varillas. Esta diferencia de cargas siempre es encontrada en pozos que produzcan crudo de alta viscosidad. En crudos con alta producción de agua las diferencias en tal intervalo son muy pequeñas, ya que las pérdidas de peso por fricción en el agua comparadas con el crudo son mínimas. El pistón sigue su recorrido descendente atravesando un espacio vacío (C-D) en la cámara de la bomba hasta encontrar su apertura, por lo que la válvula viajera golpea fuertemente contra el fluido, reduciendo la carga del conjunto. El punto 2 representa la eficiencia efectiva de llenado de la bomba. La apertura de la válvula viajera solo se realiza cuando el recorrido de la bomba le resta un 9.67% para completar su recorrido descendente final; es decir, 16.2 pulgadas de 167.3

pulgadas totales efectivas. El punto 1 indica el llenado perdido por el fenómeno de baja eficiencia de fluido (155.1”).

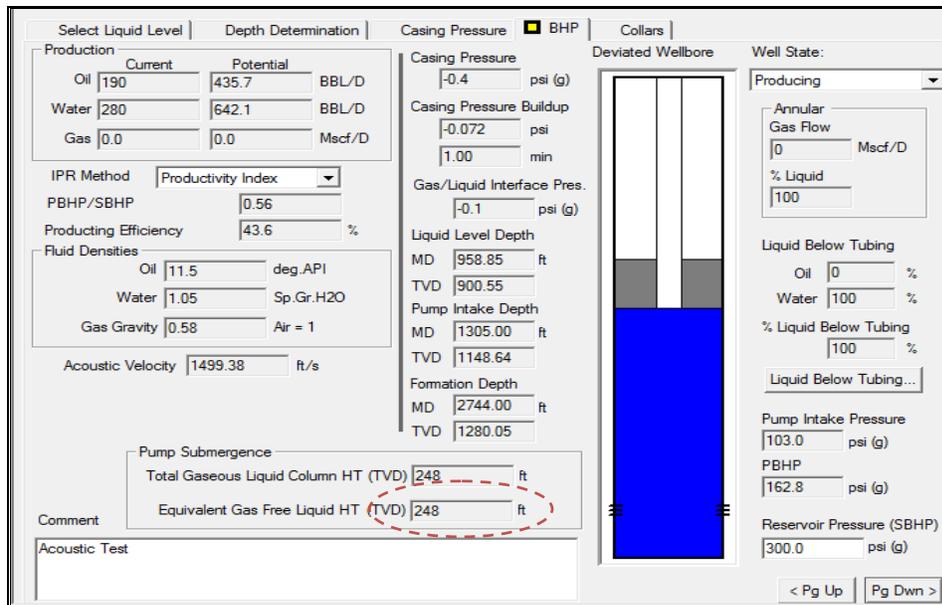
Figura 36. Carta dinográfica de fondo del pozo GIR PH3 HZ-02 correspondiente al stroke más representativo de la figura 35, operando con válvulas convencionales API



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

2.4.7 Registro acústico. Observando el nivel de sumergencia de la bomba de fondo del pozo en estudio expuesto en la figura 37, se puede caer en el error de concluir que el nivel de sumergencia de la bomba de fondo se encuentra en **248 ft** tal como lo indica el registro acústico. Este dato no es representativo para este caso, debido a que el nivel de fluido registrado, corresponde al fluido depositado sobre el empaque térmico flotante de 9 5/8” sentado en la tubería de revestimiento del pozo, el cual genera un sello que impide la comunicación entre la parte superior e inferior de los fluidos allí encontrados (sello metal - metal). En este caso, los datos obtenidos con el registro acústico arrojan valores erróneos que no concuerdan con la condición de golpe de fluido observado en la carta dinográfica de fondo. Según el software TWM, existirían 248 ft de fluido para ser bombeados, arrojando un dato impreciso; el cual no es un verdadero indicador del nivel real de sumergencia del pozo. Por tal motivo, algunas variables como la presión a la entrada de la bomba PIP, presión de pozo fluyente (Pwf), entre otros, también serán calculadas por el software TWM erróneamente. La condición de golpe de fluido incita el desarrollo de fallas por fatiga en la sarta de varillas, daños en la bomba, daños en la tubería, entre otros, afectando ya sea la estructura de la unidad de bombeo en superficie, o bien, en el conjunto íntegro de varillas, guías, o barras de peso, que conforman como tal la sarta de varillas.

Figura 37. Nivel de fluido del pozo GIR PH3-HZ02 por encima del empaque térmico, antes de optimizar su diseño



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

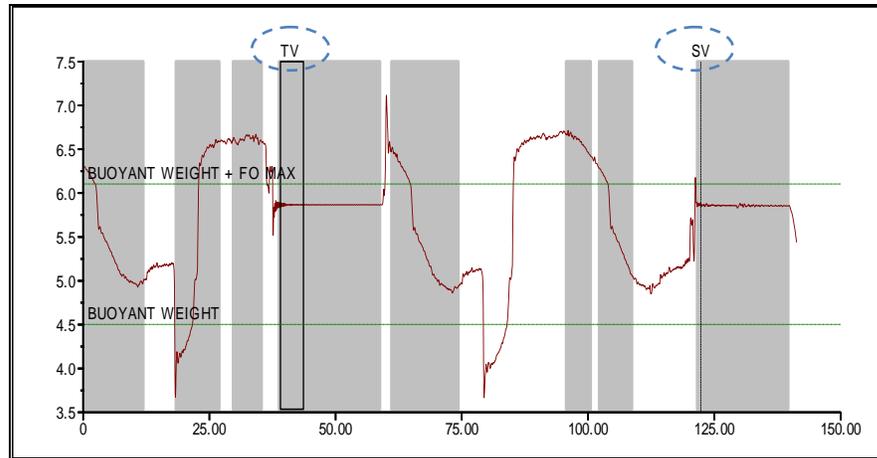
2.4.8 Operación del conjunto de válvulas convencionales (válvulas API).

Prueba de válvulas:

El análisis de la prueba de válvulas indica que la válvula viajera (TV) presenta una carga en lb-f muy cercana a la carga soportada por la válvula fija (SV); esto quiere decir que la columna de fluido que se encuentra sobre la válvula viajera producto del bombeo reciprocante, no es capaz de generar un peso considerable para ser detectado ampliamente por el sensor de carga en superficie. Lo anterior ratifica la insuficiencia de fluido en la tubería de producción, debido al bajo aporte de la formación productora; condición que genera el golpe de fluido, tal como es observado en el registro dinagráfico de la bomba de fondo de la figura 35.

La poca diferencia de cargas de fluido observadas en la prueba de válvulas (figura 38), ratifica la condición de bajo aporte de fluido de la formación. Los intervalos horizontales de la gráfica corresponden a la ubicación estática de la unidad en superficie, dependiendo de la válvula que se pretenda probar.

Figura 38. Prueba de válvulas GIR PH3 HZ-12 antes del servicio de optimización



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

2.4.9 Oportunidad para implementar la tecnología Petrovalve gas breaker. La tecnología Petrovalve gas breaker en este caso en particular, permite con gran practicidad profundizar la bomba de fondo, mejorando la sumergencia. Esta característica prolonga la acción de bombeo dado que permite un ángulo de operación de 0° a 90°; por lo que el conjunto convencional de válvulas API queda impedido para competir con el diseño Petrovalve.

La implementación del conjunto Petrovalve gas breaker no solo permite una ganancia considerable de sumergencia según la condición del pozo, también incrementa la presión del fluido a la entrada de la bomba (PIP), facilitando el ingreso de este hacia el interior de la bomba. En otros términos, dicha ventaja facilitará la producción de fluido por un tiempo más prolongado, ajustando la bomba a la capacidad de aporte de fluido del pozo, garantizando la integridad de la sarta de varillas en operación, y optimizando el funcionamiento de la unidad de bombeo en superficie, debido al llenado constante de fluido en la bomba de fondo (eliminación del golpe de fluido y problemas relacionados con este fenómeno).

2.4.10 Correctivos evaluados en la profundización. Se evalúa la posibilidad de inyectar vapor al pozo nuevamente, pero ya que los ciclos severos de inyección de vapor cíclica generan problemas irreversibles en el pozo y en la formación, como altos porcentajes de BS&W permanentes (comunicación con acuífero), afectación a la integridad del cemento del casing, canalización de fluidos, comunicación entre pozos y demás, estos ciclos no se realizan sin un previo estudio detallado de



simulación, el cual indique que el pozo presente nuevamente las más apropiadas condiciones para ser inyectado (bajo %BS&W y baja °T). El ciclo anterior de inyección del pozo GIR PH3-HZ02 generó una respuesta óptima de producción de 7 meses (ciclo 4). Para la fecha en que se tomó la carta dinagráfica, el pozo se encontraba en el quinto mes de producción, cerca de alcanzar el periodo del último ciclo de inyección; pero al observar el porcentaje de BS&W, este era bastante alto (82%) como para pensar en un nuevo ciclo, ya que el pozo todavía no había terminado de producir el agua condensada del ciclo anterior de inyección de vapor.

2.4.11 Correctivos aplicados en la profundización. Ya que las condiciones del pozo a la fecha indican que el fluido producido se ha enfriado y por lo tanto la capacidad de aporte del pozo ha disminuido, se toma como alternativa práctica profundizar la bomba de fondo con la ayuda del conjunto Petrovalve gas breaker y de igual forma instalar una bomba tipo tubería 3 ½”, la cual posee mayor área de flujo respecto a las bombas insertas; por lo que la operatividad en crudos pesados fríos es mucho más eficiente. Las bombas de tubería THM (TUBING-HEAVY WALL-MECHANICAL ANCHOR), como son conocidas comúnmente por su especificación de diseño, poseen pistones con diámetros de 2.75” (más eficientes en un 21% respecto al aumento en el área de flujo de las bombas SBP), mientras que las bombas insertas poseen pistones de 2.5”, para diámetros de tubería de producción de 3 ½ “, como lo son en este caso.

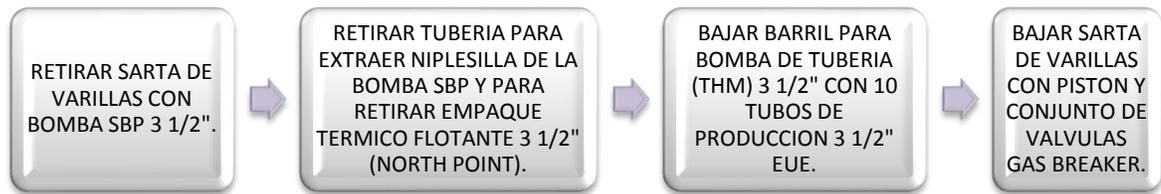
Aunque el diseño de la bomba de tubería (THM) en campo sería el más apropiado para producir el crudo de los pozos por su mayor diámetro, el diseño de la bomba inserta SBP permite realizar inyecciones cíclicas de vapor con la sarta de varillas dentro de la tubería de producción, además que su diseño de doble válvula viajera asegura un sello rápido al inicio de la carrera ascendente.

Actualmente, las inyecciones cíclicas con la sarta de varillas dentro de la tubería de producción están implementándose cada vez menos; esto debido a que dichos procedimientos generan restricciones al paso del vapor, por lo que su calidad hacia el fondo del pozo se ve afectada considerablemente, facilitando así, la condensación del vapor antes de ingresar a la formación productora; “el objetivo es inyectar vapor de alta calidad (80%), mas no se busca inyectar agua caliente (condensado) la cual transporta menos calor, requiriendo mayores presiones para el ingreso a la formación productora”.

2.4.12 Implementación de la tecnología Petrovalve gas breaker al pozo GIR PH3-HZ02.

2.4.12.1 Intervención del equipo Well service rig JS-3. El tiempo de operación del servicio fue de 16 horas incluida la movilización del equipo a la locación del pozo (con una producción diferida de 15 bbls durante dicho periodo). Para llegar a la profundidad óptima de operación, evitando los ángulos severos de inclinación Dogleg (grados/100 ft), fue retirado el empaque térmico flotante North Point y se utilizaron 10 tubos de producción 3 ½" EUE, con adición del barril THM de 26' de longitud.

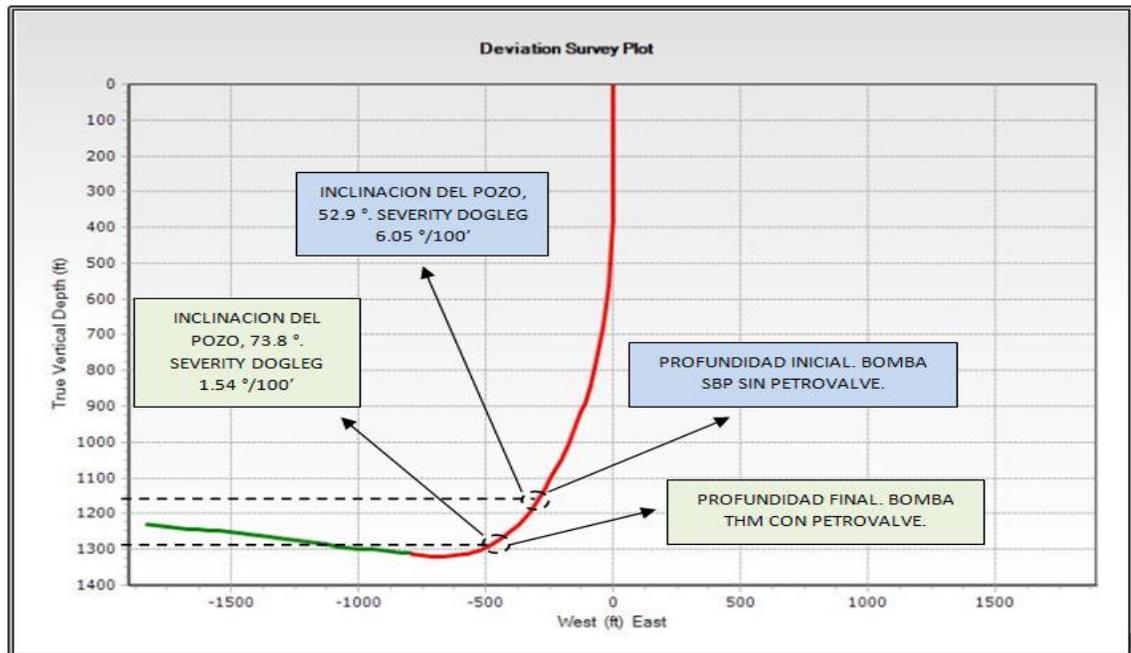
Figura 39. Descripción general del servicio al pozo GIR PH3-HZ02



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

La figura 39 ilustra la ubicación anterior y posterior de la bomba de fondo por el servicio de optimización, en la cual se describen las condiciones de Severity Dogleg (°/100 ft), profundidad vertical y medida hasta la bomba de fondo (ft), además de exponer la complejidad de la navegación del pozo a lo largo de la arena productora de interés. Los datos evaluados antes y después del servicio son agrupados en la tabla 16.

Figura 40. Variación de la profundidad de la bomba en el pozo Girasol PH3-HZ02, con la aplicación de la válvula Petrovalve gas breaker



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Tabla 16. Tabla comparativa de las condiciones de operación antes y después del servicio de optimización con el conjunto Petrovalve gas breaker

ANTES				DESPUÉS			
Tipo bomba	Silla MD (ft)	VD (ft)	Inclinación (Grados)	Tipo bomba	Silla MD (ft)	VD (ft)	Inclinación (Grados)
SBP 3 1/2"	130 8	1158	52.9	THM 3 1/2"	164 3	1288	73.8
PROFUNDIZACION FINAL (MD)				335 ft			
PROFUNDIZACION FINAL (VD)				130 ft			

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.



Las condiciones posteriores a la optimización del pozo con el conjunto de válvulas Petrovalve gas breaker instalado, son incomparables con el desempeño de operación del conjunto de válvulas API, el cual maniobra en un ángulo máximo de inclinación de 55 grados; luego de esto, las bolas quedarían recostadas sobre la jaula abierta de la válvula fija y cerrada de la válvula viajera, impidiendo la operación eficiente del conjunto. Al final del servicio, la inclinación del conjunto Petrovalve gas breaker se ubicó en 73.8 grados; es decir, “20.9° de mayor inclinación respecto al conjunto de válvulas API”.

Las condiciones posteriores al servicio son mostradas en la tabla 17. Obsérvese que la PIP registrada tiene un valor elevado de presión, lo que indica que la columna de fluido existente genera una gran presión a la entrada de la bomba, indicando existencia de fluido (aumento de presión por columna de fluido). Por otra parte, la velocidad de bombeo fue incrementada a 6.5 spm, mejorando la producción de fluido del pozo.

Dado que el servicio realizado no implica modificaciones fisicoquímicas en el fluido del yacimiento, la condición de alto %BS&W aún se mantuvo vigente, debido al gran volumen de agua condensada que aún existía por motivo de la cantidad de ciclos de inyección realizados al pozo (la respuesta de disminución del %BS&W, cada vez es más demorada al incrementarse el número de ciclos de inyección de vapor).

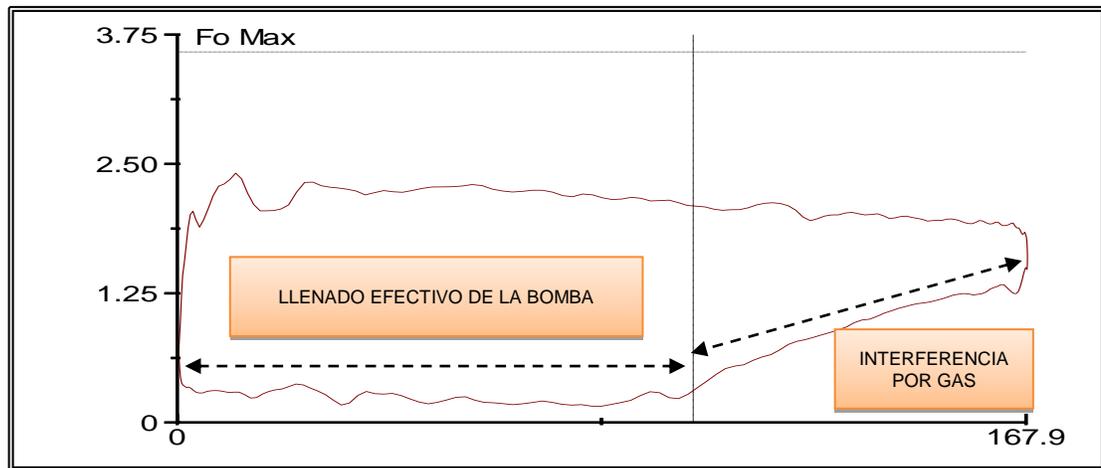
Tabla 17. Condiciones posteriores a la aplicación del conjunto Petrovalve gas breaker

FECHA DEL DINAGRAMA	9 JUNIO DE 2012
TEMPERATURA (°f)	115
CICLO DE INYECCIÓN	5
% BS&W	85
DIÁMETRO DEL PISTÓN (in)	2.75
TIPO DE BOMBA	THM 3 ½”
STROKES POR MINUTO (spm)	6.5
EFICIENCIA DE LLENADO (%)	61.31
DESPLAZAMIENTO EFECTIVO (in)	103
PIP (Psi)	247.3
Q (bfpd)	380

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

2.4.13 Carta dinagráfica y registro acústico del pozo. A continuación son expuestas de manera detallada las condiciones dinagráficas posteriores al servicio de optimización con la aplicación del conjunto Petrovalve gas breaker.

Figura 41. Dinagrama del pozo GIR PH3 HZ-02 con bomba THM profundizada



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

2.4.13.1 Aumento de la eficiencia de llenado de la bomba. La profundización de la bomba de fondo y el aumento del área de flujo en el conjunto de válvulas fija y viajera, permiten puntualizar dos aspectos importantes:

Aumento del área de flujo: El primer aspecto hace referencia al aumento del área de flujo por el cambio de diseño al sistema Petrovalve gas breaker (al igual que la bomba tipo THM), es un factor igualmente concluyente que facilita el acceso del fluido a la cámara de compresión de la bomba, disminuyendo sumamente las restricciones ocasionadas por pérdidas de fricción del fluido, con la tubería.

Nivel de fluido en el anular: Como segundo aspecto hacemos referencia al aumento de la sumergencia de la bomba, lo cual permite que exista una mayor columna de fluido en el anular del pozo. Esta columna de fluido aparte de asegurar el llenado del interior de la bomba, genera mayor presión en la entrada de esta, lo que permite que sea llenada con más facilidad, debido al empuje que realiza el peso del fluido en el anular hacia el interior de la bomba, recordando además, que

al profundizar la bomba la p_{wf} disminuye, con lo cual aumenta el caudal diario producido por la formación.

2.4.13.2 Interferencia por gas en la bomba de fondo. Ya que la presencia de gas en la bomba de fondo es una condición inevitable en la vida productiva de los pozos del campo Girasol, éste estará constantemente interfiriendo en la estabilidad de la producción de fluidos.

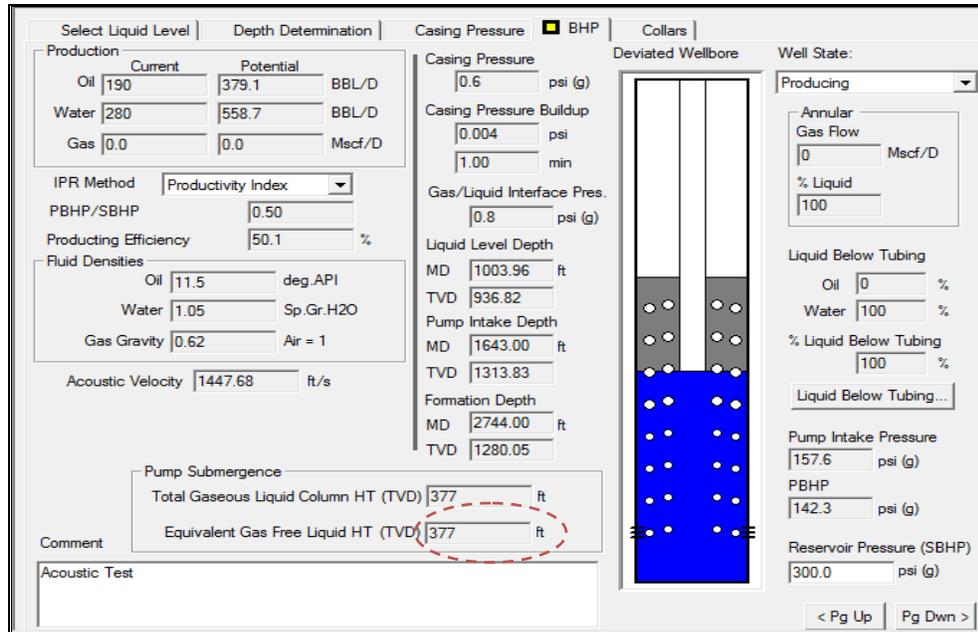
Ya que la probabilidad de fallas en el sistema de bombeo mecánico se incrementa en un caso de golpe de fluido, respecto a un caso de interferencia por gas; se deben implementar soluciones prácticas que permitan controlar estos efectos. Por tal razón es más viable controlar y estabilizar el comportamiento del gas en la bomba de fondo con el sistema Petrovalve gas breaker, que someterse a fallas por compresión en la sarta de varillas, o roturas de las piezas de la bomba de fondo.

Otro aspecto importante a resaltar en la tecnología Petrovalve gas breaker, es la reducción de los llamados “espacios muertos” de la bomba; los cuales no son más que los volúmenes que por características de diseño no pueden ser reducidos para lograr el desempeño óptimo de bombeo. El sistema de válvulas convencionales API genera un aumento de los espacios muertos en la bomba de fondo, los cuales facilitan la expansión del gas proveniente del yacimiento, lo cual disminuye la eficiencia de llenado de la bomba y produce efectos secundarios, como daños al equipo”.

Ya que la tecnología Petrovalve gas breaker permite la producción de volúmenes de gas sin que el conjunto de válvulas sea bloqueado (producción constante), o sin que existan espacios muertos considerables, las cartas dinagráficas de fondo presentarán el comportamiento característico del gas en la bomba de fondo, pero de una manera menos severa.

2.4.13.3 Nivel de fluido (Petrovalve gas breaker, sin empaque térmico). La figura 40 muestra el nivel de fluido calculado a partir del registro acústico corrido por el operador; resaltando que en este punto, el empaque térmico tipo flotante de 9 5/8” fue retirado. Al removerse el empaque térmico del pozo, la contrapresión que generaba este último sobre la formación productora se elimina, por lo que además de la profundización de la bomba de fondo, la capacidad de aporte de la formación productora se acentúa aún más.

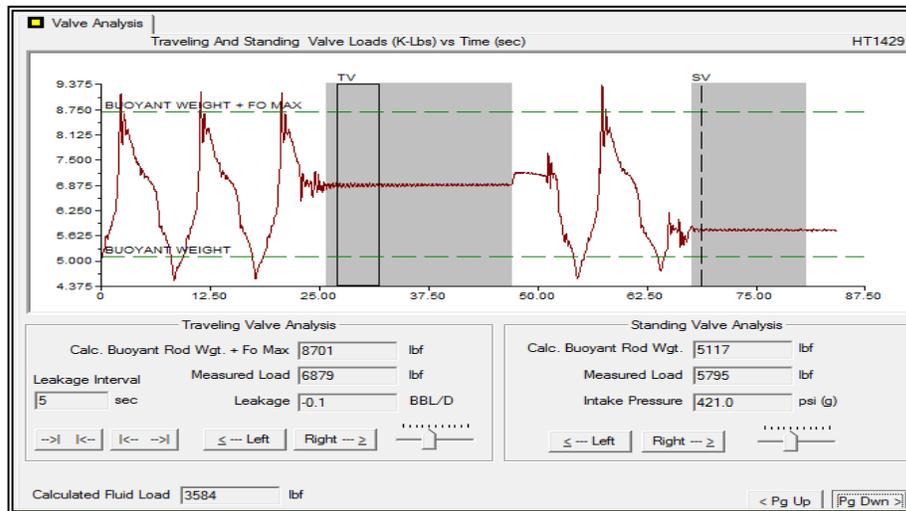
Figura 42. Nivel de fluido GIR PH3 HZ-02 luego de implementar la tecnología Petrovalve gas breaker



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

2.4.14 Prueba de válvulas posterior a la implementación de la tecnología Petrovalve gas breaker. La figura 43 muestra la condición de operación de las válvulas fija y viajera, luego de iniciar operaciones con la tecnología Petrovalve gas breaker instalada en el pozo, luego de ser profundizado. La carga de fluido registrada sobre la válvula viajera (traveling valve) es de 3584 lbf, respecto a 1604 lbf registradas antes del servicio, cuando la condición de sumergencia de la bomba era crítica. Este aumento de carga expresada en mayor cantidad de fluido sobre la válvula viajera, refleja el mejoramiento de la eficiencia de llenado de la bomba. Por otra parte cabe resaltar que las cargas registradas por las válvulas son constantes, lo que indican buen sello y por ende, buen funcionamiento.

Figura 43. Prueba de válvulas pozo GIR PH3 HZ-12 con Petrovalve gas breaker instalada



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Con la aplicación del conjunto Petrovalve gas breaker, la disminución de fallas en el sistema de bombeo mecánico es cada vez mayor. Las oportunidades para implementar soluciones que antes parecían estar tan alejadas de la realidad, ahora pueden ser evaluadas y puestas a prueba con esta tecnología.

2.4.15 Costos de la tecnología Petrovalve gas breaker Vs sistema convencional de válvulas API.

La siguiente tabla consolida las principales piezas que conforman el conjunto viajero y fijo de la bomba de fondo API (convencional) de 2.75" de diámetro, además del costo de adquisición de un conjunto Petrovalve gas breaker de 2.75" de diámetro:



Tabla 18. Pieza Vs costo unitario para el ensamblaje nuevo del conjunto de fondo tipo convencional de la bomba de fondo de bombeo mecánico

PIEZA (unidad)	COSTO (USD)	
	CONVENCIONAL	PETROVALVULA
PISTON	490,00	490
ANILLO DE BRONCE	108,38	---
BOLA Y ASIENTO (X 2)	468,56	---
JAULA VIAJERA	98,59	---
JAULA FIJA	44,39	---
LLAVE PESCANTE	187,09	---
PESCANTE	228,22	---
SELLO DE BRONCE	108,38	108,38
NIPLE DE ASENTAMIENTO	125,25	125,25
CONJUNTO VIAJERO PETROVALVE	---	8643,10
CONJUNTO FIJO PETROVALVE	---	
CONECTOR AL PISTON	---	68,85
TOTAL (USD)	1858,86	9435,58

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Nota: el ensamblaje de fondo no contempla el barril para este análisis.

La diferencia inicial entre los conjuntos ensamblados es de 7576.72 dólares. No obstante, antes de arrojar conclusiones acerca de la diferencia entre costos, cabe resaltar que la durabilidad de las Petrovalves en campo supera el año de uso, sin mostrar fugas en las hemisferas. Contrario a lo anterior, el conjunto de fondo comprendido principalmente por el pistón, válvula viajera y válvula fija suele cambiarse por lo menos una vez por ciclo dependiendo de la duración de este y de las condiciones físicas y químicas del pozo, sumándose a ello la parada del pozo para ser intervenido por el equipo.

Para efectos prácticos de evaluación, se toma como referencia el pozo AL-HZ16. La producción diferida por fallas asociadas a interferencia por gas es de 122 bopd, debido a los 2 servicios de cambio de pistón realizados durante el ciclo 1 por el equipo de Well services, sumando a esto el costo de los dos conjuntos viajeros nuevos con pistones clase B (usados en buen estado); por lo que en total



tendríamos un costo total entre producción diferida y mantenimiento de 12.009,72 dólares; 2574,14 dólares más que el conjunto Petrovalve gas breaker. Por lo tanto, si se hubiera implementado el conjunto Petrovalve en el ciclo de producción 1 del pozo AL-HZ16, se hubiera optimizado el ciclo de producción y se hubieran reducido pérdidas de producción y pérdidas de temperatura, las cuales afectan la estabilidad del ciclo cuando el %BSW del pozo comienza a disminuir.

2.5 ASPECTOS FAVORABLES EN LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA PETROVALVE GAS BREAKER

Los empaques térmicos pueden ser usados en todo el ciclo de inyección de vapor al igual que el ciclo de producción en fondo de pozo, evitando tener que ser removidos por falta de herramientas que desbloqueen el conjunto de válvulas convencionales que generalmente es afectado por la presencia excesiva de gas en la cámara de la bomba de fondo.

Se puede reducir el espacio muerto entre la válvula fija y la válvula viajera, sin que el pescante de la válvula fija se accione con la válvula viajera y la remueva de su silla, lo cual sucede generalmente con un conjunto de pesca de válvula fija convencional.

La producción de crudos pesados en pozos cuyo rango de temperatura se sitúa entre los 95 °f y 100 °f puede ser realizada normalmente, dado al incremento del área de flujo en la entrada a la válvula fija que permite el paso del fluido con menor restricción, además de evitar el bloqueo de las válvulas por presencia de gas.

Puesto que la normatividad HSE prohíbe operaciones en cabeza de pozo que vayan dirigidas a la pesca de la válvula fija con el fin de eliminar bloqueos por gas dado el riesgo que genera el torqueo de la barra pulida hacia los operadores, es necesario contar con herramientas y procedimientos seguros que velen por el bienestar de los empleados. Ya que la tecnología Petrovalve gas breaker facilita por medio de su vástago el accionamiento de la válvula viajera, las operaciones riesgosas que afecten tanto al operador como a la integridad del sistema de bombeo mecánico son eliminadas.



2.6 ASPECTOS DESFAVORABLES EN LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA PETROVALVE GAS BREAKER

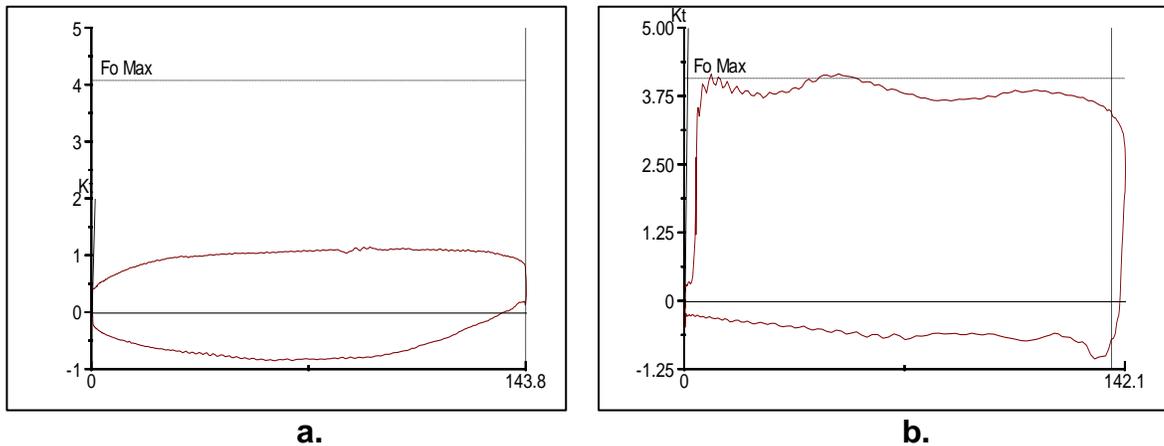
2.6.1 Efectos secundarios por alta profundización de bombas de fondo.

Aunque la tecnología Petrovalve gas breaker ofrece la posibilidad de profundizar la bomba de fondo incluso hasta una inclinación de 90 grados, la práctica ha demostrado que al pretender profundizar la bomba, atravesándola por un Severity Dog Leg mayor a 5 grados/100', con producción de crudo en frío, genera alta restricción o fricción entre la sarta de varillas y la tubería de revestimiento, lo cual conlleva a observar en superficie la flotación de la sarta de varillas, aunque el nivel de fluido registrado con un registro acústico indique alta sumergencia de la bomba; en pocas palabras, "se gana sumergencia, pero se pierde eficiencia en el diseño de la sarta de varillas" (disminuye el peso), por ende se pierde producción y dinero, ya que nuevamente debe ser utilizado el equipo de Well service por la intervención fallida, para dejar el pozo nuevamente con su diseño anterior.

2.6.2 Re-espaciamientos excesivos. Las condiciones a la que se somete la sarta de varillas por efecto de altas temperaturas y altos strokes durante el transcurso de los ciclos productivos en campo Girasol, generan en ésta, constantes elongaciones y contracciones que minimizan o maximizan el espacio muerto entre las válvulas fija y viajera, independientemente del tipo de bomba implementada en fondo. Ya que la tendencia de la temperatura es la de declinar al igual que lo es la producción, la sarta de varillas sufrirá proporcionalmente efectos de elongación y contracción, los cuales no podrá manejar el conjunto Petrovalve gas breaker, teniendo en cuenta el requerimiento mínimo de espacio muerto entre válvulas para asegurar su operatividad (igual o menor a 2" en fondo); por tal motivo, se hace necesario un seguimiento detallado del espaciamiento en fondo, lo cual es bastante tedioso, teniendo en cuenta que existen más de 120 pozos que deben ser revisados y ajustados durante el mes por ensayo y error.

2.6.3 Demoras en los periodos de reparación. Ya que el diseño de la tecnología Petrovalve gas breaker difiere ampliamente con el diseño convencional API principalmente por su vástago guiado, los mantenimientos correctivos y preventivos que son necesarios para el funcionamiento apropiado del conjunto fijo y viajero Petrovalve gas breaker, no pueden ser llevados a cabo rápidamente. Estos conjuntos deben ser enviados directamente al proveedor quien se encargará de evaluar la integridad de los conjuntos, ya que se requiere una maquina especial para el pulido de las válvulas (véase ANEXO B).

Figura 44. Carta dinográfica del Pozo Gir PH7-HZ02 que expone un bloqueo por gas (a); pozo Gir PH7-HZ02 re-espaciado, en producción (b)



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

En la figura 44 se expone un comportamiento anterior y posterior al re-espaciamiento del conjunto de fondo de un pozo. Los pozos pueden permanecer por periodos prolongados con la condición expuesta en la figura 44a, hasta que los operadores observen en sus revisiones constantes el estado del fluido de cada pozo. Al re-espaciar los pozos con la tecnología Petrovalve gas breaker instalada, se elimina de nuevo el bloqueo por gas, iniciando de nuevo la producción de fluido a superficie (figura 44b).

Aunque el efecto anterior no es del todo constante durante toda la etapa productiva del pozo, se requiere mayormente al inicio de los ciclos de producción el ejercicio de esta práctica.



3. CONCLUSIONES

- El análisis de desempeño de la tecnología Petrovalve gas breaker demuestra que esta tecnología es muy efectiva a la hora de combatir la dificultad del bloqueo por gas; todo esto si se tiene la buena práctica de chequear progresivamente el desempeño de la Petrovalve gas breaker, por medio del re-espaciamiento constante entre válvulas, durante el ciclo de producción de un pozo.

- La implementación del software Total Well Management en el campo Girasol permite la obtención de datos confiables de forma veraz que contribuyen considerablemente al análisis y optimización del sistema de bombeo mecánico; convirtiendo al analizador de pozos (software y hardware) en un equipo indispensable de alta confiabilidad en la operación diaria del campo.

- Con el análisis de la información histórica de los pozos del campo Girasol cargada en la base de datos del software Petrovisor, se logró identificar cronológicamente la secuencia de fallas y eventos ocurridos por ciclo de producción en los pozos de interés.

- La tecnología Petrovalve gas breaker genera gran estabilidad en el flujo de fluidos altamente viscosos y de baja temperatura, los cuales deben ser operados a bajas velocidades de bombeo, evitando condiciones de golpe de fluido e interferencia por gas.

- La reducción o mitigación del bloqueo por gas generado por la aplicación de la tecnología Petrovalve gas breaker en el conjunto de fondo del sistema de bombeo mecánico, contribuye significativamente en el aumento del run life de los pozos evaluados, dada la reducción de fallas en los escenarios posteriores a la aplicación del conjunto Petrovalve gas breaker en fondo de pozo.

- A raíz de los resultados vistos en el análisis del desempeño de la tecnología Petrovalve gas breaker, se incentiva a las empresas del sector petrolero a utilizar tecnologías nuevas para atacar problemas propios del sistema de bombeo mecánico, tal como lo hace la empresa Mansarovar Energy Colombia Ltda.; empresa pionera en la implementación de inyección de vapor para la producción de crudo pesado en Colombia.



4. RECOMENDACIONES

Capacitar mensualmente al personal de Dinagramas y al personal de los equipos de Well service con el distribuidor del producto, acerca del funcionamiento de la tecnología Petrovalve gas breaker, ya que ellos manipulan constantemente el espaciamiento del conjunto de fondo de los pozos y en algunas situaciones olvidan por completo las condiciones necesarias para la operación adecuada del conjunto Petrovalve gas breaker.

Se debe hacer un seguimiento aproximadamente cada 4 días del re-espaciamiento adecuado de los post-injection que hayan ingresado a la línea general, para evitar bloqueos por gas dado las condiciones de presión y temperatura de tales pozos. Cuando inicie el descenso de temperatura, se pueden hacer chequeos semanalmente.

Se deben evitar los golpes de bomba luego de re-espaciar el conjunto de válvulas, ya que esta condición puede generar diferentes tipos de falla tanto en el conjunto de fondo como en la unidad de superficie, que puedan afectar gravemente la estabilidad en la producción diaria del campo.

Asegurar que la presión del casing no exceda los 20 psig para pozos con baja sumergencia y presencia considerable de gas, ya que esto afectará determinadamente el comportamiento de la bomba de fondo, aun teniendo el conjunto Petrovalve gas breaker instalado (evita bloqueos y reduce interferencias por gas, mas no elimina el gas).

Implementar la tecnología Petrovalve gas breaker en bombas tipo insertas, ya que estas al igual que las bombas tipo THM operan generalmente con válvulas convencionales API. Para lograr lo anterior, se requiere adquirir un diseño especial para bomba tipo inserta.



BIBLIOGRAFÍA

ECHOMETER. Technical Papers [online]. Texas. Septiembre, 2007 [Citado 1 Abril 2012]. Disponible en:
<http://www.echometer.com/papers/index.html>

ECHOMETER COMPANY. Well Analyzer and TWM 2.0 software. Operating Manual. Texas, USA. 2001.

FLOTEK COMPANY. GAS BREAKER, THE MECHANICAL TRAVELING VALVE THAT ENDS GAS LOCK PROBLEMS. TEXAS, USA.2005.

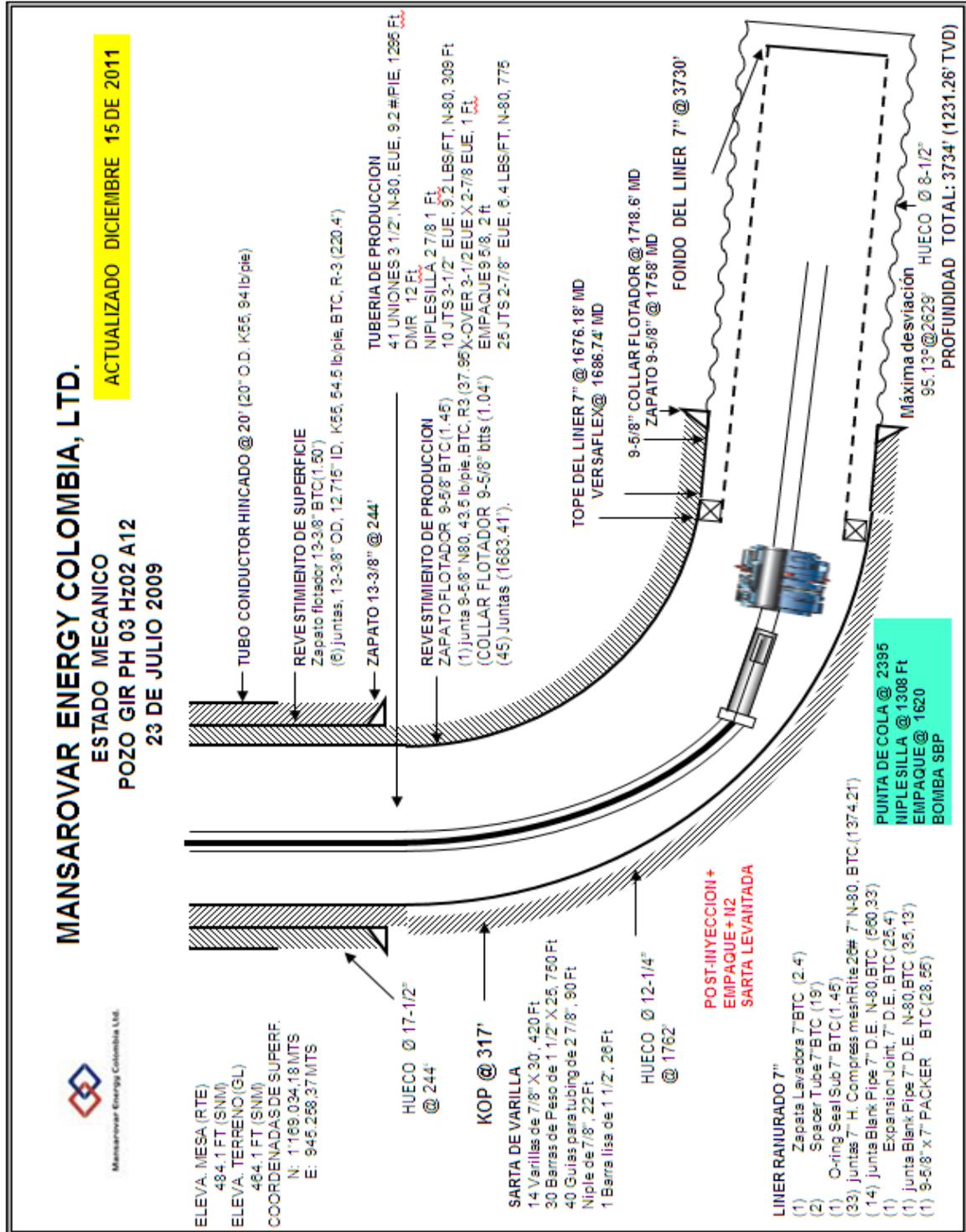
OIL PRODUCTION.NET. REGISTROS DINAMOMÉTRICOS EN POZOS CON BOMBEO MECÁNICO: GUÍA PARA INTERPRETACIÓN. [ONLINE]. ARGENTINA. SEPTIEMBRE DE 2009 [CITADO 5 JUNIO 2012]. DISPONIBLE EN:
[HTTP://WWW.OILPRODUCTION.NET/CMS/INDEX.PHP?OPTION=COM_CONTE
NT&VIEW=ARTICLE&ID=457:REGISTROS-DINAMOMETRICOS-EN-POZOS-
CON-BOMBEO-MECANICO-GUIA-PARA-
INTERPRETACION&CATID=49:BOMBEO-MECANICO&ITEMID=9805/06/2012](http://www.oilproduction.net/cms/index.php?option=com_content&view=article&id=457:REGISTROS-DINAMOMETRICOS-EN-POZOS-CON-BOMBEO-MECANICO-GUIA-PARA-INTERPRETACION&catid=49:BOMBEO-MECANICO&Itemid=9805/06/2012)

UNLIMITED PETROLEUM CONSULTING, INC (UPCO). Interpretación de cartas dinagráficas y nivel de fluido. Uso específico del software Total Well Management. Maracaibo, Venezuela. 2009.



ANEXO A

ESTADO MECÁNICO



ANEXO B

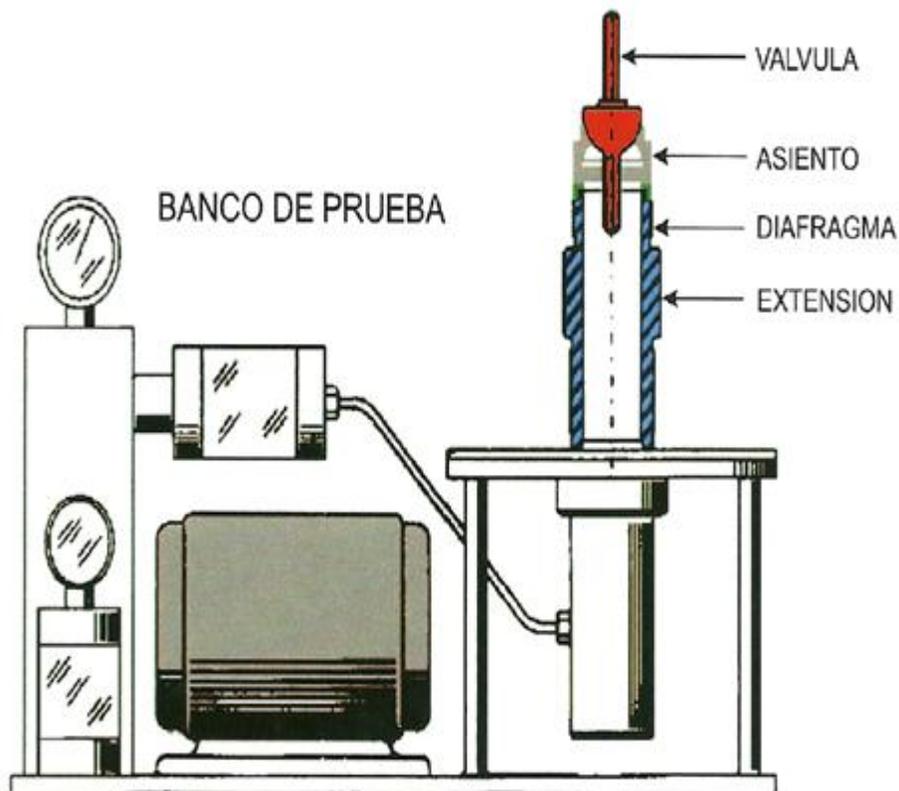
(Informativo)

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

Petrovalve a Flotex company

1. Instalar la extensión sobre el banco de prueba.
2. Instalar el asiento sobre el diafragma de la extensión.
3. Insertar la válvula en el asiento como se muestra.
4. Probar el asiento y la válvula.
5. Haciendo vacío por 10 segundos (-90 Kpa o -26 pulgadas de Hg).

Figura 45. Banco de prueba



Fuente: Manual Petrovalve a Flotex company

ANEXO C
(Informativo)

PÉRDIDAS ECONÓMICAS POR PRODUCCIÓN DIFERIDA EN LOS POZOS AL-HZ16 Y PH7-HZ06 RELACIONADAS CON LA PRODUCCION DE ALTOS VOLÚMENES DE GAS

A continuación son calculadas las pérdidas económicas relacionadas con las fallas encontradas en los pozos AL-HZ16 Y PH7-HZ06, referentes a fenómenos en la bomba de fondo por la producción de altos volúmenes de gas, los cuales afectaron considerablemente la estabilidad en los ciclos de producción, generando fallas y operaciones adicionales para asegurar la continuidad de la operación estable de dichos pozos.

El costo de venta del crudo en condiciones de 0.5% BSW máximo y salinidad de 18 libras por cada mil barriles máximo es de 90 USD.

El lifting cost por barril se encuentra en 14 USD; por tal razón, el costo final del barril de petróleo es de 76 USD/barril.

Tabla 19. Consolidado de producción diferida en Bopd de los pozos AL-HZ16 Y PH7-HZ06 Vs el costo en USD de dicha cantidad dejada de percibir

POZO	PRODUCCION DIFERIDA (BOPD)	COSTO DE PRODUCCION DIFERIDA EN DOLARES
AL-HZ16	322 (Ciclo 1)	24.472
PH7-HZ06	159 (Ciclo 2)	12.084
TOTAL	481	36.556

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

El valor indicado en la tabla 19 exterioriza el dinero en dólares dejado de percibirse por efecto de fallas relacionadas con altos volúmenes de gas, durante el periodo de estudio de los pozos de análisis.