

EVALUACIÓN DEL USO DE LA VÁLVULA REGULADORA DE
CONTRAPRESIÓN PARA EL MANEJO DE GAS BUSCANDO MEJORAR LA
PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DE BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO
PEÑAS BLANCAS

NELSON DE JESUS MIRANDA GALLARDO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA

2020

EVALUACIÓN DEL USO DE LA VÁLVULA REGULADORA DE
CONTRAPRESIÓN PARA EL MANEJO DE GAS BUSCANDO MEJORAR LA
PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DE BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO
PEÑAS BLANCAS

NELSON DE JESUS MIRANDA GALLARDO

Trabajo de grado para optar al título de
Magíster en Ingeniería de Petróleo y Gas

Director

Luis José Abaunza Sepúlveda.

M.Sc. en Ingeniería de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA

2020

DEDICATORIA

A Dios, a mi Familia, al director del proyecto y a las personas que me apoyaron en este proceso. Dios: La gloria y la honra son para ti Señor. Mil gracias, padre celestial por darme la oportunidad de alcanzar este objetivo, de hacer realidad este sueño, por colocar en mi vida las personas y los medios para poder alcanzar esta nueva meta en mi vida profesional.

A mi madre Sixta (Q.e.p.d), y mi padre Juan Miguel (Q.e.p.d), a mi esposa Elizabeth, a mis hijos Jesús Andrés y Nelson David por su comprensión, respaldo y voz de aliento para sacar adelante este proyecto. Mil gracias por su amor y apoyo incondicional a lo largo de este tiempo lo cual siempre fue el motor para seguir adelante. Ustedes son el mayor regalo que DIOS y la vida me han dado.

Al Ing. Luis José Abaunza. Por el acompañamiento y dirección en el desarrollo de este proyecto. Mil gracias por compartir sus conocimientos.

A mis Compañeros de Maestría por darme la oportunidad de aprender de cada uno de ustedes, por su amistad y comprensión durante este tiempo. A los profesionales de la escuela de petróleos de la UIS por su tiempo dedicado a nuestra formación, por compartir sus conocimientos y por hacer posible alcanzar nuestra meta. Mil gracias por su profesionalismo.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN.....	14
1. CAMPO PEÑAS BLANCAS.....	16
1.1. GENERALIDADES.....	16
1.2. RESEÑA HISTÓRICA.....	18
1.3. FORMACIONES DE INTERÉS.....	19
1.4. PROPIEDADES PETROFÍSICAS.....	21
2. MARCO TEÓRICO.....	23
2.1. ANÁLISIS NODAL™.....	23
2.1.1. Análisis de sensibilidades.....	25
2.2. REGISTROS PARA EL MONITOREO DE POZOS CON BOMBEO MECÁNICO	27
2.3.2. Registro de Nivel Sonolog.....	28
3. PROBLEMAS RELACIONADOS CON LA DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO PEÑAS BLANCAS.....	31
3.1. PROBLEMAS MÁS COMUNES EN LAS BOMBAS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO.....	31
3.2. BLOQUEO POR GAS.....	33
3.3. GOLPE DE FLUIDO.....	34
3.4. ARENAMIENTO.....	35
3.5. BAJA SUMERGENCIA.....	36
3.6. CUANTIFICACIÓN DE FALLAS POR BLOQUEO POR GAS.....	37
4. EQUIPOS QUE OPERAN EN EL CAMPO PEÑAS BLANCAS.....	39

4.1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL CAMPO PEÑAS BLANCAS.....	39
4.1.1. Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP)	39
4.1.2. Bombeo Electrosumergible (ESP).....	41
4.1.3. Bombeo VSH2.	43
4.1.4. Bombeo Mecánico	45
4.1.4.1. Cabezal de bombeo.....	47
4.1.4.2. Motor principal	48
4.1.4.3. Bomba de subsuelo	49
4.1.4.4. Ciclo normal de bombeo	51
5. VÁLVULA REGULADORA DE CONTRAPRESIÓN – BACK PRESSURE REGULATOR VALVE (BPRV).....	52
5.1. DESCRIPCIÓN DE LA BPRV	52
5.2. PLAN DE MANTENIMIENTO.....	56
6. METODOLOGÍA APLICADA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	58
6.1. RUTA DE IMPLEMENTACIÓN DE LA BPRV PARA BLOQUEOS POR GAS	58
6.2. SELECCIÓN DE POZOS A INTERVENIR	59
6.3. CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	61
6.4. SELECCIÓN DE PARÁMETROS A EVALUAR.....	64
6.5. PROCEDIMIENTO OPERACIONAL PARA LA INSTALACIÓN DE LA BPRV	64
6.6. AJUSTE Y CONTROL DE PARÁMETROS.....	67
6.7. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	68
7. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO	79
7.1. GASTOS DE CAPITAL (CAPEX).....	79
7.2. COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	81

7.3. AJUSTE DE VALOR DE INGRESOS	83
7.4. EVALUACIÓN FINANCIERA	84
7.4.1. Valor Presente Neto (VPN)	84
7.4.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)	85
7.4.3. Tiempo de recuperación o <i>payback time</i>	86
7.4.4. Relación costo-beneficio (RCB)	86
7.5. RESULTADOS FINANCIEROS	87
8. CONCLUSIONES	89
9. RECOMENDACIONES.....	90
BIBLIOGRAFÍA.....	91

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa: ubicación geográfica del Campo Peñas Blancas.....	17
Figura 2. Columna estratigráfica del Campo Peñas Blancas	20
Figura 3. Curvas de <i>inflow</i> y <i>outflow</i> de un análisis nodal.	24
Figura 4. Dinagrama de fondo y superficie	28
Figura 5. Esquema de Instalación del registro de nivel	30
Figura 6. Fallas que inciden en la diferida de producción.....	32
Figura 7. Distribución de fallas por bloqueo por gas en la Gerencia del Rio	38
Figura 8. Bomba por cavidades progresivas	40
Figura 9. Sistema de bombeo electrosurgible	42
Figura 10. Unidad de bombeo alternativo	44
Figura 11. Sistema de bombeo mecánico.....	46
Figura 12. Bomba de subsuelo	50
Figura 13. Tipos de bombas de subsuelo	50
Figura 14. Ciclo normal de bombeo	52
Figura 15. Balance de fuerzas del regulador de la BPRV	53
Figura 16. Corte y despiece de la válvula BPRV.....	55
Figura 17. Ruta para el uso de la válvula de contrapresión.....	59
Figura 18. Instalación de la válvula BPRV	67
Figura 19. Dinagramas – pozo PB10	69
Figura 20. Comportamiento de presiones - PB10	70
Figura 21. Carta de control de sumergencia - PB10	71
Figura 22. Diferidas por Bloqueo por Gas - PB10	72
Figura 23. Producción acumulada - PB10.....	73
Figura 24. Pruebas de producción - PB10	74

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Propiedades de las formaciones Colorado y Mugrosa del Campo Peñas Blancas.....	21
Tabla 2. Diferida de producción por bloqueo por gas, Gerencia del Rio	37
Tabla 3. Número de fallas por bloqueo por gas por pozo, Campo Peñas Blancas	60
Tabla 4. Descripción de la eficiencia de la bomba instalada en cada pozo	61
Tabla 5. Descripción de las facilidades y condiciones de fondo de los pozos seleccionados.....	62
Tabla 6. Resultados muestras de crudo de campos de la Gerencia del Rio	62
Tabla 7. Caracterización del crudo de los pozos seleccionados	63
Tabla 8. Costos de inversión del proyecto	80
Tabla 9. Producción diferida por pozo durante la instalación de la BPRV	81
Tabla 10. Producción incremental de los pozos intervenidos (1 año).....	82
Tabla 11. Precio de venta del crudo del campo Peñas Blancas.....	83
Tabla 12. Resultados financieros de los pozos intervenidos	87

LISTA DE ANEXOS

	pág.
ANEXO A. Cartas dinamométricas - pozo PB19.....	98
ANEXO B. Comportamiento de presiones BPRV - pozo PB19	98
ANEXO C. Control de sumergencia - pozo PB19	99
ANEXO D. Diferidas por bloqueo por gas - pozo PB19.....	100
ANEXO E. Gráfica de producción acumulada - pozo PB19	100
ANEXO F. Gráfica de pruebas de producción - pozo PB19	101
ANEXO G. Cartas dinamométricas - pozo PB21	101
ANEXO H. Comportamiento de presiones BPRV - pozo PB21	102
ANEXO I. Control de sumergencia - pozo PB21	102
ANEXO J. Diferidas por bloqueo por gas - pozo PB21	103
ANEXO K. Gráfica de producción acumulada - pozo PB21	104
ANEXO L. Gráfica de pruebas de producción - pozo PB21	105
ANEXO M. Cartas dinamométricas - pozo PB22	105
ANEXO N. Comportamiento de presiones BPRV - pozo PB22	106
ANEXO O. Control de sumergencia - pozo PB22	106
ANEXO P. Diferidas por bloqueo por gas - pozo PB22.....	107
ANEXO Q. Gráfica de producción acumulada - pozo PB22.....	107
ANEXO R. Gráfica de pruebas de producción - pozo PB22.....	108
ANEXO S. Cartas dinamométricas - pozo PB23.....	108
ANEXO T. Comportamiento de presiones BPRV - pozo PB23	109
ANEXO U. Control de sumergencia - pozo PB23	110
ANEXO V. Diferidas por bloqueo por gas - pozo PB23.....	111
ANEXO W. Gráfica de producción acumulada - pozo PB23	111
ANEXO X. Gráfica de pruebas de producción - pozo PB23.....	112

GLOSARIO

BASE DE PERFORADOS: es la profundidad a la cual está el último cañoneo, visto desde superficie a fondo.

CAPACIDAD DE INSTALACIÓN: es la máxima capacidad de extracción a la cual trabaja una bomba de desplazamiento positivo (ecuación 1).

$$\text{Capacidad de instalacion} = \frac{0.1116 * D^2 * L * SPM * RT}{24} \quad (1)$$

CICLOS: es el tiempo de trabajo y de llenado (parada) que se realiza en un día.

DIÁMETRO DE LA BOMBA: es el diámetro interno del barril de la bomba.

EFICIENCIA DE LA BOMBA: es la relación entre el volumen obtenido de la prueba de pozo y el volumen de fluido a condiciones de extracción actual (ecuación 2).

$$\text{Eficiencia de la Bomba} = \frac{\text{Prueba de Producción}}{\text{Capacidad de instalacion}} \quad (2)$$

INTAKE DE LA BOMBA: es la parte que tiene contacto directo con el fluido del pozo y por la que pasa el fluido del pozo al interior de la bomba.

LONGITUD DEL RECORRIDO: es el desplazamiento del pistón en la carrera.

PRUEBA DE PRODUCCIÓN: es la última prueba tomada y validada del volumen total de cada pozo hecha en campo.

RUN TIME: es el tiempo de trabajo de la unidad por día.

SPM: es la velocidad del sistema en golpes por minuto (strokes per minute).

TOPE DE PERFORADOS: es la profundidad a la cual está el primer cañoneo, visto desde superficie a fondo.

UNIDAD DE BOMBEO MECÁNICO: es un mecanismo desarrollado para transmitir un movimiento alternativo a la bomba, y por lo tanto convertir el movimiento continuo circular de un motor en un movimiento oscilante alternativo aplicado al pistón del sistema.

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DEL USO DE LA VÁLVULA REGULADORA DE CONTRAPRESIÓN PARA EL MANEJO DE GAS BUSCANDO MEJORAR LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS CON BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO PEÑAS BLANCAS*

AUTOR: NELSON DE JESUS MIRANDA GALLARDO **

PALABRAS CLAVE: CAMPO PEÑAS BLANCAS, POZO PRODUCTOR, BOMBEO MECÁNICO, INTERFERENCIA POR GAS, VÁLVULA REGULADORA DE CONTRAPRESIÓN BPRV.

DESCRIPCIÓN:

Cuando en un campo petrolero se identifica la presencia de gas, es importante analizar el efecto que este puede generar sobre los sistemas de levantamiento artificial de los diferentes pozos del campo, con el fin de identificar posibles inconvenientes en la operación y controlarlos a tiempo.

Para el caso del campo Peñas Blancas, uno de estos inconvenientes es la interferencia o bloqueo por gas en las bombas de producción. Una alternativa para mitigar los efectos de la interferencia por gas ha sido la instalación de válvulas tipo *Back Pressure Regulator Valves* (BPRV). Con ellas se busca generar un incremento de presión en la columna de fluido, permitiendo la coalescencia de las burbujas de gas dispersas en el flujo, integrándolas como una sola fase para que pueda ser desplazado de manera eficiente a través de la bomba.

En este trabajo se desarrollaron pruebas sobre 5 pozos específicamente seleccionados, en donde se analizó la presión de cabeza de los pozos (THP), las pérdidas de producción debidas al bloqueo por gas, las pruebas de producción, los niveles dinámicos y el nivel de esfuerzos de la sarta de bombeo reflejados en el comportamiento de las cartas dinamométricas. Lo anterior con el fin de establecer las mejores condiciones de operación de la válvula.

Adicionalmente, se llevó a cabo un estudio técnico-económico, que estableció la conveniencia de instalar este tipo de válvulas en los pozos seleccionados. Gracias a ello, la compañía obtuvo ganancias por valor de \$115.642,63 USD, lo cual representó una tasa interna de retorno del 514,13%, logrando así recuperar la inversión en un tiempo inferior a 90 días y una eficiencia de capital de 2,55 dólares por cada dólar invertido.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería De Petróleo y Gas. Director: MSc. Luis José Abaunza

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF THE USE OF BACK PRESSURE REGULATING VALVES FOR GAS CONTROL SEEKING TO IMPROVE THE PRODUCTION OF SUCKER ROD PUMP WELLS AT PEÑAS BLANCAS OILFIELD*

AUTHOR: NELSON DE JESUS MIRANDA GALLARDO **

KEY WORDS: PEÑAS BLANCAS FIELD, PRODUCER WELL, MECHANICAL PUMPING, GAS INTERFERENCE, BPRV BACK PRESSURE REGULATING VALVE.

DESCRIPTION:

When the presence of gas is identified in an oil field, it is important to analyze the effect that this may have on the artificial lift systems of the different wells, in order to identify possible inconveniences in the operation and control them in time.

In the case of the Peñas Blancas field, one of these drawbacks is gas interference or blockage in the production pumps. An alternative to mitigate the effects of gas interference has been the installation of Back Pressure Regulator Valves (BPRV). With them it is sought to generate an increase in pressure in the fluid column, allowing the coalescence of the gas bubbles dispersed in the flow, integrating them as a single phase so that it can be efficiently displaced through the pump.

In this work, tests were carried out on 5 specifically selected wells. Tubing Head Pressure (THP), production losses due to gas interference, production tests, and dynamic and stress level (reflected in the behavior of the dynamometric charts) of the pumping string were analyzed. The above in order to establish the best operating conditions of the valve.

Additionally, a technical-economic study was carried out, which established the convenience of installing this type of valves in the selected wells. Thanks to this, the company made a profit of \$115,642.63 USD, which represented an internal rate of return of 514.13%, thus recovering the investment in less than 90 days and a capital efficiency of 2,55 dollars for each dollar invested.

* Master's Thesis

** Physiochemical Engineering Faculty. School of Petroleum Engineering. Manager Ing. Luis José Abaunza, M.sc

INTRODUCCIÓN

Los pozos del campo Peñas Blancas poseen una presión fluyente por debajo del punto de burbuja. Esto se presenta por que la zona ha sido muy desarrollada en el tiempo. Como consecuencia de esta declinación, los pozos presentan gas libre en los sistemas de levantamiento artificial, lo cual representa múltiples dificultades para la producción continua de los pozos. Es responsabilidad del ingeniero de producción garantizar una producción continua y eficiente de sus pozos, por lo cual se debe buscar disminuir al máximo las diferidas de producción.

Durante el año 2017, la producción diferida de crudo en el campo Peñas Blancas fue de aproximadamente 411.546 barriles de petróleo¹. Este volumen se ve impactado por fallas recurrentes en los SLA, entre ellas, reducción de la eficiencia de la bomba, baja y/o alta sumergencia, y fallas en el variador; además de otros problemas como varillas partidas, arenamiento y por efecto del bloqueo por gas.

Para reducir los daños del bloqueo por gas, Ecopetrol realizó la implementación de válvulas reguladoras de contrapresión (BPRV - *Back Pressure Regulation Valve*) en el sistema de levantamiento de algunos pozos del campo. Las válvulas se instalaron en los cinco (5) pozos más convenientes, según este estudio. Gracias a ellas, se consigue disminuir la presencia de gas libre, ya que se ejerce una presión al sistema

¹ ECOPETROL. Departamento de producción. Gerencia del Rio

y que logra que el gas se disuelva en el crudo, lo cual, finalmente, evita las constantes fallas en los SLA e incrementa la productividad de los pozos.

En este estudio, se evalúa el rendimiento de trabajo de la válvula reguladora de contrapresión para mejorar la producción de los pozos con bombeo mecánico del campo Peñas Blancas. Lo anterior, con el propósito de instalar este dispositivo en otros pozos del campo o incluso en campos aledaños.

En los primeros dos capítulos de este libro se presenta la información general que el lector debe conocer sobre el campo Peñas Blancas y la teoría que concierne al estudio. En el tercer capítulo, se identifican los problemas que trae como consecuencia la declinación del campo. En el cuarto capítulo se presenta la descripción de la válvula de contrapresión, su principio de funcionamiento y se propone una guía para su adecuado mantenimiento. En el quinto capítulo, se describe la metodología aplicada que llevó a la disminución de los bloqueos por gas mediante la instalación de la válvula y se analiza cómo se comportaban los pozos antes y después de este proceso. Finalmente, el sexto capítulo describe un análisis económico que demuestra la alta rentabilidad que representó la instalación de la BPRV en el campo Peñas Blancas.

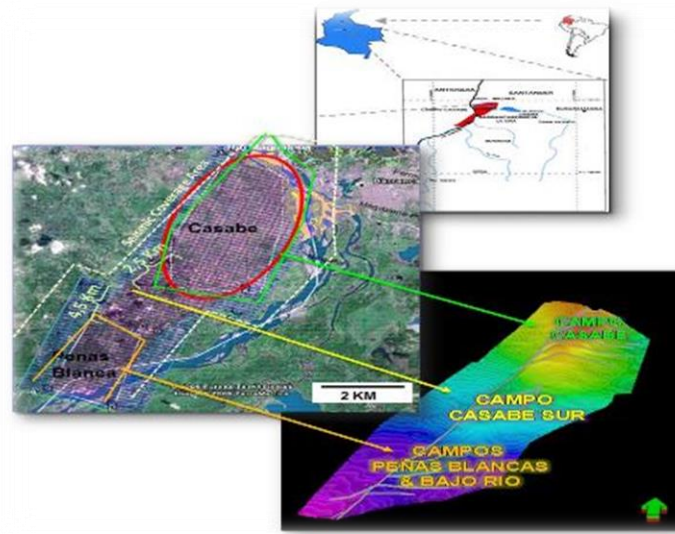
1. CAMPO PEÑAS BLANCAS

1.1. GENERALIDADES

El campo Peñas Blancas, descubierto en el año 1957, se encuentra ubicado a 7 km al sudoeste del campo Casabe, compartiendo las mismas características geológicas y estructurales de dicho campo. Peñas Blancas hace parte de la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción del Rio de ECOPETROL S.A (Gerencia del Rio), conformada también por los campos Casabe y Casabe Sur.²

² ECOPETROL S.A. Informe técnico departamento de Ingeniería y Confiabilidad del Rio. Barrancabermeja, 2010.

Figura 1. Mapa: ubicación geográfica del Campo Peñas Blancas



Fuente: ECOPETROL S.A. Informe técnico departamento de Ingeniería y Confiabilidad del Río. Barrancabermeja, 2010.

Estos campos están localizados en el municipio de Yondó, departamento de Antioquia, sobre el margen occidental del río Magdalena, frente a la ciudad de Barrancabermeja, Santander, y en la parte central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (Figura 1). Se encuentran limitados al este por el río Magdalena, al oeste por la vereda El Cóndor, al norte por la vereda San Miguel del Tigre y el Río Magdalena y al sur por el municipio de Yondó, donde se encuentran las instalaciones para su manejo operativo. Los campos de esta zona se caracterizan por un bajo nivel de recobro (24%) y la disponibilidad de infraestructura de

almacenamiento, tratamiento e inyección de agua, además de que se encuentran a unos seis kilómetros de la Refinería de Barrancabermeja³.

1.2. RESEÑA HISTÓRICA⁴

El campo Casabe (del que después se formaría la Gerencia del Río) fue descubierto en 1941 e inició su producción cuatro años después. Su pico de producción lo alcanzó en 1956, con 46 mil barriles de petróleo por día. La declinación lo llevó a producir 4.400 barriles diarios a finales de los 70, cuando se decidió realizar una inversión de más de US\$300 millones para recuperar 70 millones de barriles adicionales.

Por otro lado, los campos de la Gerencia del Río no han sido ajenos a las labores de recuperación secundaria. Desde principios de los 80, se logró aumentar la producción gracias a un programa de inyección de agua. Dos décadas después de ese primer proyecto de recuperación secundaria, Ecopetrol vislumbró una segunda posibilidad incorporando nuevas tecnologías y por eso decidió incluirlo en la ronda de negocios 2000. Sin embargo, no se recibieron ofertas definitivas.

Posteriormente, en 2001, Ecopetrol y Schlumberger realizaron un estudio del campo y determinaron que era posible construir las bases para celebrar un contrato que

³ ECOPETROL S. A. El Regreso de La Cira. [En línea] Carta Petrolera Edición 108 abril–mayo. 2003. (Recuperado en octubre de 2018.) Disponible en: https://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera108/rev_produccion2.htm.

⁴ *Ibíd.*

tuviera por objeto llevar a cabo un proyecto de aplicación tecnológica que permitiera incrementar el factor de recobro. Los estudios llevaron a que se suscribiera una carta de intención en 2002 para definir las condiciones de un acuerdo comercial.

Actualmente el campo Peñas Blancas tiene una inyección de agua de 4250 BWPD⁵, con la cual alcanza una producción de petróleo superior a los 1.000 BOPD⁶.

1.3. FORMACIONES DE INTERÉS

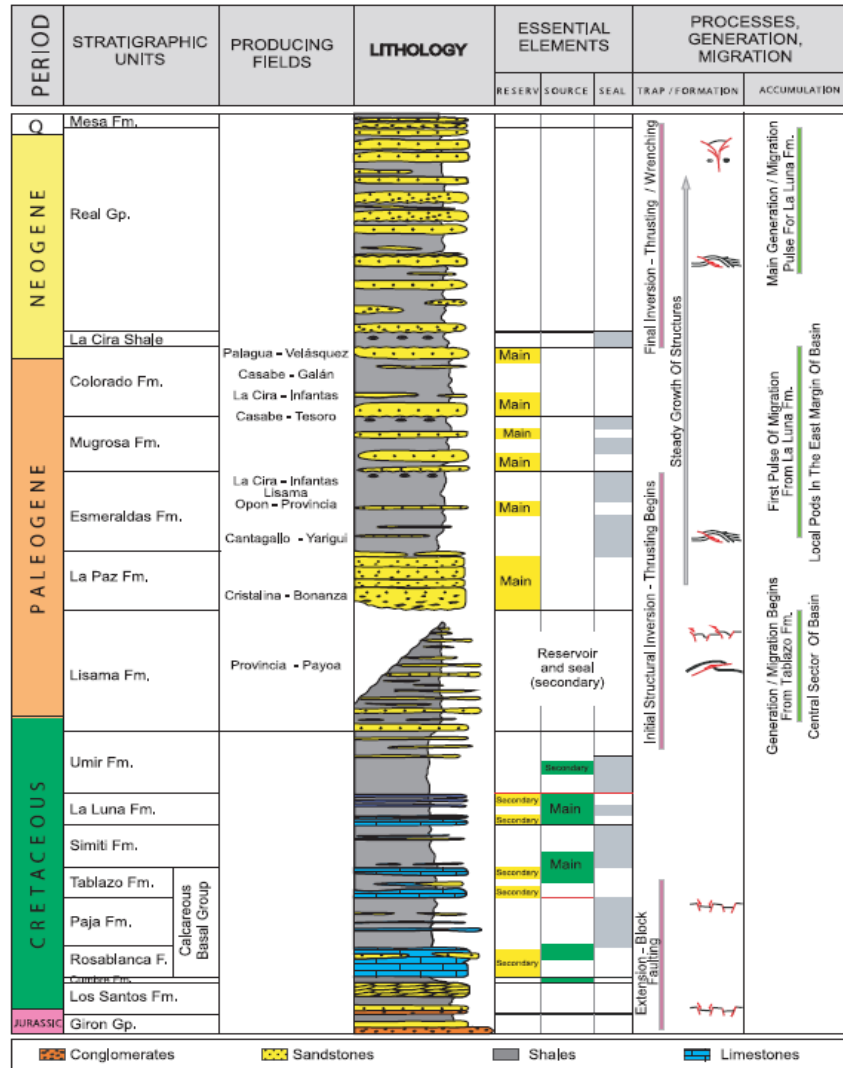
Las formaciones productoras de hidrocarburos del campo Peñas Blancas son Mugrosa y Colorado, pertenecientes al periodo terciario. Estas formaciones están compuestas por una serie de secuencias cíclicas, las cuales se componen de las arenas A1 y A2 (Colorado) y B0, B1 y B2 (Mugrosa) en la serie del Oligoceno. La Figura 2, muestra la columna estratigráfica del campo Peñas Blancas.⁷

⁵ ECOPETROL. Departamento de producción. Gerencia del Rio

⁶ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Vicepresidencia de operaciones, regalías y participaciones. Producción fiscalizada de petróleo por campo (barriles por día calendario - BPDC). Bogotá: Enero – Junio de 2019.

⁷ ECOPETROL S.A. Informe técnico departamento de Ingeniería y Confiabilidad del Rio. Barrancabermeja, 2010.

Figura 2. Columna estratigráfica del Campo Peñas Blancas



Fuente: ECOPETROL S.A. Informe técnico departamento de Ingeniería y Confiabilidad del Rio. Barrancabermeja, 2010.

1.4. PROPIEDADES PETROFÍSICAS

A continuación, en la Tabla 1 se presentan algunas propiedades de importancia de las dos formaciones de interés, como lo son: la porosidad, la permeabilidad, la extensión del terreno, el tipo de crudo, la viscosidad, el GOR, la presión del punto de burbuja (Pb), etc.

Tabla 1. Propiedades de las formaciones Colorado y Mugrosa del Campo Peñas Blancas

PARÁMETROS	PEÑAS BLANCAS	
	Formación Colorado	Formación Mugrosa
Área (Acres)	4500	2500
Profundidad promedio (ft)	2500	3500
Espesor neto (ft)	78	43
Porosidad promedio (%)	24	25
Permeabilidad promedio (md)	225	285
Swi (%)	23	23
Tipo de crudo	Asfalténico	
Mecanismo de producción	Inyección de Agua	
Gravedad API	19	20
Viscosidad a Pb (Cp)	43	21

PARÁMETROS	PEÑAS BLANCAS	
	Formación Colorado	Formación Mugrosa
Factor volumétrico Inicial	1.083	1.117
Factor volumétrico	1.055	1.07
GOR (Scf/Stb) inicial	187	254
Presión a Pb (PSI)	1350	2200
Presión Original de yacimiento (PSI)	1537	2003
Presión antes de inyección (PSI)	350	800
Presión Actual (PSI)	1800	1500

Fuente: ECOPEPETROL S.A. Informe técnico departamento de Ingeniería y Confiabilidad del Rio. Barrancabermeja , 2010.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. ANÁLISIS NODAL™⁸

El análisis nodal es una de las técnicas más utilizadas a nivel mundial para optimizar sistemas de producción, dada su comprobada efectividad y confiabilidad. Con la aplicación de esta técnica se adecúa la infraestructura, tanto de superficie como de subsuelo, para reflejar en superficie el verdadero potencial de producción de los pozos asociados a los yacimientos del sistema total de producción.

El análisis nodal es el estudio del comportamiento que tiene el sistema de flujo de cada pozo (yacimiento – pozo – completamiento - línea de producción – cabezal - línea de transferencia), con el objetivo principal de evaluar las condiciones de productividad.

Saber con certeza cuales variables afectan el comportamiento del sistema de producción, permite optimizar el caudal de petróleo producido desde los pozos; ahí radica la importancia de un análisis nodal. Además, permite conocer las condiciones de productividad de un pozo de gas y petróleo.

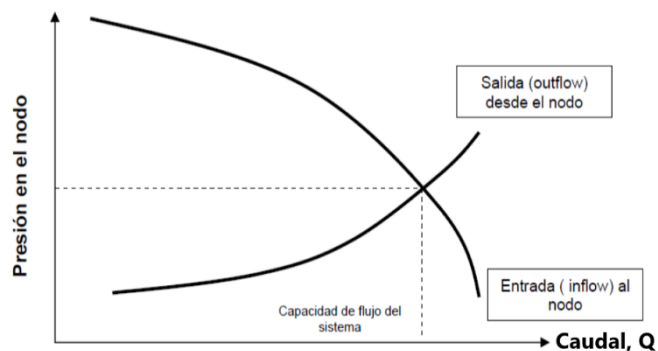
⁸ HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un sistema de producción y Análisis Nodal. [En línea]. OilProductions.net. Julio 10, 2019. (Recuperado en octubre de 2019) Disponible en: <http://oilproduction.net/produccion/artificial-lift-systems/optimizacion-de-sistemas/item/419-analisis-de-un-sistema-de-produccion-y-analisis-nodal>

El análisis nodal está conformado básicamente por el comportamiento o aporte de fluidos desde el yacimiento (curva de oferta o *inflow*) y la curva de levantamiento de fluidos (curva de demanda u *outflow*).

- Curva de *Inflow*: la curva IPR es la representación gráfica de las presiones fluyentes, P_{wf} y las tasas de producción de líquido, que el yacimiento puede aportar al pozo para cada una de las presiones.
- Curva de *Outflow*: se ve influenciada por dos fenómenos que ocurren a nivel de pozo: el efecto de deslizamiento de líquido (holdup), producido dentro del tubing y el efecto de fricción que ocurre entre el fluido y algunos componentes mecánicos del pozo.

La Figura 3, muestra la representación gráfica de las curvas de *inflow* y *outflow* de un análisis nodal.

Figura 3. Curvas de *inflow* y *outflow* de un análisis nodal.



Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un sistema de producción y Análisis Nodal. [En línea]. OilProductions.net. Julio 10, 2019. (Recuperado en octubre de 2019) Disponible en:

<http://oilproduction.net/produccion/artificial-lift-systems/optimizacion-de-sistemas/item/419-analisis-de-un-sistema-de-produccion-y-analisis-nodal>

El procedimiento consiste en dividir el sistema de producción e inyección en nodos de solución, para calcular caídas de presión, así como el caudal de fluidos producidos y de esta manera poder determinar el potencial de producción de un yacimiento. El nodo es un punto dentro del sistema de flujo. Este punto de solución se considera útil cuando el diferencial de presión y la tasa de producción que pasa por el nodo permiten ser representados por una ecuación matemática. Se trabaja considerando las pérdidas de presión que se producen en el pozo, desde el reservorio al separador o viceversa.

2.1.1. Análisis de sensibilidades.⁹ La presión de salida del sistema es usualmente la presión del separador o la del cabezal, ya sea que el pozo este siendo controlado o no en superficie por una restricción al flujo. El efecto de cambiar cualquier componente del sistema puede ser analizado, recalculando la presión en el nodo y la tasa de flujo, utilizando las nuevas características del componente que fue cambiado.

⁹ VILLALBA VILLAMIZAR, María Cristina. Análisis del desempeño de la válvula reguladora de contrapresión BPRV para el manejo de gas en el proceso de extracción de pozos productores con bombeo mecánico del campo La Cira Infantas. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2014.

Si el cambio se realizó aguas arriba del nodo, la curva outflow no cambiará. Las curvas cambian en función de las presiones, lo cual se da por cambios en el completamiento o en las condiciones del separador.

Un sistema de producción puede ser optimizado, seleccionando la combinación de componentes que posean las características necesarias, para dar la máxima tasa de producción con el menor costo. Aunque la caída de presión del sistema sería la diferencia entre la presión del reservorio y la presión a la salida del sistema, se puede hacer un análisis en lugares específicos. La capacidad de producción del sistema depende del lugar donde las caídas de presión tengan lugar. Si demasiadas caídas de presión ocurren en un componente, existirá insuficiente presión para el desempeño eficiente de los otros componentes del sistema de flujo.

Aunque el reservorio tenga la capacidad de producir una gran cantidad de fluido, si la caída de presión en un componente del sistema es grande, el comportamiento del pozo se verá afectado.

2.2. REGISTROS PARA EL MONITOREO DE POZOS CON BOMBEO MECÁNICO

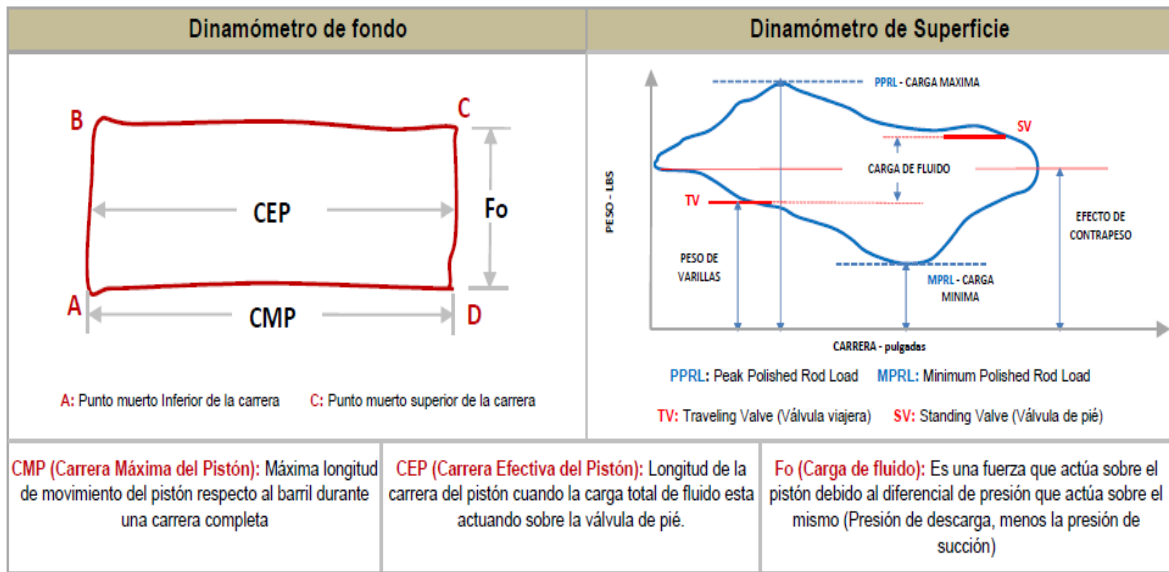
2.3.1. Dinagrama.¹⁰ El dinagrama es una herramienta indispensable para el análisis de los diferentes componentes del sistema de bombeo convencional.

El dinagrama registra y mide en forma continua las cargas y las deformaciones que soporta la barra lisa y como resultado se muestran las cartas dinamométricas, que deben ser interpretadas para determinar los problemas que existen en el fondo del pozo y dar las soluciones pertinentes.

La Figura 4, muestra un dinagrama de fondo y de superficie. El gráfico de la derecha representa la Carga vs. Posición (barra lisa o pistón) y se obtiene conociendo la carrera correspondiente a la carrera efectiva del pistón. 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.

¹⁰ MATEUS MARIN, Cristian Fernando y ROJAS CÁRDENAS, Daniel Mauricio. Análisis y diagnóstico de problemas en el equipo de subsuelo de unidades de bombeo mecánico utilizando redes neuronales. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2007.

Figura 4. Dinagrama de fondo y superficie



Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo. Guia de Interpretacion de Dinamométrica y Cálculo de Desplazamiento en Bombas de Profundidad. [En línea]. OilProductions.net. Abril 08, 2016. (Recuperado en octubre de 2019) Disponible en: <http://oilproduction.net/produccion/artificial-lift-systems/bombeo-mecanico/item/1760-guia-de-interpretacion-de-dinamometrica-y-calculo-de-desplazamiento-en-bombas-de-profundidad>.

2.3.2. Registro de Nivel Sonolog¹¹. Es un dispositivo acústico que mide el tiempo necesario para que una onda generada por una explosión haga eco desde el nivel de líquido del anular en pozos no surgentes, con el propósito de determinar el nivel de fluido del pozo. El tiempo es proporcional a la distancia desde la superficie al

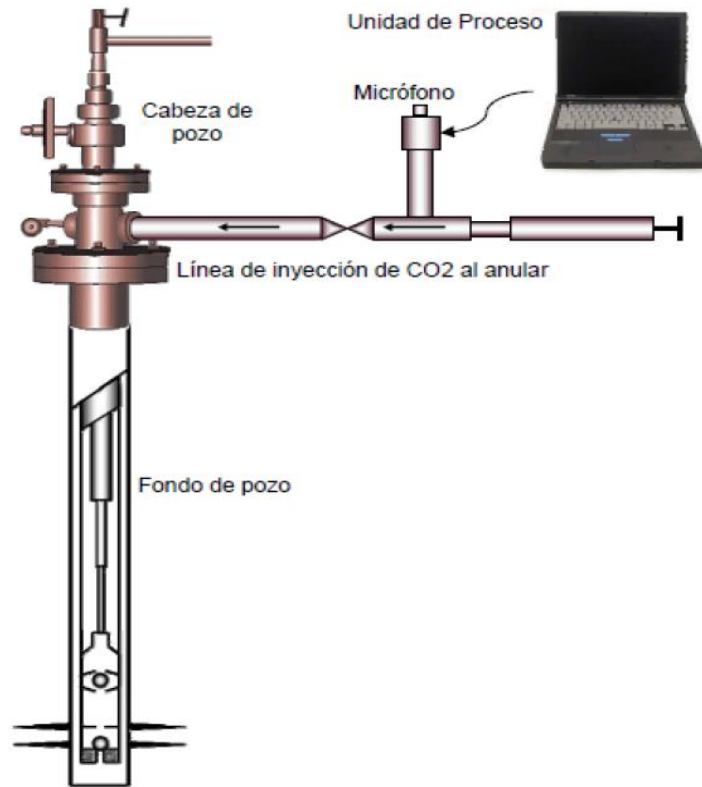
¹¹ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en Español. [En línea]. Sonolog. s.f. (Recuperado en octubre de 2019). Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sonolog.aspx>.

líquido. Se utiliza para determinar la contrapresión en la formación o el nivel de fluido.

Para efectuar la medición es necesario detener la unidad de bombeo, ya que esta produce ruidos y pueden ser detectados por el micrófono del ecómetro, por lo que la medición en los pozos que tengan rápida recuperación se debe realizar en el menor tiempo posible. Los resultados son presentados en una computadora portátil. La Figura 5, muestra el esquema de instalación de un registro de nivel.¹²

¹² REY BOTTO, Blas Octavio. Optimización de la operación de bombeo mecánico de la sección 67 de los campos petroleros “Ing. Gustavo Galindo Velasco”. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2004.

Figura 5. Esquema de Instalación del registro de nivel



Fuente: DÍAZ CABRERA, Jorge Antonio y LÓPEZ URIBE, Juan Enrique. Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite. Aplicación Campo Payoa. UIS. Tesis de grado. 2007.

3. PROBLEMAS RELACIONADOS CON LA DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO PEÑAS BLANCAS

El campo Peñas Blancas, considerado un campo maduro por su producción declinante y por el número de pozos inactivos, presenta múltiples problemas que repercuten en una reducción considerable de productividad. Entre dichos problemas, destacan los bloqueos por gas, debido a la baja presión del yacimiento, la cual se encuentra por debajo de la presión de burbuja (yacimiento subsaturado). Esta condición conlleva a una excesiva cantidad de gas en el flujo de producción, causando pérdidas en la eficiencia de los sistemas de levantamiento artificial (SLA) que han sido implementados en el campo (bombeo mecánico y electrosumergible, principalmente), trayendo consigo afectaciones económicas, debido a los altos costos por producción diferida, por mantenimiento a los pozos, por fluctuación eléctrica y por incremento en el corte de agua, entre otros inconvenientes.

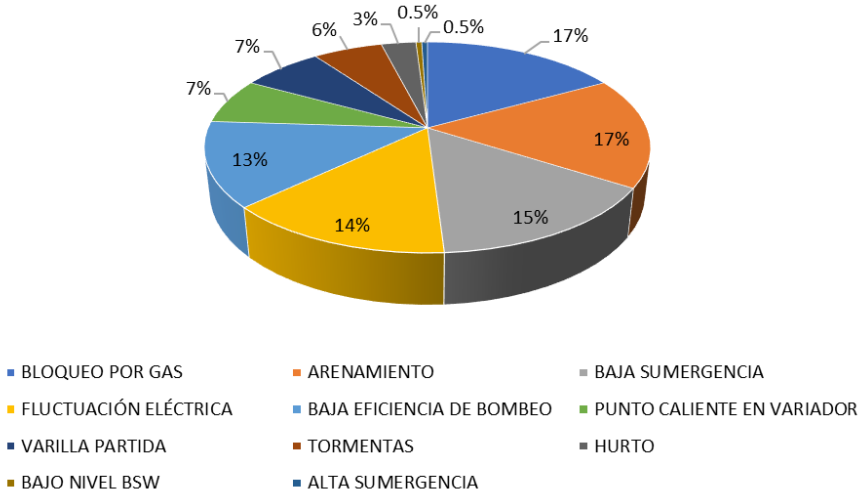
A continuación, se ilustran los problemas que se presentan de manera más frecuente en los campos de la Gerencia del Rio, incluido el campo Peñas Blancas.

3.1. PROBLEMAS MÁS COMUNES EN LAS BOMBAS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

A lo largo de la vida de un pozo petrolero, se pueden presentar diferentes tipos de eventos durante el proceso de extracción del crudo, los cuales pueden repercutir en una diferida de producción no planificada. Para efectos de una correcta planificación

del campo, dichas diferidas de producción deben ser identificadas, clasificadas y cuantificadas. En el caso de los campos que conforman la Gerencia del Rio, las fallas más comunes que se identificaron en lo equipos de bombeo mecánico son: bloqueo por gas, arenamiento, baja sumergencia de la bomba, fluctuación eléctrica, y baja eficiencia de bombeo, entre otras. En la Figura 6 se aprecia la distribución porcentual de estas fallas, en donde destacan el bloqueo por gas y el arenamiento como los principales factores que inciden en una diferida de producción.

Figura 6. Fallas que inciden en la diferida de producción.



Fuente: Ecopetrol. Departamento de producción. Gerencia del Rio

3.2. BLOQUEO POR GAS

El bloqueo por gas es una condición que se produce en un pozo con levantamiento artificial por bombeo mecánico, cuando el gas disuelto es liberado de la solución durante la carrera ascendente del pistón y aparece como gas libre entre las válvulas. En la carrera descendente, cuando el barril está completamente lleno de gas es posible que no se alcance la presión necesaria para abrir la válvula viajera. Mientras que, durante la carrera ascendente la presión dentro del barril nunca disminuye lo suficiente para que la válvula estacionaria se abra, y por lo tanto, no ingresa ni sale fluido de la bomba, lo cual conlleva al bloqueo por gas. Este bloqueo no daña el equipo, pero con una bomba que no funciona, el sistema de bombeo es inútil.¹³

Debido a la alta relación gas-aceite presente en los fluidos del yacimiento, la eficiencia de las bombas en este campo se ve afectada. Los grandes diferenciales de presión entre la superficie y el yacimiento hacen que la bomba y el resto de los equipos dejen de funcionar correctamente, debido a que el gas actúa como agente libre en el pistón de la bomba, provocando el mal funcionamiento del sistema. Lo anterior puede generar una serie de problemas o afectaciones, como lo son: una disminución drástica de la producción del campo, una pérdida total de la eficiencia de la bomba en el pozo, daños en el equipo, problemas operacionales como fallas

¹³ THETA Enterprise Inc. Manual de Optimización de Bombeo Mecánico. 2005.

en las varillas y en el sistema de bombeo (bomba pegada), daño total del sistema, irrupción de fluidos del yacimiento e incluso, un reventón de pozo.

3.3. GOLPE DE FLUIDO

Este fenómeno se produce cuando la tasa de la bomba de fondo de pozo supera la tasa de producción de la formación. También se puede deber a la acumulación de gas a baja presión entre las válvulas. En la carrera descendente de la bomba, se comprime el gas pero la presión dentro del barril no abre la válvula viajera hasta que esta golpea el líquido. Se debe evitar esta condición ya que conlleva grandes esfuerzos, lo que genera fallas prematuras en el equipo. Por otro lado, una reducción de la velocidad en la unidad de bombeo, el acortamiento de la longitud de la carrera o la instalación de una bomba de fondo de pozo más pequeña pueden llegar a resolver este problema.¹⁴

Gracias a la automatización, es posible programar ciclos de trabajo en los que la bomba opere y pare de acuerdo con el nivel de llenado que muestre el dinagrama. Para ello, se debe tener en cuenta que el dinagrama de una interferencia de gas es similar al del golpe de fluido, pero con una menor área de prueba y un golpe más amortiguado por la compresibilidad del gas ya que va disminuyendo la carga de

¹⁴ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en Español. [En línea]. Golpe de Fluido. s.f. (Recuperado en octubre de 2019). Disponible en https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/fluid_pound.aspx

forma paulatina. Estos fenómenos se pueden presentar simultáneamente en el pozo.¹⁵

3.4. ARENAMIENTO

El arenamiento es la producción de material proveniente de la formación junto con fluidos del yacimiento. Esto se debe a la poca consolidación de la formación productora, ya que a medida que avanza la extracción de petróleo en el tiempo, se presenta acumulación de arena y sedimento en el fondo del pozo, lo cual con el tiempo puede llegar a afectar parcial o totalmente la producción del pozo.

Algunas de las condiciones que pueden llegar a causar la producción de arena son: falta de material cementante que mantenga la adherencia entre los granos de roca; irrupción de un acuífero, el cual deteriora el material cementante; disminución de la presión de yacimiento, lo cual genera un desbalance en los esfuerzos geomecánicos; factores geológicos; altos niveles de producción, o por último, por efectos térmicos.¹⁶

¹⁵ VILLALBA VILLAMIZAR, María Cristina. Análisis del desempeño de la válvula reguladora de contrapresión BPRV para el manejo de gas en el proceso de extracción de pozos productores con bombeo mecánico del campo La Cira Infantas. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2014.

¹⁶ PEREIRA CORTES, Ángel Miguel. Estudio para la prevención y control de arenamiento de la formación Umir, bloque Santa Isabel. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2019.

3.5. BAJA SUMERGENCIA¹⁷

Entre las diversas variables que determinan la eficiencia de la bomba utilizada en el pozo, el nivel de inmersión de la bomba con respecto a la superficie del fluido juega un papel importante. Cuando una bomba no está suficientemente sumergida, suministrará menos de la mitad de su desplazamiento teórico del émbolo. En muchos casos, parece probable que los pozos produzcan solo la mitad de lo que son capaces de producir, porque el operador no logra mantener una inmersión adecuada en la bomba.

Si hay presencia de gas, en la carrera ascendente del émbolo, la presión se reduce dentro del barril de trabajo y entra aceite. Para la última parte de la carrera del émbolo, la presión dentro debe ser necesariamente menor que en el aceite fuera del barril de trabajo. La reducción de la presión y la turbulencia a medida que el aceite que ingresa a la bomba pasa por la válvula permanente libera gas que se ha mantenido en solución bajo la presión más alta. Este gas permanece en el aceite en forma ocluida, pero tiende a elevarse al espacio inmediatamente debajo de la válvula de trabajo.

¹⁷ UREN, L. C., COLLINS, V. J., & SARGENT, S. B. (1925, December 1). Influence of Submergence on the Efficiency of the Oil-well Plunger Pump. Society of Petroleum Engineers.

3.6. CUANTIFICACIÓN DE FALLAS POR BLOQUEO POR GAS

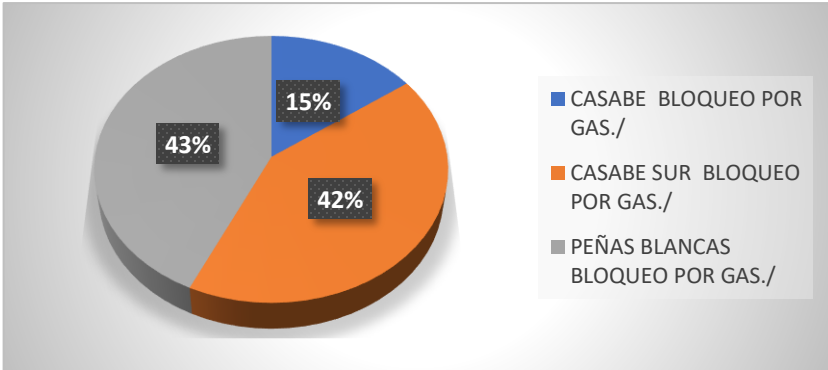
Durante el estudio previo a la instalación de las válvulas, se encontró que las fallas por bloqueo por gas en la Gerencia del Rio, sumaron 790 fallas en el año 2017, representando un 17% de las fallas totales (Figura 6). Estas fallas repercutieron en una diferida de producción de 99.163,34 barriles de petróleo (Tabla 2) durante este año. Por lo cual, tomando como base el precio promedio del barril de crudo tipo Brent del año 2017 (\$65.58 USD), podemos determinar que se dejó de obtener la suma de \$6'503.131,84 USD. Por su parte, el campo Peñas Blancas presentó el mayor porcentaje de este tipo de fallas, con un 43% (Figura 7), así como también, el 40% de la diferida de producción por bloqueo por gas (39.302 bbl), en la Gerencia del Rio durante el año 2017 (Tabla 2).

Tabla 2. Diferida de producción por bloqueo por gas, Gerencia del Rio

Año	Campo	Descripción de falla	Cantidad de fallas	Potencial	Diferida de petróleo, bbl
2017	Casabe	Bloqueo por gas	119	3791	21.560,34
2017	Casabe Sur	Bloqueo por gas	331	46662	38.301
2017	Peñas Blancas	Bloqueo por gas	340	47866	39.302
Total			790		99.163,34

Fuente: Ecopetrol. Departamento de producción. Gerencia del Rio

Figura 7. Distribución de fallas por bloqueo por gas en la Gerencia del Rio



Fuente: Ecopetrol. Departamento de producción. Gerencia del Rio

4. EQUIPOS QUE OPERAN EN EL CAMPO PEÑAS BLANCAS

4.1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL CAMPO PEÑAS BLANCAS.

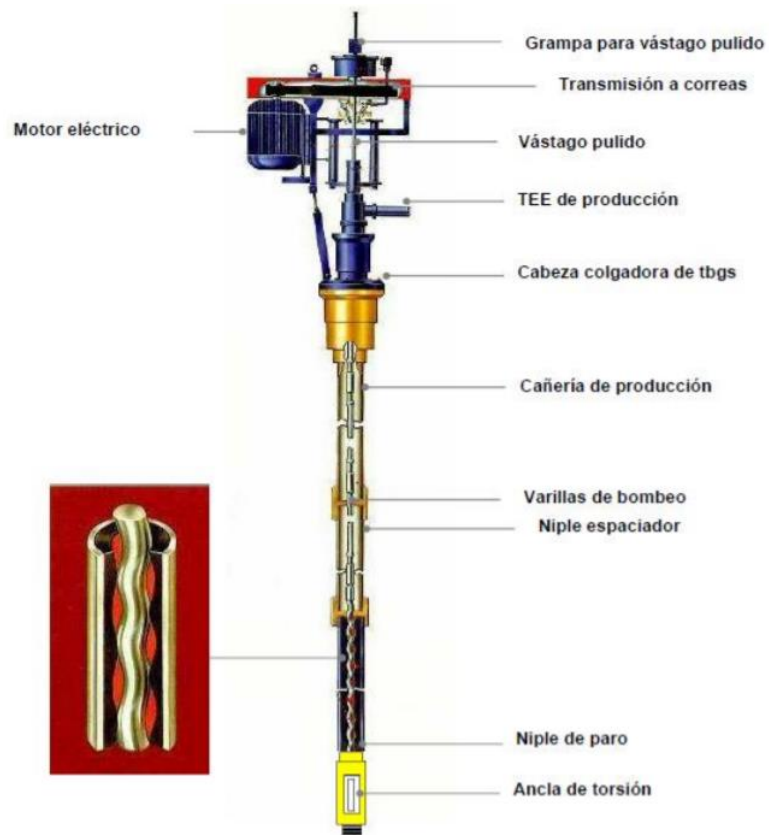
Aunque inicialmente la mayor parte de los pozos del campo Peñas Blancas produjeron por flujo natural, actualmente el campo cuenta con cuatro tipos diferentes de levantamiento artificial: bombeo de cavidades progresivas (PCP), bombeo electro sumergible (ESP), bombeo VSH (es una unidad de bombeo alternativo al movimiento de varillas) y bombeo mecánico. A continuación, se describen cada uno de ellos, haciendo énfasis en el sistema de bombeo mecánico porque fue en el cual se instalaron las BPRV.

4.1.1. Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP).¹⁸ La operación de este tipo de bombas está basada en el giro ininterrumpido de una bomba de cavidades progresivas tipo tornillo sin fin, la cual obtiene la energía para realizar sus rotaciones por medio de un motor eléctrico que puede estar ubicado en la superficie o en subsuelo.

¹⁸ HIRSCHFELDT, Marcelo. OilProduction.net. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. Versión 2008. [En línea]. OilProductions.net. Mayo 21, 2009. (Recuperado en octubre de 2019) Disponible en: <http://oilproduction.net/produccion/artificial-lift-systems/pcp-bombas-de-cavidades-progresivas2/item/1714-manual-de-bombeo-de-cavidades-progresivas-pcp>

Cuando el motor se ubica en superficie, la potencia es transmitida a la bomba mediante un eje o varillas que comunican el motor y la bomba desde superficie hasta subsuelo. Cuando el motor se encuentra en el subsuelo, la transmisión de energía se realiza por medio de un cable, el cual se lleva desde superficie y le suministra potencia al motor para que opere y a la bomba para que gire. Su principio de funcionamiento se basa en el de una bomba de desplazamiento positivo. La Figura 8, ilustra la representación esquemática de una bomba por cavidades progresivas.

Figura 8. Bomba por cavidades progresivas



Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo. OilProduction.net. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. Versión 2008. [En línea]. OilProductions.net. Mayo 21, 2009. (Recuperado en octubre de 2019) Disponible en: <http://oilproduction.net/produccion/artificial-lift-systems/pcp-bombas-de-cavidades-progresivas2/item/1714-manual-de-bombeo-de-cavidades-progresivas-pcp>

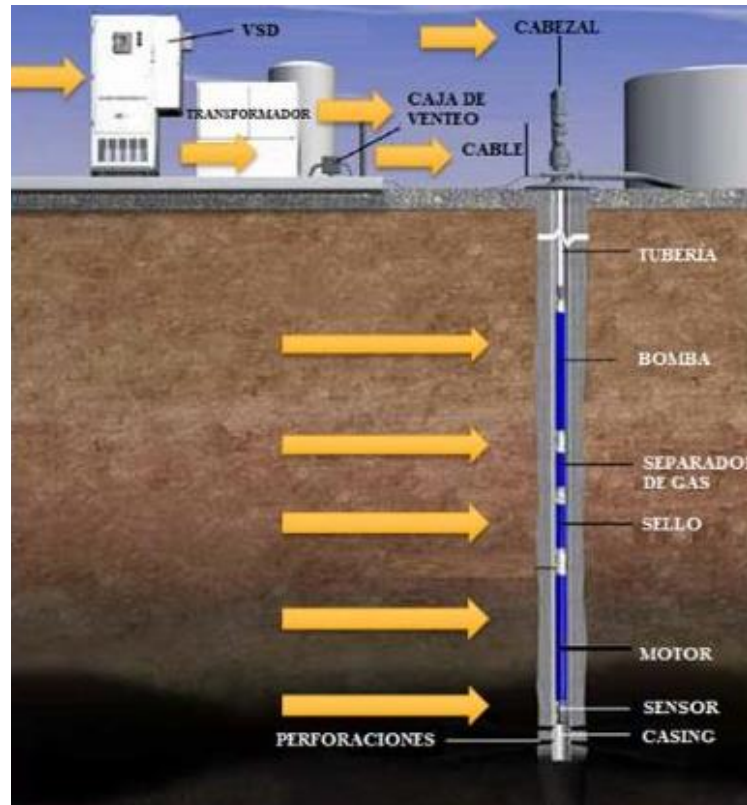
4.1.2. Bombeo Electrosumergible (ESP).¹⁹ El uso de las bombas electrosumergibles en el campo ha sido escaso comparado con los demás mecanismos, puesto que las características del campo con pozos con bajos caudales y alta producción de arena no permiten masificar su aplicación.

Un equipo ESP típico se compone de: equipo de superficie, transformador reductor, tablero de control y transformador elevador. Por otro lado, las partes del equipo de fondo son: bombas, sellos, motores y sensor.

La bomba, que es de tipo centrífuga, transfiere energía mecánica a un fluido por la acción rotativa de la turbina (impulsor) que gira dentro de una cavidad o difusor. Al conjunto impulsor-difusor se le llama etapa de la bomba. A medida que el impulsor gira, todo el fluido que entra en él, es expulsado hacia afuera por acción de la fuerza centrífuga. Debido a la forma de los alabes del impulsor, el fluido es levantado hacia el difusor, el cual a su vez lo encamina al impulsor de la siguiente etapa. A mayor número de etapas en una bomba ESP, mayor es la presión a la salida. La Figura 9, muestra un sistema de bombeo electrosumergible.

¹⁹ MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007

Figura 9. Sistema de bombeo electrosumergible



Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007

4.1.3. Bombeo VSH2.²⁰ El principio de funcionamiento de la unidad VSH2 (Variable Speed Hydraulic 2), está asociado con el empuje de fluido hidráulico sobre pistones en carrera ascendente y descendente.

Por debajo del primer pistón (parte superior del mástil) actúa fluido hidráulico, el cual está conectado al acumulador de presión. Este acumulador es un cilindro con un pistón interno el cual en su parte superior contiene nitrógeno y en la parte inferior aceite hidráulico, el nitrógeno provee la presión necesaria para amortiguar el peso en carrera descendente y aportar potencia hidráulica en la carrera ascendente, logrando con esto disminuir hasta en 2/3 la energía requerida para levantar el peso sobre la barra pulida.

El segundo pistón ubicado en el mástil es dirigido por una bomba hidráulica, la cual aporta potencia por debajo de este en carrera ascendente y por encima en carrera descendente. El sentido de empuje del aceite hidráulico es direccionado por una servo válvula ubicada en la bomba, la cual recibe señales de los sensores de proximidad ubicados en el mástil, cambiando con esto el sentido de la carrera.

Con el principio de la hidroneumática se pueden levantar cargas de hasta 40.000 libras sobre la barra pulida, con una carrera máxima de 120 pulgadas y con hasta ocho golpes por minuto. Estas dos últimas variables pueden ser modificadas según

²⁰ SÁNCHEZ SERRANO, Danniela y SUÁREZ GARCÍA, Ivonne Mariela Catherine. Comparación y diseño de unidades convencionales y no convencionales de bombeo mecánico. Aplicación a campos colombianos. UIS. Tesis de grado. 2018.

la necesidad en solo minutos y con solo la manipulación de un operario. La Figura 10, muestra una unidad de bombeo alternativo para el movimiento de varillas.

Figura 10. Unidad de bombeo alternativo



4.1.4. Bombeo Mecánico. La función del bombeo mecánico es transmitir fuerza a la bomba de subsuelo con el fin de extraer fluidos del yacimiento a superficie. Para esto, convierte el movimiento rotacional del motor en un movimiento recíprocante. Existen varios tipos de unidades de bombeo mecánico que se diferencian de acuerdo con su geometría²¹:

- a) Unidad tipo convencional.
- b) Unidad tipo Mark II.
- c) Unidad tipo balanceada por aire.

En la Figura 11 se muestra un sistema de bombeo mecánico conformado por un equipo en superficie y uno de subsuelo. El equipo de superficie incluye el motor eléctrico o a gas, la unidad de bombeo, una barra lisa, una caja prensa estopas, el cabezal de pozo y las líneas de flujo. El equipo de subsuelo incluye la tubería de producción, la sarta de varillas y la bomba de subsuelo, además de diferentes accesorios.²²

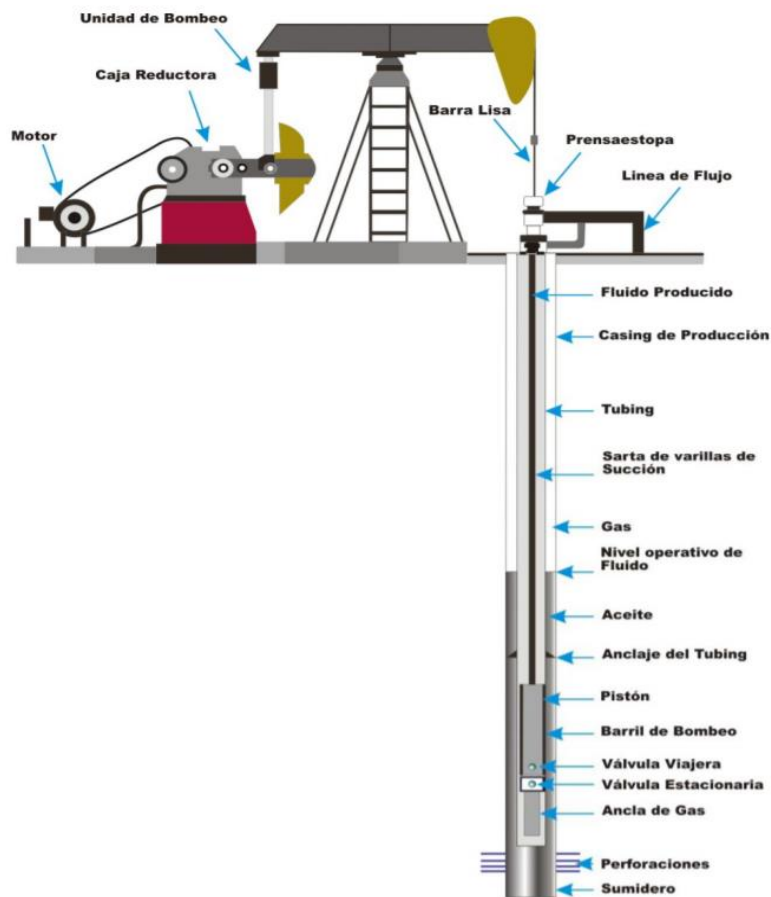
Los parámetros de diseño del sistema de bombeo, que impactan la tasa de producción son: una combinación del tamaño del pistón de la bomba, longitud del recorrido de la barra lisa, velocidad de bombeo, y diseño de la sarta de varillas.

²¹ THETA Enterprise Inc. Manual de Optimización de Bombeo Mecánico. 2005. p. 33.

²² *Ibíd.* p. 27.

Además de la profundidad de asentamiento de la bomba, rotación de la unidad y la potencia del motor.²³

Figura 11. Sistema de bombeo mecánico



Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2007.

²³ SÁNCHEZ SERRANO, Danniela y SUÁREZ GARCÍA, Ivonne Mariela Catherine. Comparación y diseño de unidades convencionales y no convencionales de bombeo mecánico. Aplicación a campos colombianos. UIS. Tesis de grado. 2018. p. 36

4.1.4.1. Cabezal de bombeo. El arreglo en cabeza de un sistema típico de bombeo mecánico se muestra en la Figura 11. La barra lisa, ubicada en la parte más alta de la sarta de varillas se mueve hacia arriba y hacia abajo con el movimiento recíprocante del balancín o vástago viajero, transmitido a las varillas por el *wireline hanger* o cable de soporte. La barra lisa se mueve a través del stuffing box, (dentro de la cabeza de la tubería de producción) instalado sobre el tope de la “T” de bombeo, y que lleva los fluidos levantados (producidos) por la bomba hasta la cabeza y luego a través de la línea de flujo a la estación.²⁴

Usualmente, la línea de flujo y la línea de venteo del revestimiento están conectadas con una corta sección de tubería, permitiendo que el gas se separe en el anular revestimiento – tubería de producción, para ser conducido a la línea de flujo. Una válvula cheque es instalada sobre esta línea para prevenir que los fluidos producidos, fluyan de regreso dentro del pozo. Sobre la “T” de bombeo, se instala un prensaestopas para darle un sello hidráulico y los fluidos no se escapen al ambiente.²⁵

La barra lisa es una varilla de acero sólido, disponible en varios tamaños, longitudes y equipadas con conexiones de varillas en ambas puntas. Teniendo en cuenta que

²⁴ LABRADOR JIMÉNEZ, Laura Soraya y SÁNCHEZ MORENO, Jhon Haver. Diseño técnico de las estrategias de levantamiento artificial a implementar en el campo Colorado. UIS. Tesis de grado. 2008.

²⁵ *Ibíd.*

maneja una gran carga debido al ciclo de bombeo, la barra lisa es más resistente que cualquier varilla en la sarta. Además de transmitir el movimiento recíprocante a las varillas, otra de las funciones de la barra lisa es dar sello para contrarrestar el escape de fluidos provenientes del pozo.²⁶

4.1.4.2. Motor principal.²⁷ El motor principal es normalmente un motor eléctrico o un motor a gas. Aunque la mayoría son motores eléctricos, ya que son de bajo torque y altas rpm, los motores a gas son usados en localizaciones donde no se dispone de energía eléctrica. La función del motor principal es proporcionar la potencia necesaria al sistema de bombeo, afectando el consumo de energía y las cargas de la caja reductora.

La elección de la potencia del motor eléctrico depende de la profundidad de la bomba, el nivel de fluido, la velocidad de bombeo y el balanceo de la unidad. Sin embargo, es importante señalar que el tamaño del motor tiene significativa importancia dentro de la eficiencia del sistema. En muchos campos los motores son de tamaños sobredimensionados. Esto garantiza potencia disponible suficiente para el sistema, a costa de una baja eficiencia.

Los motores eléctricos de un sistema de bombeo con varillas son principalmente motores de inducción de tres fases. La Asociación Nacional de Fabricantes de

²⁶ MESA PIMIENTO, Argemiro Andrés y LOPEZ MANRIQUE, Nohora Isabel. Análisis y determinación del volumen de deslizamiento de fluido en bombas mecánicas de subsuelo con pistón concéntrico. Tesis de grado, Universidad industrial de Santander. Bucaramanga, 2010.

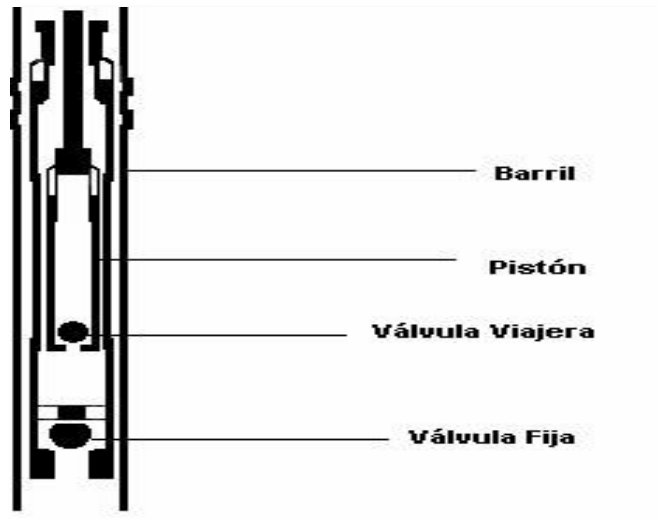
²⁷ THETA Enterprise Inc. Manual de Optimización de Bombeo Mecánico. 2005. p. 27.

Eléctricos (NEMA, por sus siglas en inglés) clasifican los motores de acuerdo con su deslizamiento y características de torque de inicio. NEMA D es el más usado como motor de unidades de bombeo. Sus rangos de deslizamientos son desde 5% hasta 13%. Otros campos manejan NEMA C con un máximo deslizamiento de 5% y NEMA B con un máximo de 3%.

4.1.4.3. Bomba de subsuelo.²⁸ Es uno de los componentes básicos del sistema por bombeo mecánico. La conforman: el barril, el pistón (que se mueve verticalmente en el interior del barril), la válvula fija y la válvula viajera. El tamaño del pistón de la bomba determina la rata de producción, la carga en las varillas y de los componentes del sistema. La Figura 12 es un esquema básico de una bomba de subsuelo. Hay tres tipos de bombas básicamente que se resumen a continuación y se ilustran en la Figura 13:

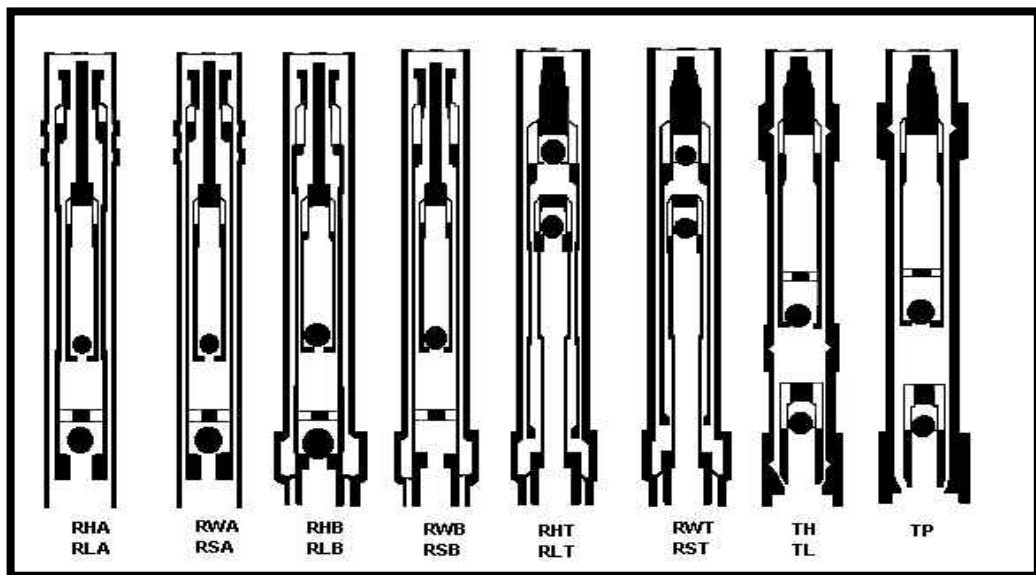
²⁸ MESA PIMIENTO, Argemiro Andrés y LOPEZ MANRIQUE, Nohora Isabel. Análisis y determinación del volumen de deslizamiento de fluido en bombas mecánicas de subsuelo con pistón concéntrico. Tesis de grado, Universidad industrial de Santander. Bucaramanga, 2010.

Figura 12. Bomba de subsuelo



Fuente. TAKÁCS, Gabor. Modern Sucker Rod Pump. Miskolc: Pennwell Books, 1992. p. 230

Figura 13. Tipos de bombas de subsuelo



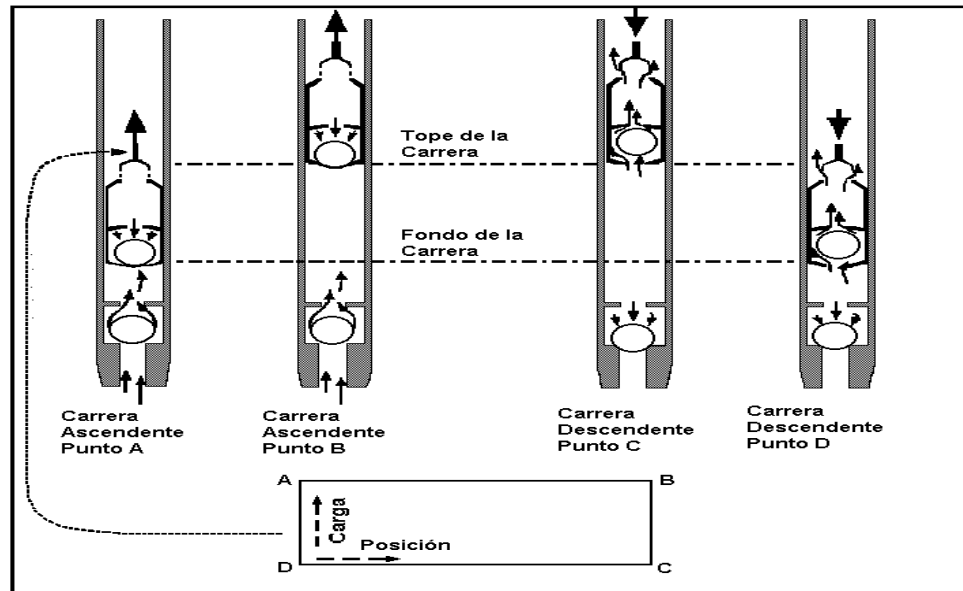
Fuente. THETA Enterprise Inc. Manual de Optimización de Bombeo Mecánico. 2005.

4.1.4.4. Ciclo normal de bombeo.²⁹ De acuerdo con la Figura 14, a continuación se describe el ciclo de bombeo en condiciones normales:

- **Punto A:** Comienzo de la carrera ascendente, la válvula viajera está cerrada y la carga de columna del fluido la soporta la sarta de varillas; la válvula fija se encuentra abierta permitiendo el paso del fluido gracias al diferencial de presión presente en su parte inferior y superior correspondiente a la cámara o espacio entre las válvulas.
- **Punto B:** Desplazamiento del pistón en la parte superior de la carrera ascendente presentándose la máxima carga de todo el sistema.
- **Punto C:** Inicio de la carrera descendente; la apertura de la válvula viajera va a depender del porcentaje de gas libre en el líquido ubicado en la cámara de compresión; la carga de fluido lo soporta la válvula fija que se encuentra cerrada.
- **Punto D:** Desplazamiento del pistón en el fondo de la carrera descendente; la válvula viajera continúa abierta permitiendo el paso del fluido hasta que la presión en la cámara sea inferior a la presión presente en el pistón, y así en este instante, la válvula fija se abre para permitir la entrada del fluido proveniente de la formación.

²⁹ THETA Enterprise Inc. Manual de Optimización de Bombeo Mecánico. 2005.

Figura 14. Ciclo normal de bombeo



Fuente. THETA Enterprise Inc. Manual de Optimización de Bombeo Mecánico. 2005.

5. VÁLVULA REGULADORA DE CONTRAPRESIÓN – BACK PRESSURE REGULATOR VALVE (BPRV)

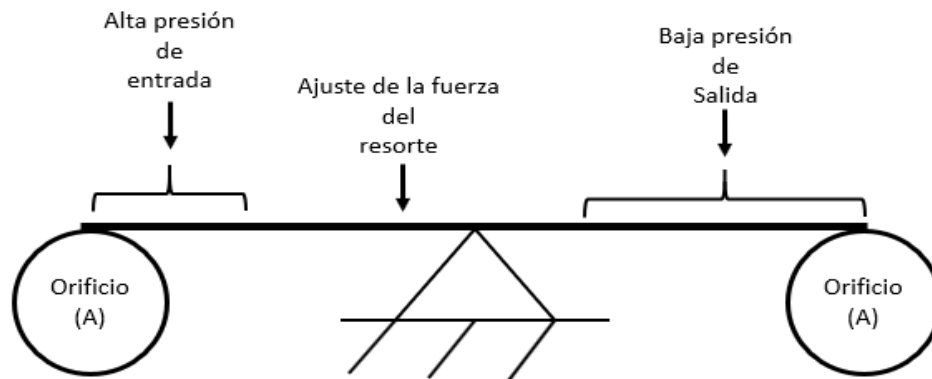
5.1. DESCRIPCIÓN DE LA BPRV

Una válvula reguladora de presión es un mecanismo de control de retroalimentación diseñado para mantener una presión constante aguas abajo, mediante la manipulación del flujo de gas.

La función principal de una válvula reguladora de presión (BPRV) es proporcionar un flujo de gas a través del regulador para que coincida con la demanda aguas abajo

mientras se mantiene constante la presión. En un regulador con resorte, se emplean tres dispositivos para lograr esto: un dispositivo de restricción (generalmente un orificio); un dispositivo sensor (diafragma); y un dispositivo de carga (resorte o presión). Estos dispositivos se unen mediante un enlace mecánico (generalmente llamado vástago y/o palanca de la válvula) que actúa como un "balancín". El enlace funciona para equilibrar las fuerzas asociadas con los tres dispositivos anteriores. La Figura 15, muestra una representación del equilibrio.

Figura 15. Balance de fuerzas del regulador de la BPRV



Fuente: Norriseal-Wellmark Product Brochures. Manual del fabricante. Wellmark regulators. Wellmark Series W7702 Back Pressure Regulator (BPRV).

En todos los reguladores existen dos tipos de fuerzas: 1) fuerzas de apertura y 2) fuerzas de cierre. Estas dos fuerzas actúan sobre el enlace mecánico. Mientras una

trata de cerrar la válvula (cerrando el flujo de gas), la otra trabaja para abrir la válvula (aumentando el flujo de gas). Bajo operación estable, las sumas de las fuerzas de apertura y cierre son siempre iguales pero opuestas en dirección, dando una condición de equilibrio estático. Como en cualquier condición de equilibrio estático, la válvula permanecerá en una posición fija hasta que cambie una de las fuerzas, alterando el equilibrio.

La válvula se reposicionará nuevamente hasta que las fuerzas estén en equilibrio. En un regulador con resorte, la suma de fuerzas en el enlace mecánico se puede expresar de la siguiente manera:

$$\text{Fuerzas de apertura} = \text{Fuerzas de Cierre} \quad (3)$$

$$F_i + F_s = F_o \quad (4)$$

Donde:

$F_i =$ Fuerza de presión de entrada

$F_s =$ Fuerza de resorte

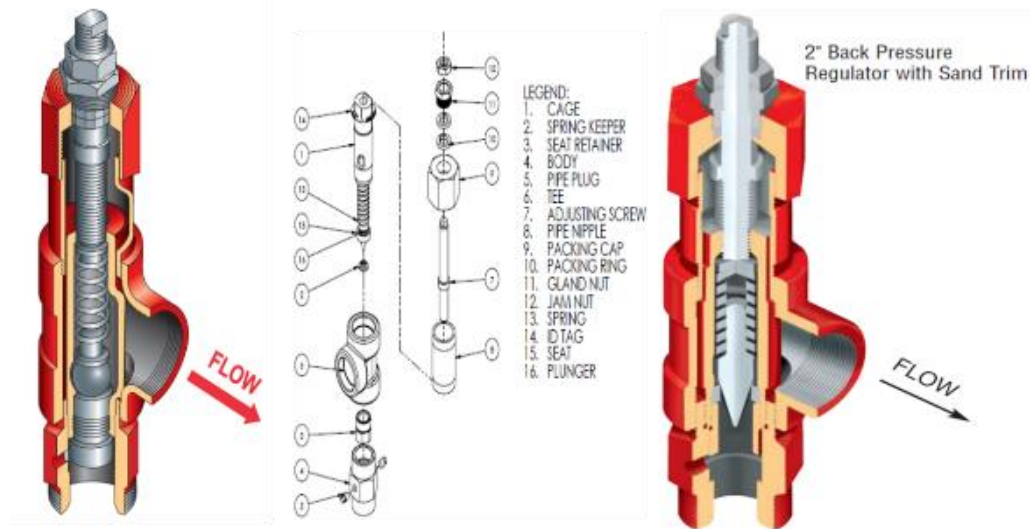
$F_o =$ Fuerza de presión de salida

La anterior ecuación supone que no hay efectos de fricción dentro del regulador.

Las BPRV, como elemento de control de pérdidas de producción relacionadas a los efectos por bloqueo por gas, buscan generar un incremento de presión en la columna de fluido tal que permita coalescer las burbujas de gas dispersas en el flujo

(dos fases – gas y líquido) e integrarlas al flujo líquido como una sola fase, permitiendo con esto mitigar el efecto de compresión requerido a la fase gaseosa para que pueda ser desplazado de manera eficiente a través de la bomba. La Figura 16, muestra el corte y despiece de la válvula (BPRV).

Figura 16. Corte y despiece de la válvula BPRV



Fuente: Norriseal-Wellmark Product Brochures. Manual del fabricante. Wellmark regulators. Wellmark Series W7702 Back Pressure Regulator (BPRV).

La BPRV está disponible en diferentes rangos de presión para una regulación más consistente de la presión de entrada. La máxima presión de operación deseada deberá estar entre el 5% al 95% del rango total de presión del modelo seleccionado. La Tabla , muestra las características técnicas y rangos de operación de la BPRV.

Tabla 3. Rangos de operación de la válvula BPRV

2" Back Pressure Regulator			
Rango de presión	Orificio	Tamaño Bola	Material del resorte
5-200 PSI	.875"	1.125"	Monel
10-500 PSI	.875"	1.125"	302 SS
10-900 PSI	.875"	1.125"	Carbon Steel
10-1000 PSI	.683"	1.000"	Elgiloy
10-1500 PSI	.683"	1.000"	Carbon Steel

Fuente: Norriseal-Wellmark Product Brochures. Manual del fabricante. Wellmark regulators.

Wellmark Series W7702 Back Pressure Regulator (BPRV).

5.2. PLAN DE MANTENIMIENTO

A continuación se describe el procedimiento operacional para el mantenimiento de la BPRV.

➤ Rutina trimestral:

- **Lubricación:** El vástago de ajuste deberá ser lubricado con grasa una vez cada tres meses. Mueva el vástago de ajuste completamente hacia abajo a la posición de cierre total y una vez realizado esto llévelo completamente arriba a la posición de apertura total al menos dos veces

para distribuir la grasa alrededor del vástago y así poder lubricar también los sellos.

➤ **Rutina anual:**

- **Inspección para fugas:** Una vez al año revisar la BPRV por posibles fugas alrededor de las secciones roscadas utilizando agua jabonosa o detector de fugas de gas o aire alrededor de las secciones roscadas del equipo.
- **Nota:** Si una fuga es detectada, lubrique el vástago de acuerdo con el proceso de lubricación y realice nuevas pruebas por fugas. Si la fuga no se detiene, entonces retirar el conjunto vástago – silla y reemplácelos.

➤ **Rutina bianual:**

- **Reparar y cambiar:** Cada dos años la BPRV deberá ser desensamblada para revisión del desgaste interno. Siempre reemplace los sellos o empaques del vástago durante el desensamble e inspección. (Siempre reemplace los sellos o empaques del vástago durante el desensamble e inspección sin importar la condición del vástago).
- **Para manejo de arena solamente:** El terminal puntiagudo del vástago y también el área de asentamiento perfilada de la silla de asentamiento deberá ser inspeccionado por desgaste severo.
- **Nota:** Si la punta del vástago y la silla de asentamiento se desgastan muy frecuentemente, el modelo standard ha sido instalado en un pozo con una condición anormalmente abrasiva. En este caso se deberán reemplazar la punta del vástago y la silla de asentamiento a carburo de tungsteno. Los

materiales en carburo de tungsteno pueden ser ordenados por separado en orden a mejorar el ajuste del BPRV existente.

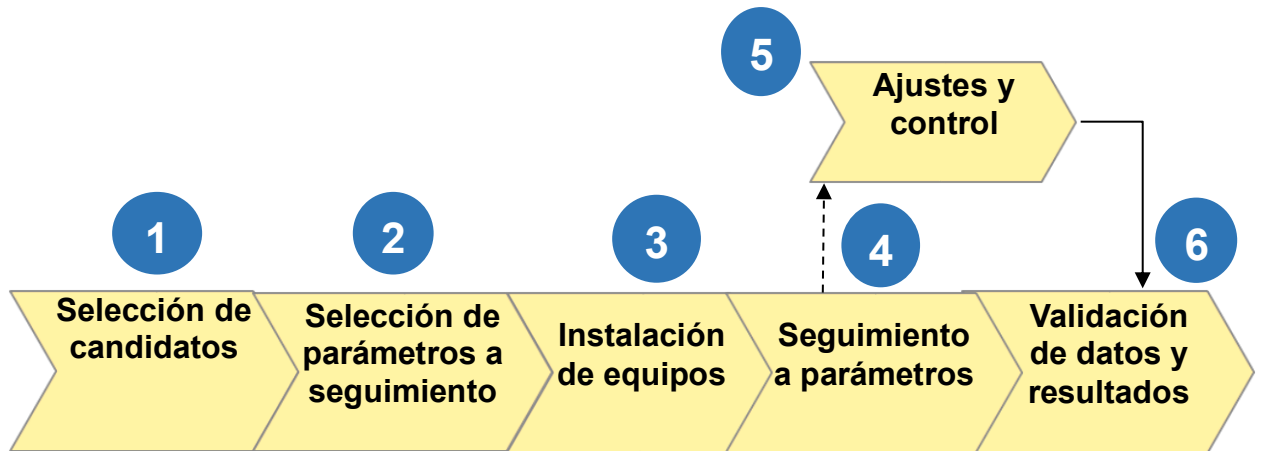
6. METODOLOGÍA APLICADA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se presenta el flujo de trabajo que llevó a la instalación de la válvula de contrapresión en 5 pozos del campo Peñas Blancas. Para ello, se realiza un análisis del sistema de subsuelo, que comienza con la selección del campo y los pozos prioritarios a intervenir; se estudian sus características, se eligen los parámetros de operación a evaluar y se hace un seguimiento de estos, todo con el fin de obtener los mejores resultados de producción y reducir las diferidas.

6.1. RUTA DE IMPLEMENTACIÓN DE LA BPRV PARA BLOQUEOS POR GAS

Como se ha mencionado, la instalación de válvulas reguladoras de contrapresión - BPRV, ayuda a evitar que las bombas se bloqueen y disminuye las fallas en la operación por exceso de gas. Para hacer un correcto uso de este elemento, se estableció una metodología que inicia con la recolección de información e historial de los pozos del campo para luego realizar una selección de los pozos a intervenir; posteriormente se establecen los parámetros a estudiar para que una vez instalada la válvula, se puedan realizar las correcciones y ajustes necesarios, para finalmente validar resultados y analizar el comportamiento de los pozos tras la instalación de la válvula. La Figura 17, muestra el paso a paso de esta metodología.

Figura 17. Ruta para el uso de la válvula de contrapresión



6.2. SELECCIÓN DE POZOS A INTERVENIR

El primer paso del proceso a seguir consiste en una evaluación de los pozos del campo Peñas Blancas, con el propósito de identificar aquellos a los cuales se les instalará la BPRV. Para ello, se tuvo en cuenta lo siguiente:

- Validación de pozos con pérdidas de producción, relacionadas con bloqueos por causa de la producción de gas.
- Cuantificación de las pérdidas de producción por pozo, relacionadas con bloqueos por causa de la producción de gas.
- Priorización de candidatos con base en las pérdidas de producción (potencial), relacionadas con bloqueos por causa de la producción de gas.

- Priorización de candidatos con base en la posibilidad de control de pérdidas alternas relacionadas a la generación de depósitos.

Tabla 3. Número de fallas por bloqueo por gas por pozo, Campo Peñas Blancas

Año	Pozo	Cantidad de fallas	Potencial	Diferida
2017	PBL 08	14	1864	297,8
2017	PBL 14	17	3276	319,68
2017	PBL 13	20	627	201,97
2017	PBL 17	20	1222	139,62
2017	PBL 19	25	3051	1164,04
2017	PBL 21	25	3805	813,04
2017	PBL 22	40	4624	686,32
2017	PBL 10	44	3794	618,42
2017	PBL 23	49	7787	1076,04

Fuente: Ecopetrol. Departamento de producción. Gerencia del Rio

Teniendo en cuenta la data de diferida total de producción de la Gerencia del Rio, se identificaron las fallas por bloqueo por gas del campo y se concluyó que el mayor número de fallas por bloqueo por gas lo obtuvo el campo Peñas Blancas (véase Figura 7). Adicionalmente, la Tabla 3, muestra el número de fallas por bloqueo por gas de los pozos candidatos del campo Peñas Blancas y su efecto en la producción

diferida. Con base en la anterior información, se determinó que los pozos a intervenir son: PB 10, PB 19, PB 21, PB 22 y PB 23.

6.3. CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

Para conocer con claridad las condiciones de operación de cada uno de los equipos de los pozos seleccionados y poder analizar los efectos de la implementación de la válvula reguladora de presión (BPRV) en los mismos, se hizo una recopilación de la información disponible, la cual se consigna en las tablas 4, 5, 6 y 7. Allí se muestran las características de las bombas instaladas en los pozos, la descripción de las facilidades y la caracterización del crudo de cada pozo seleccionado.

Tabla 4. Descripción de la eficiencia de la bomba instalada en cada pozo

Pozo	Tope, ft	Base, ft	Run time, h	Ciclos	Intake Bomba, ft	Diám. Bomba, In	Long. Del Rec., in	SPM	Cap. De Inst., BFPD	Prueba Valv., BFPD	Efic. De la Bomba, %
PBL 10	5535	7488	24	0	5408	2.5	168.1	5.099	68	68	80
PBL 19	5228	7265	24	0	5820	2.75	191.8	6.061	92	92	79
PBL 21	5242	7094	24	0	6071	2.5	166.7	6.186	63	63	90
PBL 22	5624	7556	24	0	5597	2.75	168.1	5.086	89	89	80
PBL 23	5714	6891	24	0	6007	2.5	191.8	4.852	166	166	90

Fuente: Ecopetrol. Departamento de producción. Gerencia del Río

Tabla 5. Descripción de las facilidades y condiciones de fondo de los pozos seleccionados

Pozo	BPRV	Presión de seteo (psi)	Línea de vacío	Intake encima o debajo de perforados	Profundidad (ft)	Nivel (ft)
PBL 10	SI	100	SI	DEBAJO	7488	6156.8
PBL 19	SI	170	SI	DEBAJO	7265	5395.3
PBL 21	SI	85	SI	DEBAJO	7094	4887.0
PBL 22	SI	130	SI	ENCIMA	7556	5331.7
PBL 23	SI	85	SI	ENCIMA	6891	5216.6

Fuente: Ecopetrol. Departamento de producción. Gerencia del Rio

Tabla 6. Resultados muestras de crudo de campos de la Gerencia del Rio

Análisis	Método	Unidades	Crudo Est. 2 K-101B Compuesta	Crudo Est. 3 K-101A Compuesta	Crudo Est. PEÑAS BLANCAS K-02 Compuesta	Crudo Est. Casabe Sur K-18 Compuesta
Análisis SARA		---				
Saturados	UST-	% Peso	42.31	36.96	39.97	36.66
Aromáticos	114-	% Peso	23.22	28.57	18.63	24.12
Resinas	272-	% Peso	12.99	14.2	12.96	13.48
Asfaltenos	(11)	% Peso	3.2	3.06	4.77	3.44

Retención en columna	Bs. En ASTM	% Peso	0.0	0.0	0.0	0.0
Insolubles en tolueno	D 2007-	% Peso	0.0	0.0	0.0	0.0
Porcentaje recuperado	(11), ASTM	% Peso	81.72	82.81	76.33	77.7
Porcentaje de pérdidas de livianos	D 2549- (12),	% Peso	18.28	17.19	23.67	22.3
Porcentaje total (recuperado + pérdidas)	IP143- (04)	% Peso	100	100	100	100
Parafinas	ASTM 6729- (09)	% Peso	0.855	0.094	2.125	1.712
I-Parafinas		% Peso	0.882	0.194	1.859	1.696
Aromáticos		% Peso	0.012	0.002	0.042	0.022
Mono-Aromáticos		% Peso	0.012	0.002	0.042	0.022
Olefinas		% Peso	0.008	0.002	0.017	0.015
C7+		% Peso	97.56	99.493	94.928	95.569

Fuente: Ecopetrol. Departamento de producción. Gerencia del Rio

Tabla 7. Caracterización del crudo de los pozos seleccionados

POZO	PRODUCCIÓN DE ACEITE, BOPD	BSW, %	°API
PBL 10	38,08	40	27,1
PBL 19	69,92	20	26,9
PBL 21	60,48	14	26,9
PBL 22	44,50	54	27,1
PBL 23	46,98	60	27,1

Fuente: Ecopetrol. Departamento de producción. Gerencia del Rio

6.4. SELECCIÓN DE PARÁMETROS A EVALUAR

Una vez seleccionados los pozos a intervenir y conocidas sus características principales, se prosigue con la selección de los parámetros funcionales que permitirán evaluar el efecto que trae la instalación de las válvulas de contrapresión en los pozos.

Se decidió analizar el comportamiento de las cartas dinamométricas de los pozos, así como también las gráficas de comportamiento de presiones, los controles de sumergencia y las pruebas de producción. Dicha data, permitió analizar el sistema de subsuelo, antes y después de realizar la instalación de la válvula.

6.5. PROCEDIMIENTO OPERACIONAL PARA LA INSTALACIÓN DE LA BPRV

A continuación, se listan los pasos necesarios para realizar la operación de instalación de la válvula de contrapresión – BPRV, en los pozos con sistema de levantamiento de bombeo mecánico:

1. Validación y autorización del pozo a ser instalado con BPRV.
2. Revisión de las condiciones de superficie y de la sección donde se instalará la BPRV.
3. Revisión y validación de los materiales a ser utilizados para la instalación de la BPRV.

4. Iniciar proceso de acondicionamiento del pozo a ser instalado con BPRV, este acondicionamiento está relacionado a la toma de datos y condiciones operacionales previas al procedimiento de apagado del pozo.
5. Informar a control de producción la parada, los datos y las características operacionales al momento de la detención del pozo.
6. Realizar el ajuste, cierre y drenaje de válvulas y tramos de tubería requeridos para la instalación de la BPRV. Verificar que no existan fugas a través de las válvulas de operación y de la misma manera verificar que no queden presiones contenidas en los tramos de línea a intervenir.
7. Notificar los hallazgos realizados durante la intervención para la instalación de la BPRV.
8. Con base en el ítem 6, realizar los ajustes necesarios previos a la normalización y arranque de la operatividad del pozo. Asegurar durante la instalación que existan válvulas de control antes y después de la BPRV que permitan el cambio o mantenimiento de este accesorio.
9. Verificar las condiciones necesarias para dar arranque al pozo. Revisar y verificar el correcto alineamiento de válvulas de flujo y retirar los bloqueos establecidos durante la parada.
10. Al momento del arranque, hay que asegurar que la BPRV está 100% abierta en su restricción de flujo y tomar los datos de presión aguas abajo y arriba de la válvula.

11. Realizar análisis de los datos y condiciones operacionales antes y después de la instalación de la BPRV, para así asegurar el correcto proceso de estabilización.
12. Una vez estabilizado el pozo, realizar reporte de parámetros y condiciones de operación a control de producción.
13. Iniciar el ajuste o cierre de la restricción de flujo garantizando un incremento de 50 psi como referencia sobre la presión de flujo base o de mínimo 100 psi si la presión de flujo base es menor a 50 psi. Estos ajustes son tomados como base inicial de revisión, al final se seguirán realizando ajustes hasta encontrar las condiciones óptimas operacionales.
14. Tomar los datos de estabilización una vez alcanzada la presión de seteo operacional.
15. Suministrar información de pruebas de producción y variables operacionales con base en la periodicidad previamente establecida.
16. Suministrar información de comportamiento de la carta dinamoétrica, con base en los parámetros establecidos de revisión, que permita la verificación de mejora o deterioro del proceso de bloqueo por gas.
17. Analizar condiciones operacionales a mantener o buscar el punto de mejor comportamiento.
18. Llevar comportamiento histórico de producción e informar cualquier desviación con el fin de tomar acciones de re-optimización del pozo.
19. Discutir Propuestas de Mejoras y Optimización de Pozos con Equipos BPRV, tales como aumento de extracción y cambio en las presiones de seteo.

Figura 18. Instalación de la válvula BPRV



Fuente: Ecopetrol. Departamento de producción. Gerencia del Rio

6.6. AJUSTE Y CONTROL DE PARÁMETROS

Una vez instaladas las válvulas en los pozos seleccionados, se realizaron monitoreos y pruebas, con el fin de verificar el efecto de haber instalado las válvulas BPRV. Se revisó la data de diferida de producción y se analizaron los parámetros a seguir (THP, Pruebas de producción, niveles dinámicos y comportamiento de las cartas dinamométricas). Además, se realizaron las siguientes actividades:

- En cada pozo se revisó el valor de la presión de la BPRV a la cual está trabajando comúnmente.

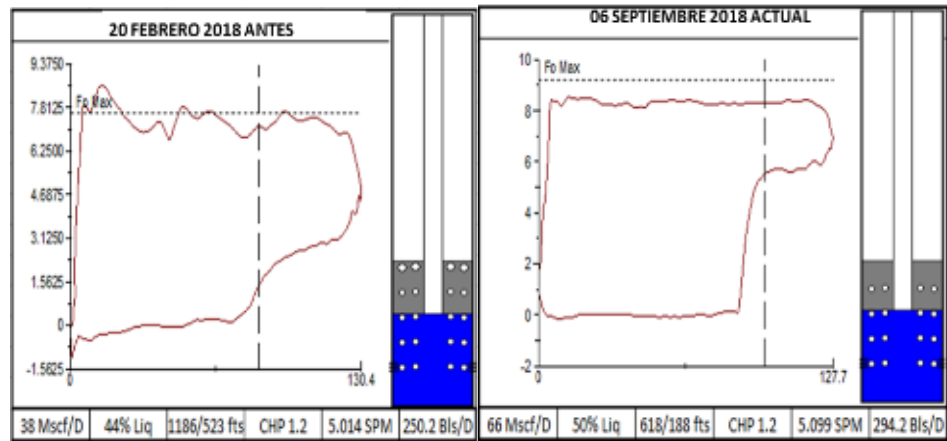
- Se varió la presión de la válvula BPRV a una presión mayor que la inicial, y se registraron cada uno de los cambios en las características del pozo.
- Se modificó la presión a un valor menor que la presión inicial y se tomó registro de las variables operativas del pozo.
- Luego de realizar las variaciones pertinentes se dejó el pozo en las condiciones iniciales. Sin embargo, se evaluaron las respuestas del pozo y se recomendó dejar la mejor opción de operación.

6.7. ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación se describen y analizan los parámetros funcionales de los equipos de subsuelo de los distintos pozos, antes y después de realizar la instalación de la válvula.

- Pozo PB10:

Figura 19. Dinagramas – pozo PB10



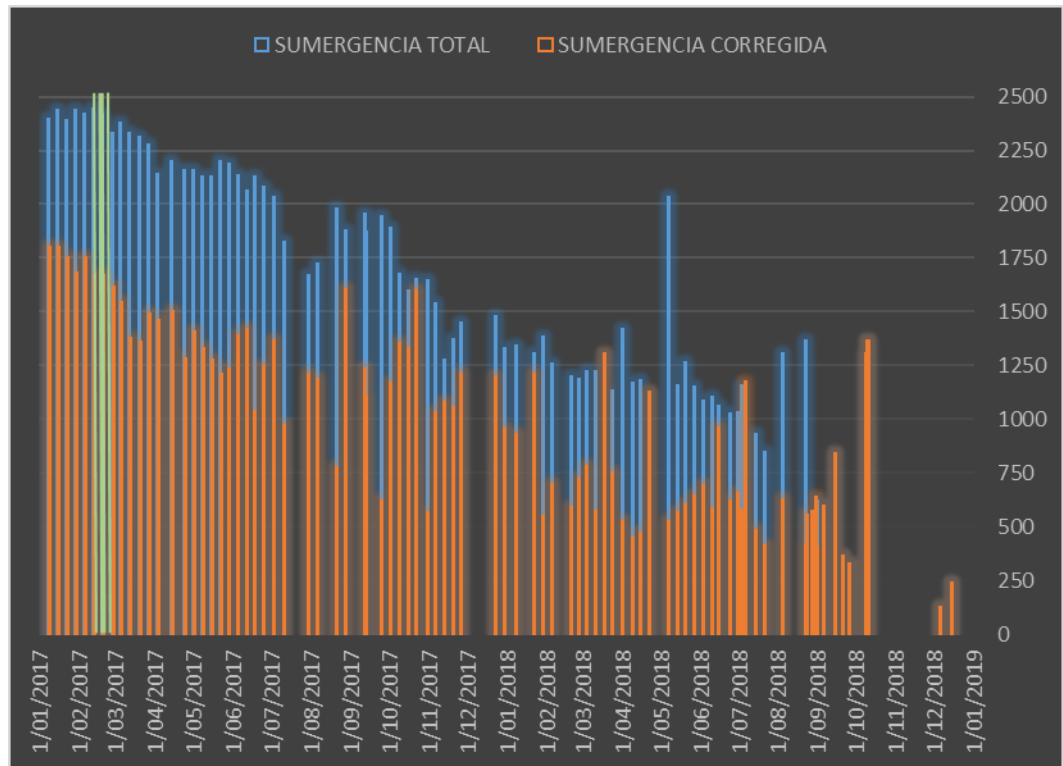
El dinagrama (Figura 19), antes de instalar la BPRV, representa una diferida por bloqueo por gas. En la carta se evidencia una producción de 250 bbl/D. Por su parte, la carta posterior a la instalación permite observar mejoras en el llenado y una disminución en la afectación por gas. Además, aumenta el porcentaje de líquido a un 50% y mejora la producción a 294.2 bbl/D.

Figura 20. Comportamiento de presiones - PB10



El comportamiento de presiones (Figura 20) antes de instalar la válvula evidencia un promedio de presiones registradas para este pozo de 120 psi. Antes de instalar la válvula se ajusta con un 50% por encima de la presión tomada, calibrando la válvula a 180 psi, lo cual permite que arranque con presiones más estables en cabeza.

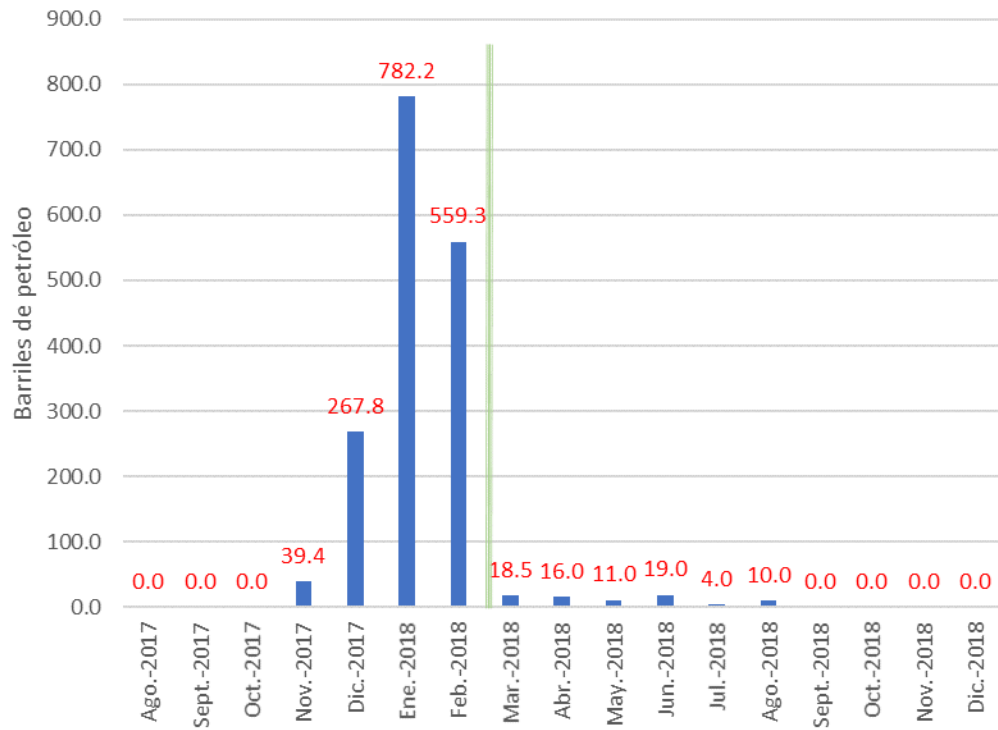
Figura 21. Carta de control de sumergencia - PB10



Fuente: Ecopetrol. Departamento de producción. Gerencia del Rio

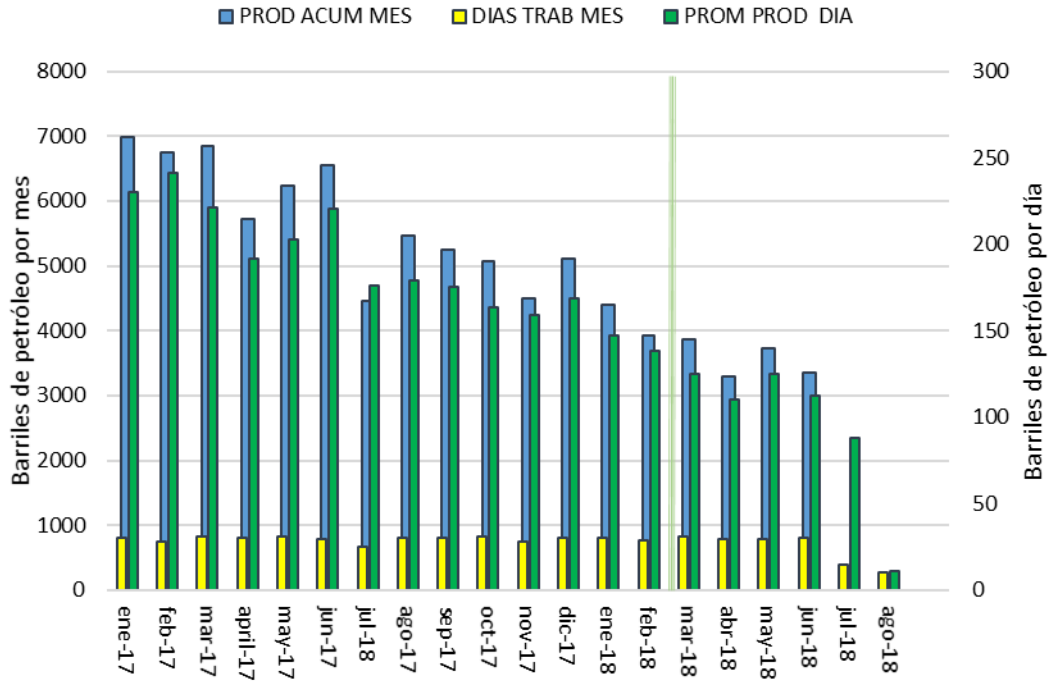
Analizando el comportamiento de sumergencia después de instalada la válvula BPRV (Figura 21), se observa que el pozo normaliza la tendencia descendente de los niveles gracias la instalación de la válvula.

Figura 22. Diferidas por Bloqueo por Gas - PB10



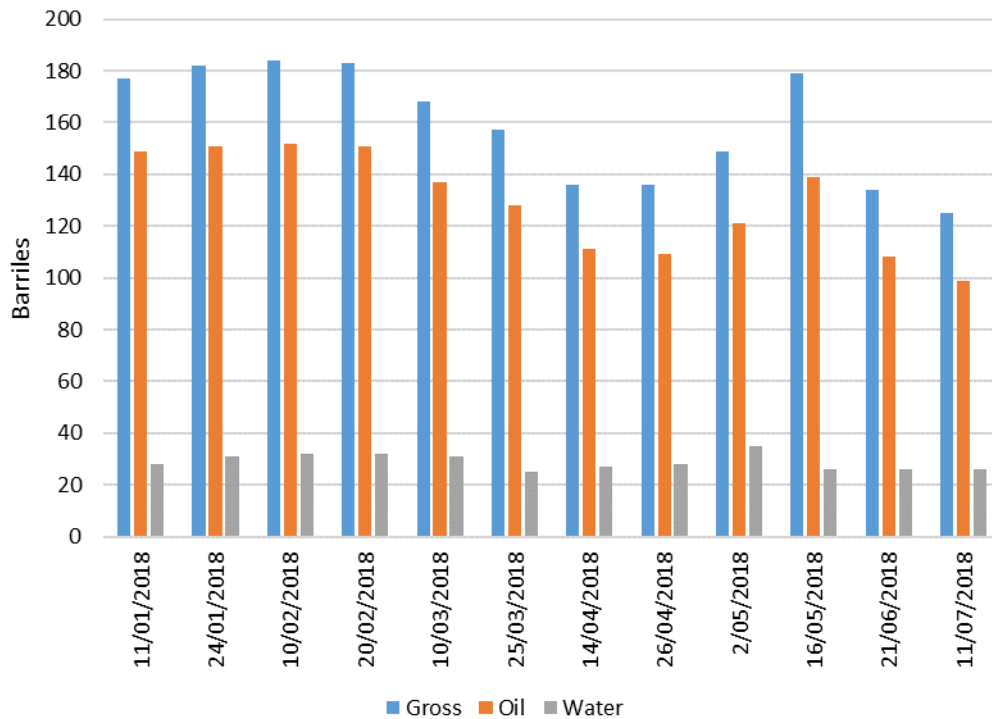
En el año 2017, el pozo PB10 tuvo una diferida de 618,42 bbls. En febrero del 2018 se instala la válvula disminuyendo la diferida a 78,5 bbls a lo largo del 2018 (Figura 22), mejorando así su diferida por bloqueo por gas.

Figura 23. Producción acumulada - PB10



En la Figura 23, se observa que el pozo se encuentra con tendencias estables en la producción acumulada mes a mes. Sin embargo, presenta disminución en la producción acumulada debido a daños en la bomba para los meses de julio y agosto.

Figura 24. Pruebas de producción - PB10



Por último, en la Figura 24, se evidencia que el pozo presenta buen comportamiento y con tendencia estable en las pruebas de producción a partir de la instalación de la válvula.

Para comodidad del lector, las figuras para los pozos siguientes se presentarán en el capítulo de anexos.

➤ Pozo PB19:

En la carta dinamométrica inicial de este pozo se evidencia un bloqueo por gas. Tras instalar la BPRV la carta muestra mejoras en el llenado y disminución en la

afectación por gas. Además, aumenta el porcentaje de líquido al pasar de 59% a 69%, disminuyen los SPM de 6,545 a 5,062 y mejora la producción (de 194,8 a 227 bbl/d). Por su parte el comportamiento de las presiones después de la instalación de la válvula permitió que arrancara con más estabilidad en cabeza a 180 psi. Adicionalmente, el comportamiento de los niveles indica que el pozo normaliza tendencia descendente de los niveles posterior al cambio de la válvula.

Por otro lado, la diferida de este pozo, que en el año 2017 fue de 1164,04 bbls, logró disminuir significativamente a 88,6 bbls durante los meses restantes del 2018 posteriores a la instalación. Además, la producción acumulada mes a mes se encuentra con tendencias estables en este periodo, como también los resultados de las pruebas de producción.

➤ Pozo PB21:

En este pozo, la carta dinamométrica muestra mejoras en el llenado y disminución en la afectación por gas. Aumentan la producción, el porcentaje de líquido y los SPM, es decir, que la producción de este pozo aumentó de 169 bbl/d (71% líquido) con 5,732 SPM a 180,7 bbl/d (79% líquido) con 6,186 SPM. Al mismo tiempo disminuye la cantidad de gas, pasando de 16 a 10 Kscf/d. Por otra parte, antes de la instalación de la válvula se tomó como presión promedio el valor de 134 psi y posteriormente se ajustó con un 50% por encima; calibrando la válvula en 201 psi. Luego se ajustó para estabilizar, permitiendo un arranque con presiones más estables en cabeza a 200 psi. Asimismo, debido al buen llenado de la bomba, los niveles muestran una tendencia descendente después de la instalación de la BPRV;

en contraste a la tendencia ascendente que presentaba antes de este echo debido a la disminución de la eficiencia de la bomba.

Adicionalmente, a partir del mes de mayo, que es cuando se instala la válvula, incrementa la producción. Sin embargo, luego se presenta una disminución en la misma debido a una falla en la bomba, pero con oportunidades en el incremento de extracción debido a su alto nivel de fluido. Como resultado, el pozo pasó de tener una diferida de 813,04 bbl en 2017, a 20 bbl en lo corrido del 2018 después de instalada la válvula. No obstante al final del año la diferida aumenta ligeramente, lo cual se da por el daño de la bomba. Lo anterior también se confirma en las pruebas de producción, en donde la tendencia es descendente debido a la falla en la eficiencia de la bomba que requiere cambio.

➤ Pozo PB22:

Por su parte, el pozo PB22, después de la implementación de la válvula reguladora de presión, pasó de tener una producción de 297,5 a 329,5 bbl/d, como lo muestra la carta dinamométrica. También presentó una disminución en la afectación por gas, pasando de 51 a 45 Kscf/d. En cuanto a los SPM, estos aumentaron de 5,521 a 5,806, al igual que el porcentaje de líquido (pasó de 34% a 36%).

En cuanto al comportamiento de las presiones; antes de la instalación el valor promedio registrado para este pozo era de 134 psi. Se ajusta aproximadamente 50% por encima, calibrando la válvula a 195 psi. Luego, se ajusta a 201 psi para estabilizar, permitiendo que arranque con presiones más estables en cabeza.

Por otro lado, el control de sumergencia del pozo muestra una tendencia descendiente de los niveles tras la instalación de la válvula, debido al buen llenado de la bomba. Otro indicador de los buenos resultados obtenido es la disminución en la diferida de producción. El pozo PB 22 entró en los candidatos a intervenir por tener una diferida de 686,32 bbl en el 2017. Gracias a la instalación de la válvula, disminuye la diferida a 21 bbl durante el 2018.

Sin embargo, al observar la producción mes a mes, se observa una tendencia descendente, aunque en las pruebas de producción la tendencia es ascendente. Por esta razón, el pozo se somete a intervenir entre los meses de agosto y septiembre del 2018.

➤ Pozo PB23:

Finalmente, el PB23 también presenta un mejor llenado en la carta dinamométrica. Aumentan la producción (de 285,3 a 344 bbl/d) y el porcentaje de líquido (de 68% a 72%); al tiempo que disminuye el gas de 19 a 15 Kscf/d. y se mantienen constantes los SPM en 4,852. De manera similar a los anteriores pozos, se ajustó la presión en cabeza a 201 psi, luego de la instalación, por lo que el pozo arrancó con presiones más estables. Además, la válvula logró descender los niveles de sumergencia.

Lo anterior repercutió en una disminución de las diferidas por bloqueo por gas en este pozo; el cual pasó de tener 1076 bbl en 2017 a 27,4 en lo corrido del 2018. También se consiguió una producción acumulada más estable, así como también más estabilidad en las pruebas de producción.

Como observación final, se deja consignado que durante la realización del estudio se observó una disminución del problema de precipitación de parafinas que normalmente se presenta en el tubing de producción de los pozos del campo. No obstante, el problema se sigue presentando después del cabezal de los pozos con la válvula instalada.

7. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

La evaluación económica es el conjunto de actividades a través de las cuales se determina el flujo de caja del proyecto. Un correcto análisis económico permite establecer la rentabilidad del proyecto y por ende la viabilidad de este.

Los campos maduros representan una oportunidad para incorporación de reservas, incrementar la producción de hidrocarburos y por ende para aumentar el factor de recobro. Por lo tanto, el empleo eficiente de los recursos disponibles es una de las condiciones económicas que la empresa debe evaluar para considerar un proyecto. Por esta razón, al evaluar económicamente una opción de inversión, es indispensable considerar los flujos de efectivo (ingresos y costos).

Este capítulo presenta conceptos básicos que intervienen en una inversión para apoyar el proceso de asignación de recursos y determinar el valor presente de los activos en el campo Peñas Blancas.

7.1. GASTOS DE CAPITAL (CAPEX)

A continuación, en la Tabla 8, se presentan los gastos de capital o inversión que requirió la realización del proyecto de instalación de las válvulas en los pozos. Este rublo incluye gastos previos a la instalación de la válvula BPRV.

Tabla 8. Costos de inversión del proyecto

Rubro	Detalles	Valor Unitario, COP	Total, COP
Personal	Estudiante investigador (12 meses)	\$ 1'500.000	\$ 18'000.000
Papelería y útiles de escritorio	(12 meses)	\$ 20.000	\$ 240.000
Material bibliográfico	Libros y artículos	\$ 100.000	\$ 100.000
Recursos informáticos	1 computador y software (1 año)	\$ 7'800.000	\$ 7'800.000
Viajes	2 salidas de campo	\$ 150.000	\$ 300.000
Laboratorio	Uso de equipos y reactivos (5 meses)	\$ 1'200.000	\$ 6'000.000
Asesorías	1 experto (3 meses)	\$ 3'000.000	\$ 9'000.000
Materiales de repuesto	Válvula BPRV (5 unidades)	\$ 3'850.000	\$ 19'250.000
Mano de obra	2 técnicos	\$ 5'980.000	\$ 11'960.000
		Total =	\$ 72'650.000

Teniendo en cuenta que, el valor promedio del dólar TRM (tasa representativa del mercado) para el año 2018 fue de \$2.956,43 COP, se encontró que la inversión inicial para realizar el proyecto fue de \$24.573,56 USD.

Adicionalmente, se calculó la diferida de producción durante el tiempo de instalación de la válvula (2 horas, aproximadamente), lo cual se adiciona a los gastos de capital.

Tabla 9. Producción diferida por pozo durante la instalación de la BPRV

Pozo	Producción promedio, BOPD	horas	días	Diferida, bbl
PBL 10	38,08	2	0,083	3,17
PBL 19	69,92	2	0,083	5,83
PBL 21	60,48	2	0,083	5,04
PBL 22	44,50	2	0,083	3,71
PBL 23	46,98	2	0,083	3,92
Total				21,66

7.2. COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Una vez realizada la instalación de la válvula y restablecer la producción, se incluye el costo de operación, talento humano, reparaciones, etc. El campo Peñas Blancas maneja un precio de *lifting cost* de \$13.26 USD por cada barril.

Para la realización de este análisis, se comparó la producción diferida por bloqueo por gas durante el año 2017 con la del año 2018 (Tabla 10); dicha diferencia genera la producción incremental, la cual es el dato sobre el que se efectuarán los análisis financieros para determinar la viabilidad del proyecto.

Tabla 10. Producción incremental de los pozos intervenidos (1 año)

Pozo	Diferida (año 2017), bbl	Diferida (año 2018), bbl	Producción incremental, bbl	Incremento, %
PBL 23	1076.04	26.58	1049.46	97.5%
PBL 10	618.42	94.5	523.92	84.7%
PBL 22	686.32	2.3	684.02	99.7%
PBL 19	1164.04	59.51	1104.53	94.9%
PBL 21	813.04	67.24	745.8	91.7%
Total =	4357.86	250.13	4107.73	94.3%

Se observa que, en promedio, gracias a la instalación de la válvula BPRV se obtuvo una disminución de la diferida de producción equivalente al 94.3% en volumen, lo cual repercute directamente en un aumento de la producción de los pozos intervenidos.

7.3. AJUSTE DE VALOR DE INGRESOS

Para realizar el análisis financiero, los ingresos netos del proyecto estuvieron asociados a la producción incremental neta de los pozos donde se instaló la válvula; para ello, se estableció un precio promedio del barril de crudo BRENT de \$63,97 USD, para el año de estudio del proyecto. Además, se realiza el ajuste por calidad y costo de transporte por barril.

Tabla 11. Precio de venta del crudo del campo Peñas Blancas

Item	Costo (USD/bbl)
Crudo BRENT	\$ 63,97
Ajuste por calidad del crudo	\$ 3,25
Transporte	\$ 4,39
Precio de venta	\$ 56,33

Adicionalmente, se consideran las ganancias después del pago de regalías, según la ley 756 de 2002. El valor de ajuste por regalías de acuerdo con la producción del campo es 8%.

7.4. EVALUACIÓN FINANCIERA

Para la realización del análisis financiero, se determinó el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), el tiempo de repago o *payback* y la relación costo-beneficio (RCB).

7.4.1. Valor Presente Neto (VPN). Es el valor monetario al momento de inicio del proyecto, que resulta de sumar los futuros flujos de caja y el valor de la inversión inicial.

$$VPN = \sum_{i=1}^n \frac{FNE}{(1+r)^n} \quad (6)$$

Donde:

FNE = FLUJO NETO EFECTIVO

r = tasa de descuento

n = número de periodos a evaluar

Para establecer si es viable invertir en el proyecto, se tiene en cuenta los siguientes criterios:

- VPN > 0: Aceptar, porque el proyecto genera valor, ya que su rentabilidad es superior a la inversión inicial.
- VPN = 0: Rechazar, porque este genera una rentabilidad igual a la mínima esperada, con lo cual no genera ni destruye valor.

- $VPN < 0$: Rechazar, porque destruye valor, debido a que la rentabilidad es menor a la mínima esperada.

Para el caso de estudio, el tiempo de evaluación de los resultados será de un año. Para ello, la tasa de interés de oportunidad de la compañía es del 12% efectivo anual.

7.4.2. Tasa Interna de Retorno (TIR). Es la verdadera rentabilidad del proyecto. Es la tasa de interés que hace equivalentes los ingresos y los egresos de un proyecto. Eventualmente puede darse el caso de que en alguno o algunos períodos el resultado neto sea un egreso. La TIR se calcula con la siguiente formula:

$$VPN = 0 = \sum_{i=1}^n \frac{FNE}{(1 + TIR)^n} \quad (6)$$

Donde:

$FNE = FLUJO NETO EFECTIVO$

$n = Periodo de evaluacion$

De acuerdo con el valor resultante, la TIR se puede interpretar de la siguiente manera:

- Si la TIR es mayor que la tasa de descuento, el proyecto debe ser aceptado.
- Si la TIR es igual a la tasa de descuento, se recupera la inversión sin obtener ganancias adicionales.
- Si la TIR es menor que la tasa de descuento, el proyecto se debe rechazar.

7.4.3. Tiempo de recuperación o *payback time*: Es el tiempo que tarda en recuperarse la inversión inicial a partir de los flujos de cajas acumulados que genera el proyecto una vez en operación.³⁰

$$payback = \frac{inversión}{Flujo\ neto\ de\ efectivo} \quad (9)$$

7.4.4. Relación costo-beneficio (RCB): Es el cociente de los ingresos acumulados, sobre todos los egresos acumulados. Este valor simboliza cuánto dinero se recibe por cada unidad invertida.

$$RCP = \frac{\sum ingresos}{\sum egresos} \quad (10)$$

Donde:

$\sum ingresos$: Producción incremental * ajuste por regalías * precio de venta (en 1 año)

$\sum egresos$: (Producción incremental * lifting cost) + inversión inicial (en 1 año)

³⁰ PINEDA, Quintana, Eder Gabriel, CAMPOS MADUROS Y MARGINALES BASES Y CRITERIOS PARA SU EXPLOTACION, México, 2010, p, 33, Instituto Politécnico Nacional, Escuela de Ingeniería y Arquitectura, Ingeniería de Petróleos.

7.5. RESULTADOS FINANCIEROS

A continuación, en la Tabla 12 se muestran los resultados obtenidos tras el análisis financiero de los pozos intervenidos, basados en las consideraciones presentadas anteriormente.

Tabla 12. Resultados financieros de los pozos intervenidos

Pozo	Flujo de caja, USD		VPN, USD	TIR	Payback, días	RCB
	t=0	t=1 año				
PBL 23	-\$ 5.158,77	\$ 40.470,96	\$ 30.976,01	684,51%	60,85	2,76
PBL 10	-\$ 5.158,77	\$ 20.204,24	\$ 12.880,73	291,65%	146,34	2,13
PBL 22	-\$ 5.158,77	\$ 26.378,27	\$ 18.393,26	411,33%	102,48	2,39
PBL 19	-\$ 5.158,77	\$ 42.594,65	\$ 32.872,17	725,67%	57,34	2,80
PBL 21	-\$ 5.158,77	\$ 28.760,73	\$ 20.520,46	457,51%	91,86	2,47
Total	-\$ 25.793,85	\$ 158.408,86	\$ 115.642,63	514,13%	81,50	2,55

Los resultados financieros permiten dar cuenta de la alta eficiencia y conveniencia, que trae la instalación de válvulas de contrapresión, en los pozos que presentan fallas por bloqueo por gas. Se evidencia que en todos los pozos el VPN fue positivo y que para la totalidad del proyecto, este valor fue de \$115.642,63 USD. En cuanto a la tasa interna de retorno, se observa que puede ser hasta 60 veces superior a la

mínima establecida (12%) y una TIR de 514,13% para el proyecto completo. Adicionalmente, se encontró que, en algunos pozos, la inversión se recupera en aproximadamente dos meses y que para la totalidad del proyecto, este tiempo es inferior a 90 días, con lo cual la eficiencia de la inversión fue de 2,55 dólares por cada dólar invertido.

8. CONCLUSIONES

- Se identificó que el bloqueo por gas es el tipo de falla que mayor efecto tiene sobre la diferida de producción en los campos de la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción del Rio de ECOPETROL S.A, con un 17% del total de todas las fallas, lo cual repercutió en una diferida de 99.163 barriles de petróleo en el año 2017.
- Peñas Blancas fue el campo de la Gerencia del Rio que mayor afectación tuvo por el bloqueo por gas con 43% del total, es decir 430 de fallas por bloqueo por gas en el año 2017.
- Se realizó una hoja de ruta para implementar de manera correcta la válvula de contrapresión en un campo. En este proceso se indican la selección de pozos candidatos, la selección de parámetros funcionales a seguir, la instalación correcta de la válvula, y finaliza con un ciclo de seguimiento de parámetros, ajustes y validación de resultados.
- El análisis de los resultados demostró que la implementación de la válvula reguladora fue un éxito, ya que se logró disminuir la diferida de producción en un 94.3% en un año.
- Por su parte, el análisis económico realizado arrojó una eficiencia en la inversión de 2,55 dólares por dólar invertido, además de una tasa interna de retorno del 514%, lo cual demuestra la alta rentabilidad del proyecto que se paga en 81,5 días.

9. RECOMENDACIONES

- Seguir estudiando otras variables que afecten el funcionamiento del pozo después de la instalación de la válvula BPRV, como los son las presiones en el tubing y en el casing, condiciones de extracción y el estado mecánico de los pozos.
- Realizar una evaluación similar en pozos con otro sistema de levantamiento artificial como BES (ESP)
- Realizar un estudio de selección del mejor tipo de válvula que se adecúe a las particularidades de cada pozo.
- Se debe seguir buscando la presión óptima de operación de la válvula BPRV en la mayoría de los pozos del campo Peñas Blancas, con el objetivo de disminuir producción diferida como consecuencia del bloqueo por gas.
- Se sugiere realizar las rutinas de mantenimiento consignadas para obtener un óptimo funcionamiento de la válvula reguladora de contrapresión BPRV.
- Aunque se observa una mejoría en el llenado de la bomba en todos los casos, queda como oportunidad de mejora, el cambio de bomba del pozo PB 21, debido a la baja eficiencia presentada.
- Durante la realización del estudio se observó un problema de precipitación de parafinas y asfáltenos debido a los cambios diferenciales de presión. Por lo que se sugiere evaluar el fenómeno y los mecanismos de inhibición de parafinas que se presentan después de la implementación de la válvula.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Vicepresidencia de operaciones, regalías y participaciones. Producción fiscalizada de petróleo por campo (barriles por día calendario - BPDC). Bogotá: s.f.

CAMACHO CADENA, Wilmer Jair y TRIANA SANTAMARÍA, Juan Alid. Impacto de la producción de gas asociado a la producción de petróleo en los campos Galán, Gala y Llanito en pozos con Sistema de levantamiento de bombeo mecánico. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2011.

CAMPOS MONTAÑO, Orlando Nahim y PANCHI ZAPATA, Cristian Raúl. Estudio para el cambio de sistema de levantamiento artificial a bombeo mecánico en el campo Lago Agrio operado por EP - PetroEcuador. Tesis de grado, Escuela Politécnica Nacional. Quito, 2011.

DALLOS SANTANDER, Hugo Andrés y MENDOZA MORENO, Néstor Eduardo. Optimización de la producción en pozos con bombeo mecánico utilizando una herramienta no convencional para ajustar el desplazamiento del pistón dentro de la

bomba. Aplicación Campo Colorado. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2013.

DÍAZ CABRERA, Jorge Antonio y LÓPEZ URIBE, Juan Enrique. Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite. Aplicación Campo Payoa. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2007.

ECOPETROL S. A. El Regreso de La Cira. [En línea] Carta Petrolera Edición 108 abril–mayo. 2003. (Recuperado en octubre de 2018.) Disponible en: https://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera108/rev_produccion2.htm.

ECOPETROL S.A. Informe técnico departamento de Ingeniería y Confiabilidad del Rio. Barrancabermeja, 2010.

ECOPETROL S.A. Manual Bombeo Mecánico Básico

ECOPETROL. Departamento de producción. Gerencia del Rio

GUTIÉRREZ, Julián. Et al. Reporte final Casabe 0024D, 0024D ST1. DATALOG COLOMBIA S.A.S, 2012.

HERNANDEZ, Florencio. Bombeo Mecánico. Bucaramanga: Publicaciones UIS; p. 1-14.

HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un sistema de producción y Análisis Nodal. [En línea]. OilProductions.net. Julio 10, 2019. (Recuperado en octubre de 2019) Disponible en: <http://oilproduction.net/produccion/artificial-lift-systems/optimizacion-de-sistemas/item/419-analisis-de-un-sistema-de-produccion-y-analisis-nodal>

HIRSCHFELDT, Marcelo. Guía de Interpretación de Dinamométrica y Cálculo de Desplazamiento en Bombas de Profundidad. [En línea]. OilProductions.net. Abril 08, 2016. (Recuperado en octubre de 2019) Disponible en: <http://oilproduction.net/produccion/artificial-lift-systems/bombeo-mecanico/item/1760-guia-de-interpretacion-de-dinamometrica-y-calculo-de-desplazamiento-en-bombas-de-profundidad>.

HIRSCHFELDT, Marcelo. OilProduction.net. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. Versión 2008. [En línea]. OilProductions.net. Mayo 21, 2009. (Recuperado en octubre de 2019) Disponible en: <http://oilproduction.net/produccion/artificial-lift-systems/pcp-bombas-de-cavidades-progresivas2/item/1714-manual-de-bombeo-de-cavidades-progresivas-pcp>

LABRADOR JIMÉNEZ, Laura Soraya y SÁNCHEZ MORENO, Jhon Haver. Diseño técnico de las estrategias de levantamiento artificial a implementar en el campo Colorado. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2008.

MALDONADO PEREZ, Lelis Aylim. Análisis del comportamiento y vida útil de las varillas en los sistemas de levantamiento artificial tipo PCP y Bombeo Mecánico en el campo La Cira Infantas. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2012.

MATEUS MARIN, Cristian Fernando y ROJAS CÁRDENAS, Daniel Mauricio. Análisis y diagnóstico de problemas en el equipo de subsuelo de unidades de bombeo mecánico utilizando redes neuronales. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2007.

MESA PIMIENTO, Argemiro Andrés y LOPEZ MANRIQUE, Nohora Isabel. Análisis y determinación del volumen de deslizamiento de fluido en bombas mecánicas de subsuelo con pistón concéntrico. Tesis de grado, Universidad industrial de Santander. Bucaramanga, 2010.

MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2007.

ORTEGA, Clímaco. Curso Bombeo Mecánico. Bucaramanga: Publicaciones UIS; p. 101-140.

PEREIRA CORTES, Ángel Miguel. Estudio para la prevención y control de arenamiento de la formación Umir, bloque Santa Isabel. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2019.

PINEDA QUINTANA, Eder Gabriel. Campos maduros y marginales bases y criterios para su explotación. Instituto Politécnico Nacional, Escuela de Ingeniería y Arquitectura, Ingeniería de Petróleos. México, 2010. p.250.

REY BOTTO, Blas Octavio. Optimización de la operación de bombeo mecánico de la sección 67 de los campos petroleros “Ing. Gustavo Galindo Velasco”. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2004.

SÁNCHEZ SERRANO, Danniela y SUÁREZ GARCÍA, Ivonne Mariela Catherine. Comparación y diseño de unidades convencionales y no convencionales de bombeo mecánico. Aplicación a campos colombianos. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2018.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en Español. [En línea]. Golpe de Fluido. s.f. (Recuperado en octubre de 2019). Disponible en https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/fluid_pound.aspx

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en Español. [En línea]. Sonolog. s.f. (Recuperado en octubre de 2019). Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sonolog.aspx>.

TAKÁCS, Gabor. Modern Sucker Rod Pump. Miskolc: Pennwell Books, 1992. p. 230

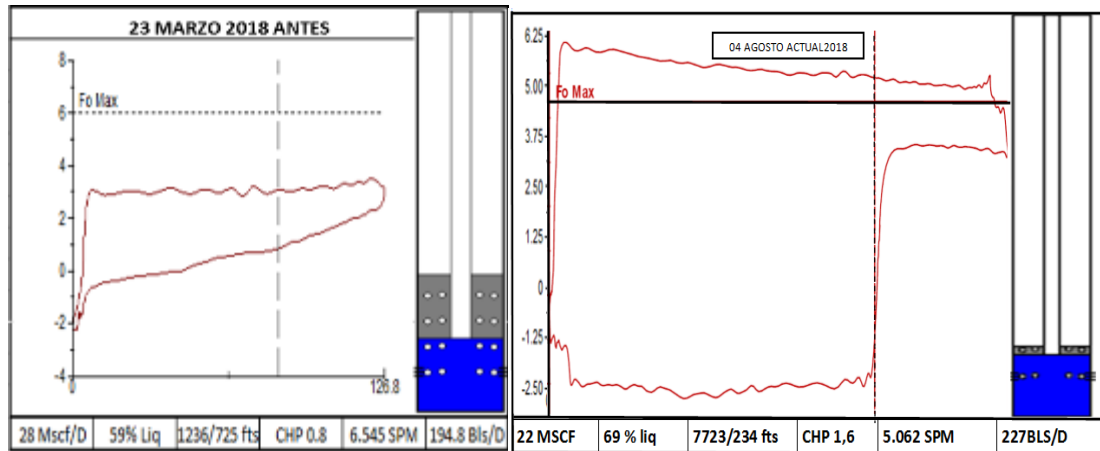
THETA ENTERPRISE. Bombeo Mecánico Optimización. s.f.

UREN, L. C., COLLINS, V. J., & SARGENT, S. B. (1925, December 1). Influence of Submergence on the Efficiency of the Oil-well Plunger Pump. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/925157-G

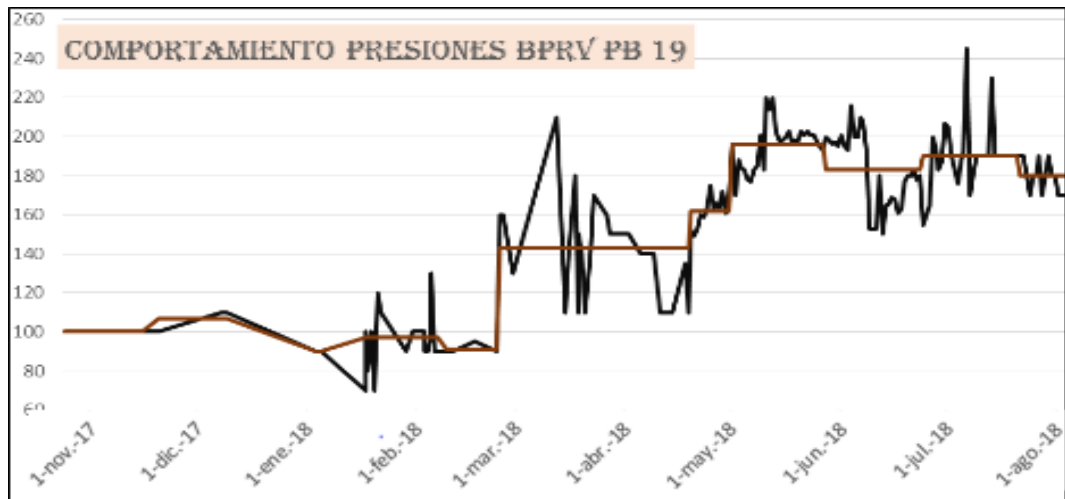
VILLALBA VILLAMIZAR, María Cristina. Análisis del desempeño de la válvula reguladora de contrapresión BPRV para el manejo de gas en el proceso de extracción de pozos productores con bombeo mecánico del campo La Cira Infantas. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2014.

ANEXOS

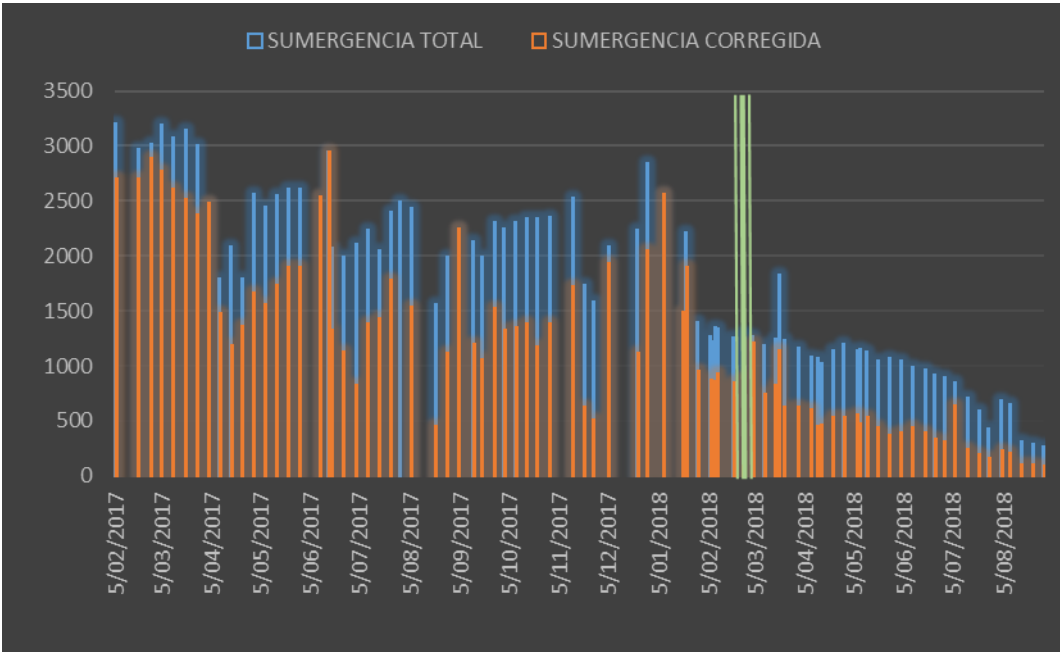
ANEXO A. Cartas dinámicas - pozo PB19



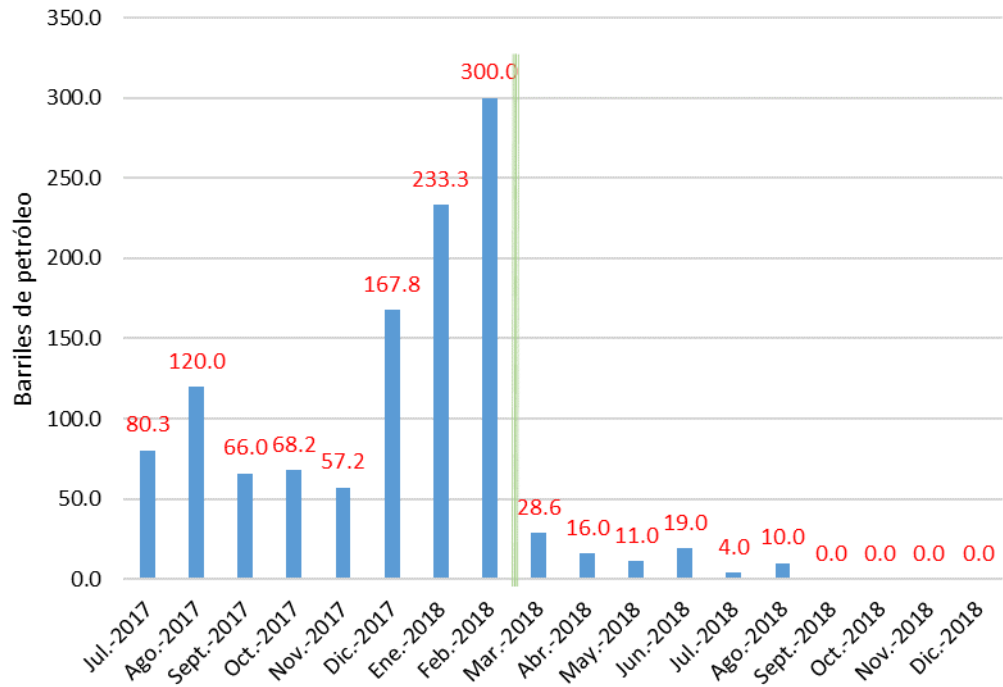
ANEXO B. Comportamiento de presiones BPRV - pozo PB19



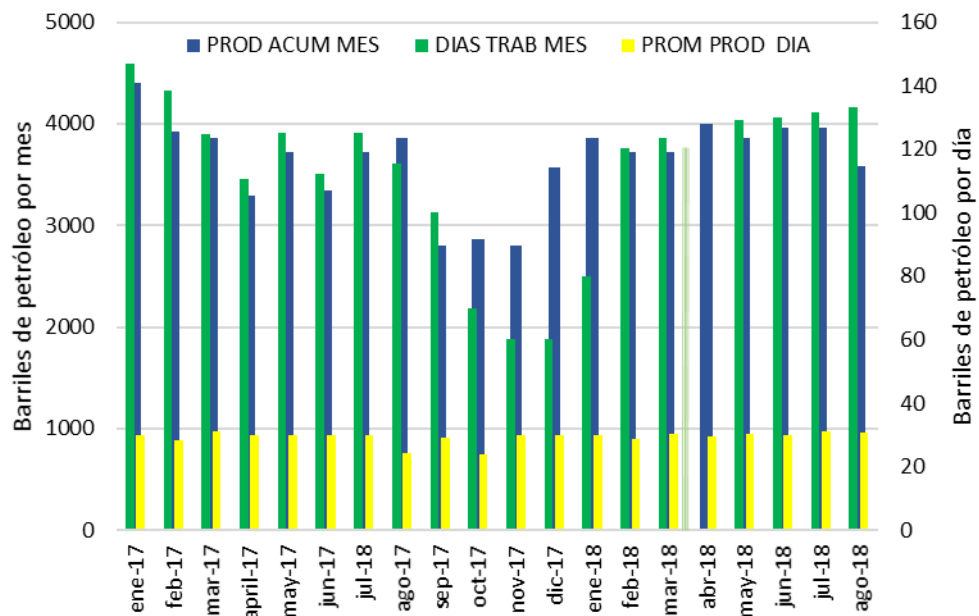
ANEXO C. Control de sumergencia - pozo PB19



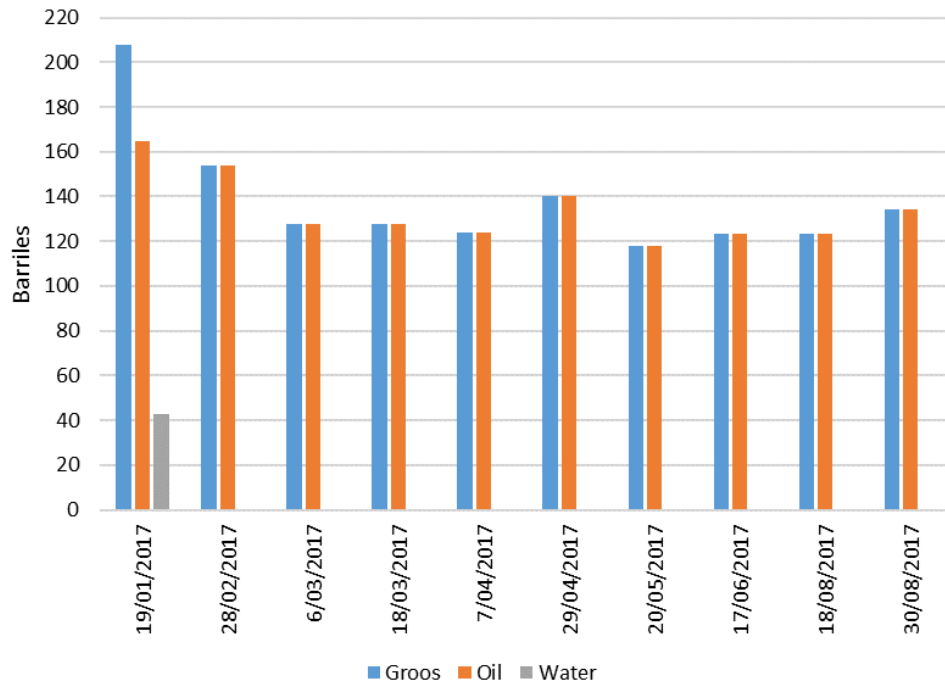
ANEXO D. Diferidas por bloqueo por gas - pozo PB19



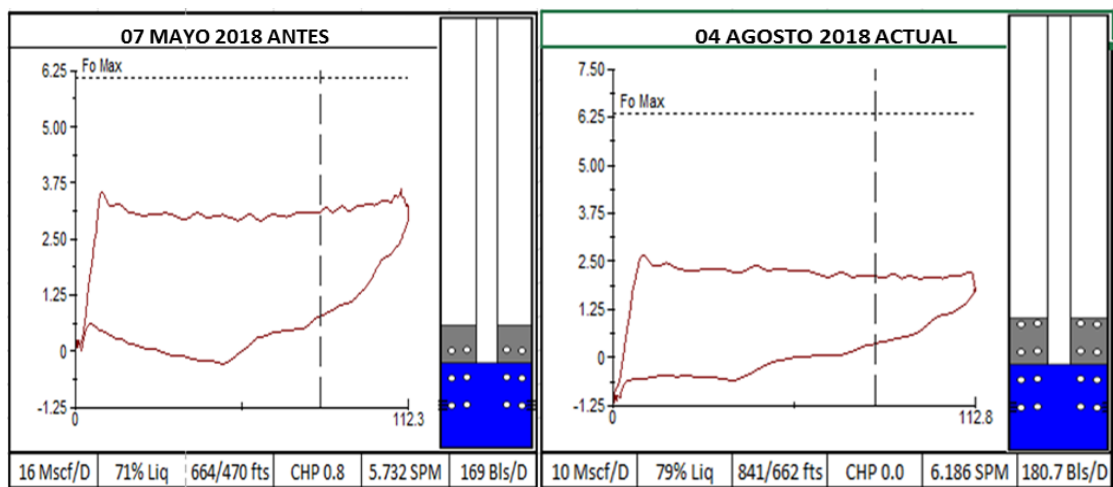
ANEXO E. Gráfica de producción acumulada - pozo PB19



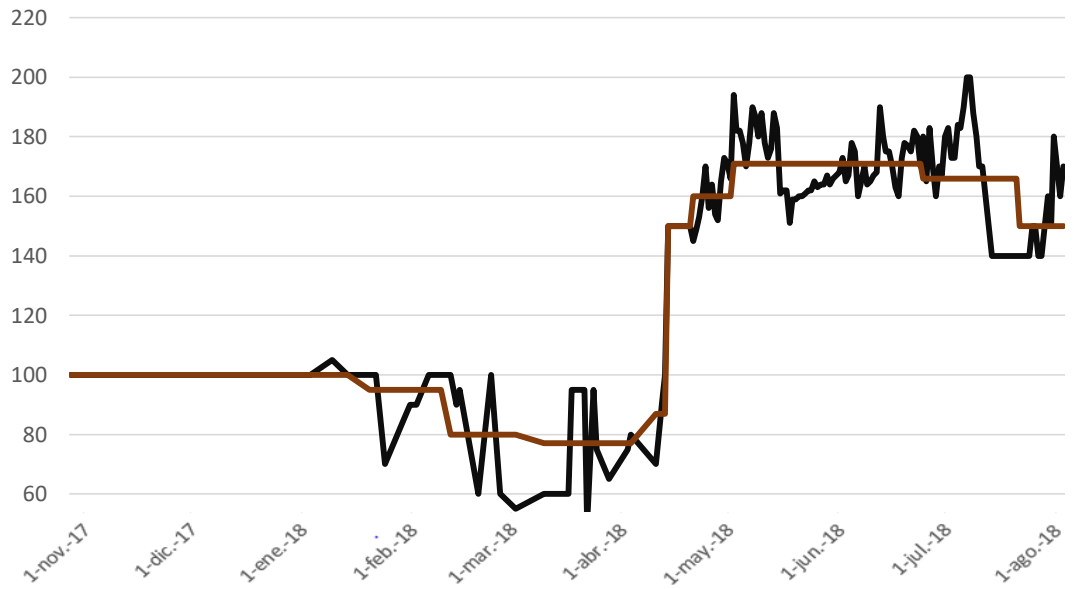
ANEXO F. Gráfica de pruebas de producción - pozo PB19



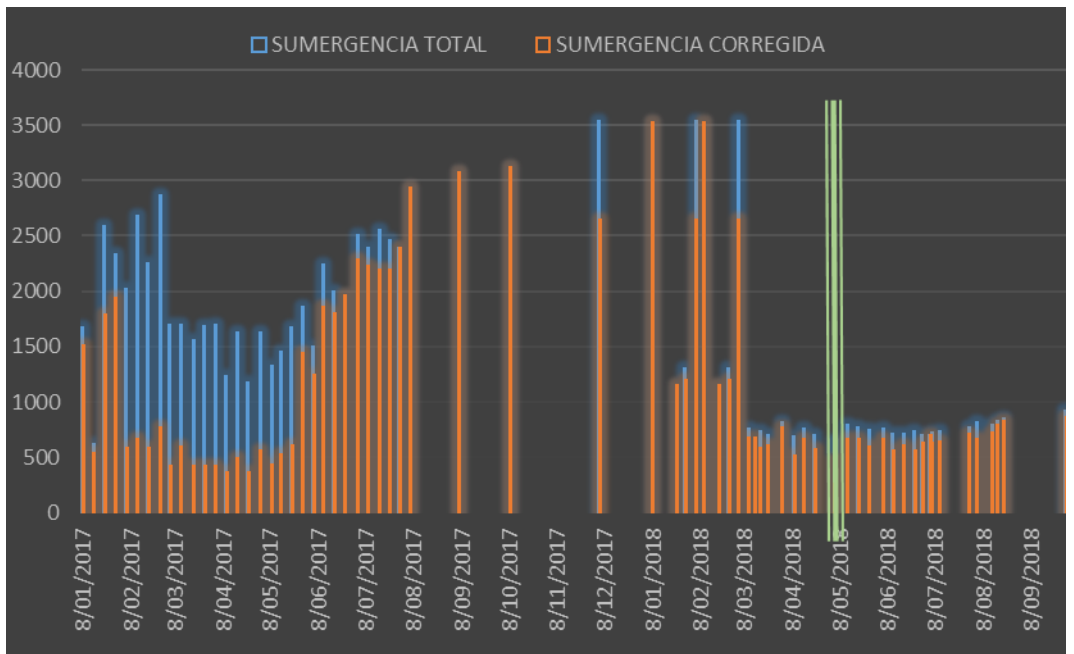
ANEXO G. Cartas dinamométricas - pozo PB21



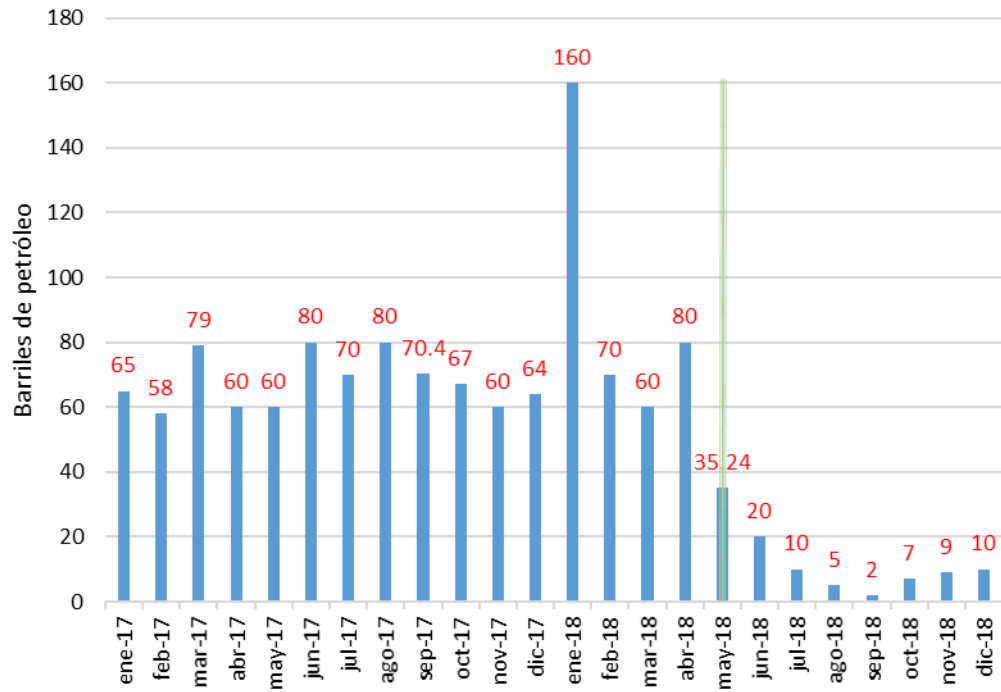
ANEXO H. Comportamiento de presiones BPRV - pozo PB21



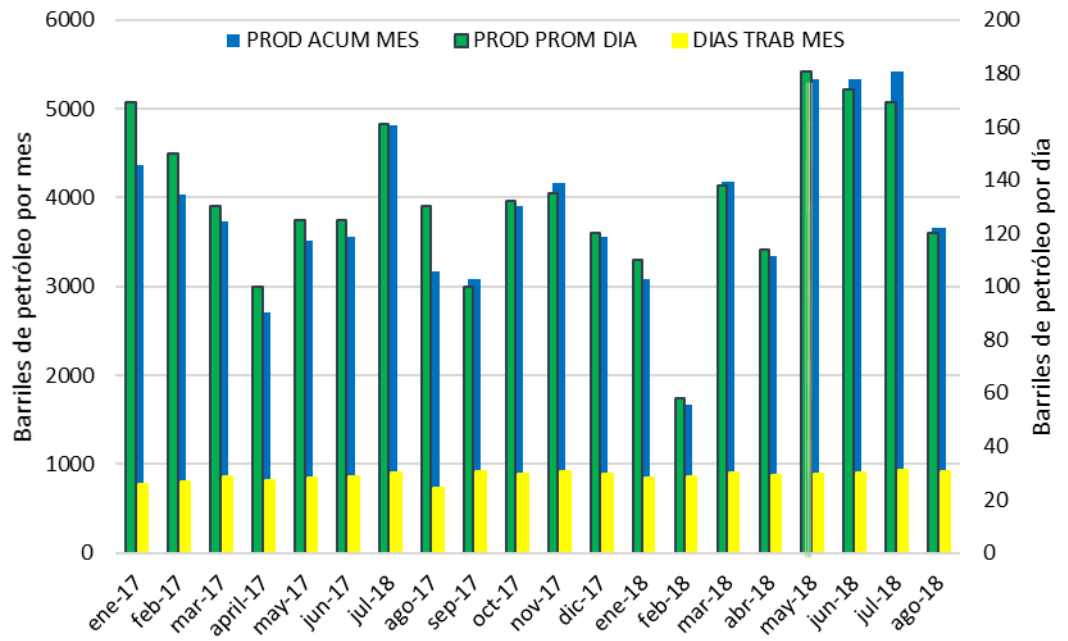
ANEXO I. Control de sumergencia - pozo PB21



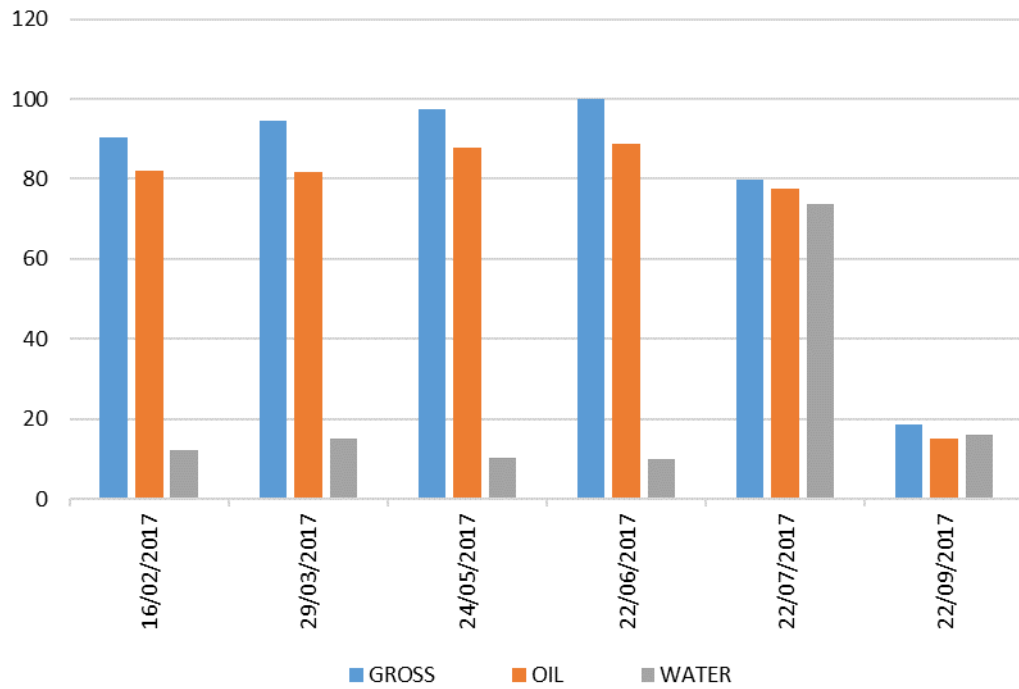
ANEXO J. Diferidas por bloqueo por gas - pozo PB21



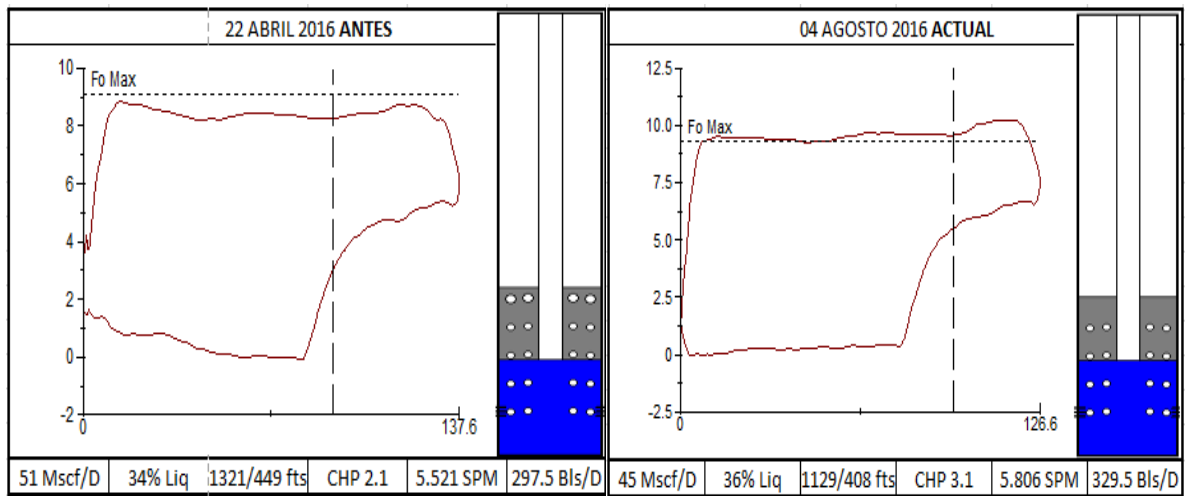
ANEXO K. Gráfica de producción acumulada - pozo PB21



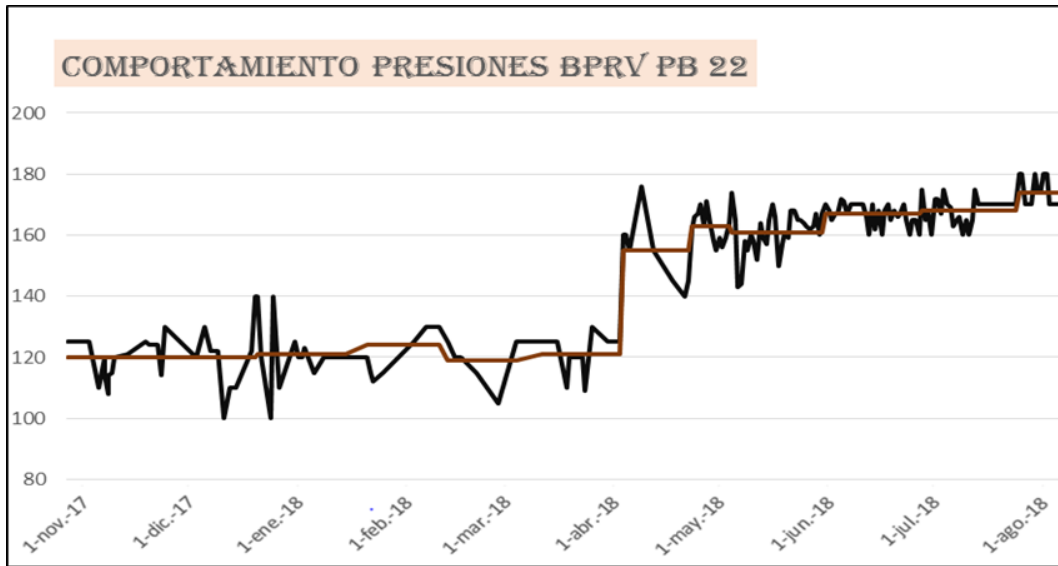
ANEXO L. Gráfica de pruebas de producción - pozo PB21



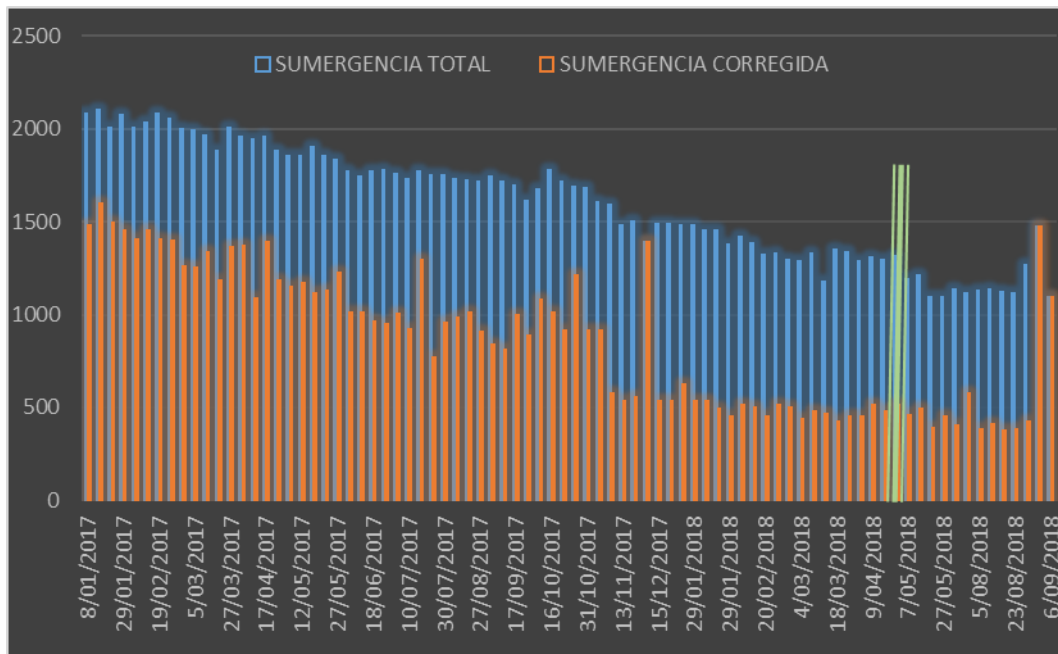
ANEXO M. Cartas dinamométricas - pozo PB22



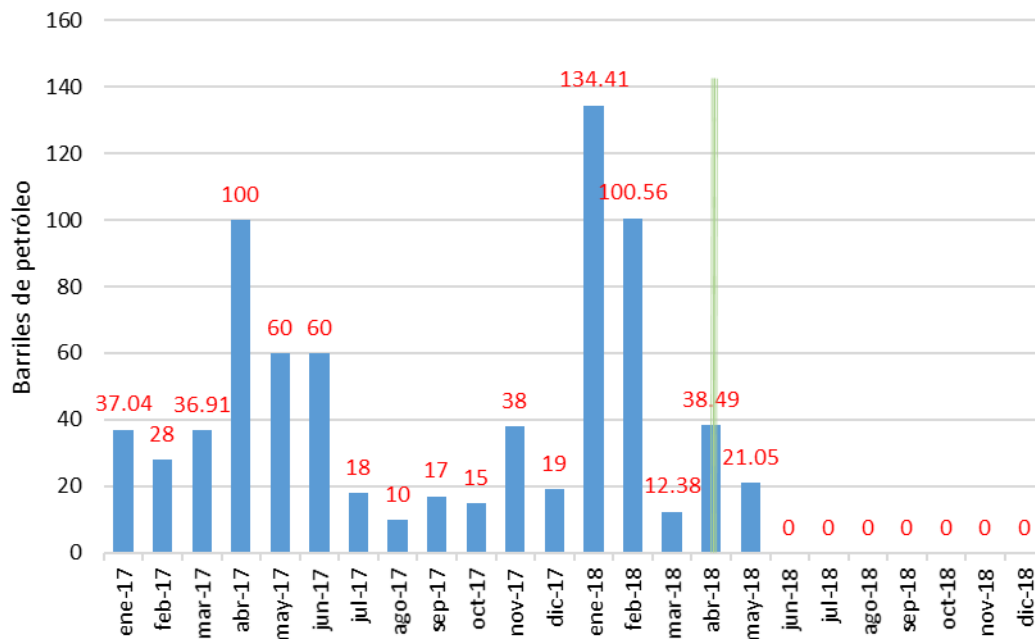
ANEXO N. Comportamiento de presiones BPRV - pozo PB22



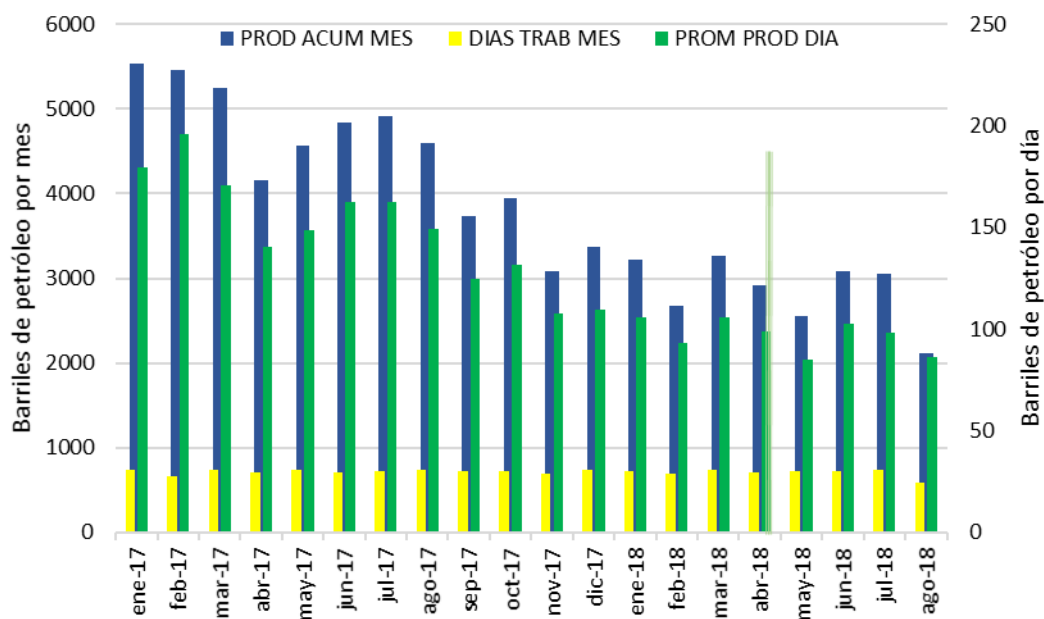
ANEXO O. Control de sumergencia - pozo PB22



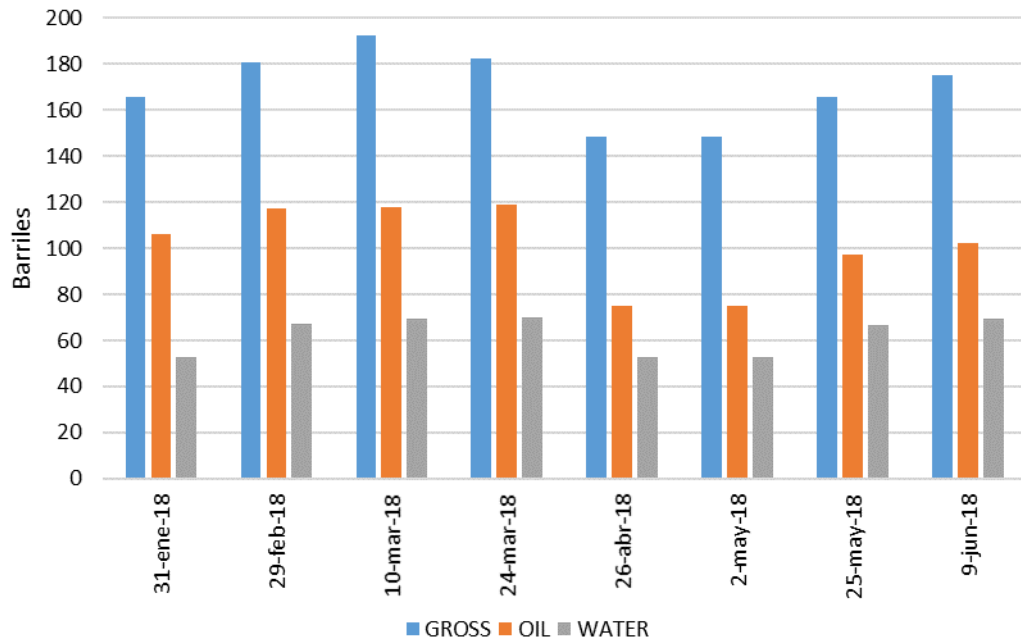
ANEXO P. Diferidas por bloqueo por gas - pozo PB22



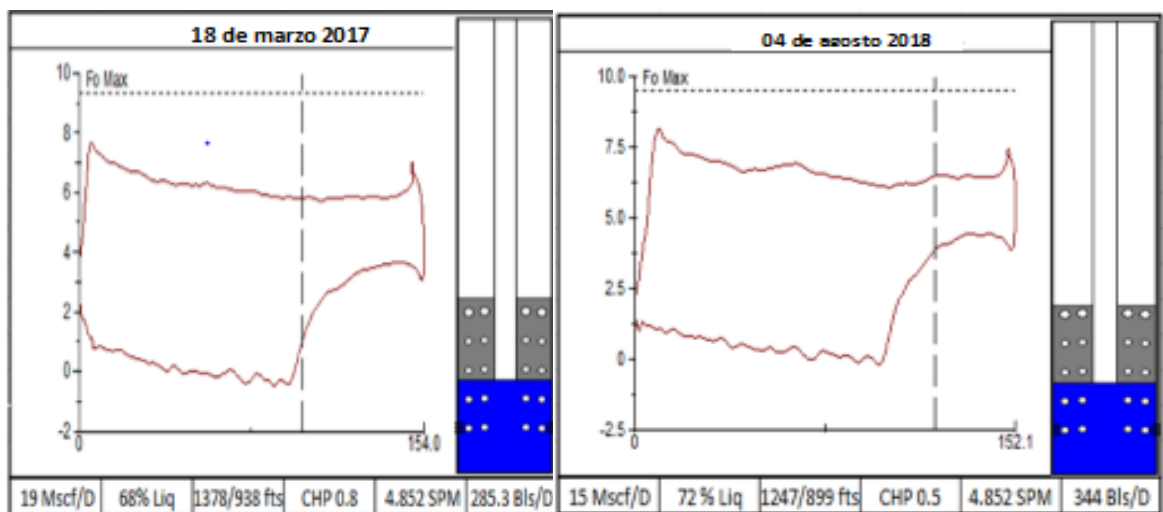
ANEXO Q. Gráfica de producción acumulada - pozo PB22



ANEXO R. Gráfica de pruebas de producción - pozo PB22



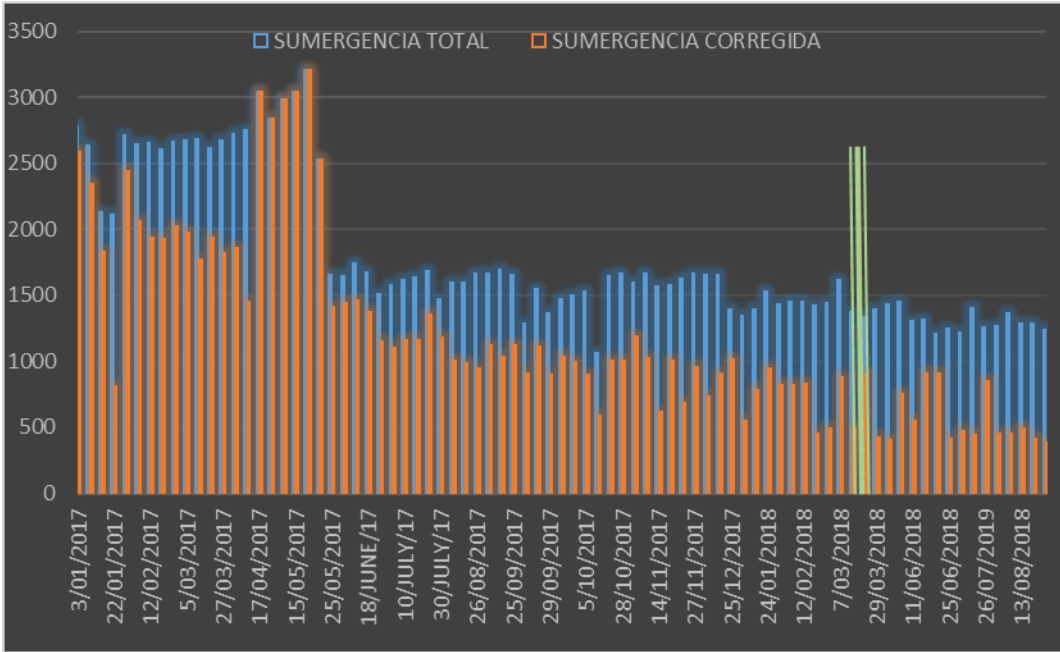
ANEXO S. Cartas dinamométricas - pozo PB23



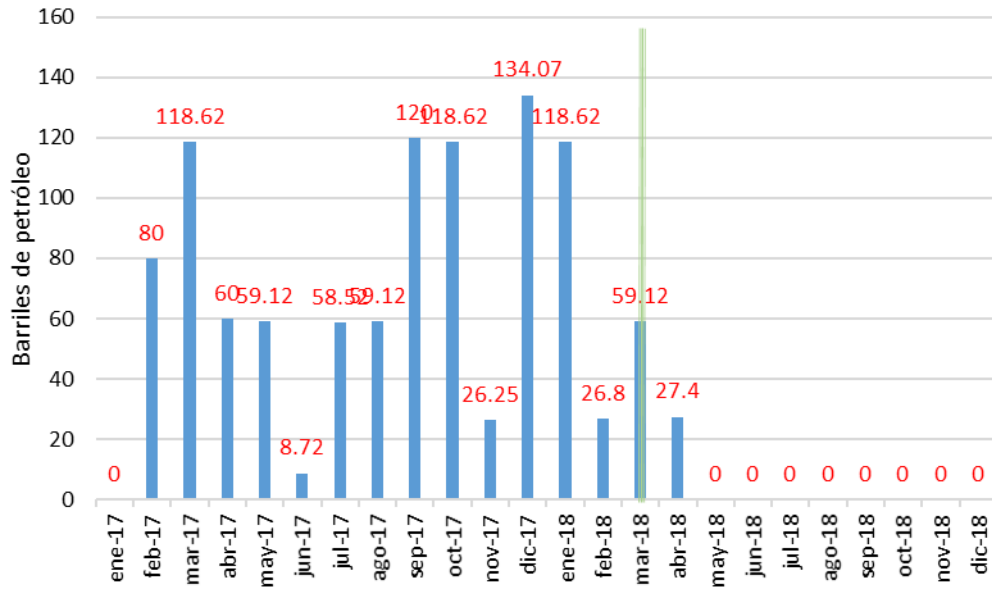
ANEXO T. Comportamiento de presiones BPRV - pozo PB23



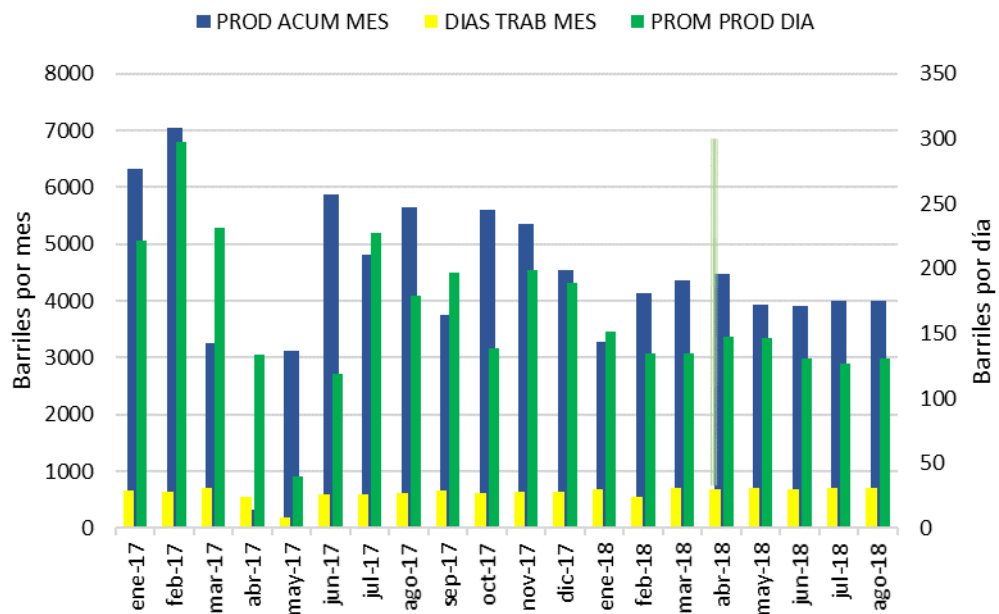
ANEXO U. Control de sumergencia - pozo PB23



ANEXO V. Diferidas por bloqueo por gas - pozo PB23



ANEXO W. Gráfica de producción acumulada - pozo PB23



ANEXO X. Gráfica de pruebas de producción - pozo PB23

