

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DEL CONSUMO DE GAS LIFT DE POZOS INTERMITENTES POR SISTEMA DE CONTROLADOR DE GAS LIFT EN SUPERFICIE

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Gómez Coy, Alberto José Gregorio
Como requisito para optar al
Título de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Octubre de 2015

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DEL CONSUMO DE GAS LIFT DE POZOS INTERMITENTES POR SISTEMA DE CONTROLADOR DE GAS LIFT EN SUPERFICIE

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Alberto Vegas

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Joel Mavarez

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Gómez Coy, Alberto José Gregorio
Como requisito para optar al
Título de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Octubre de 2015

CARTA DE APROBACIÓN

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Alberto José Gregorio Gómez Coy, titulado:

**“EVALUACIÓN DEL CONSUMO DE GAS LIFT DE POZOS
INTERMITENTES POR SISTEMA DE CONTROLADOR DE GAS LIFT EN
SUPERFICIE”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expresadas por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof. Lisbeth Miranda
Jurado

Prof. Sandro Gasbarri
Jurado

Prof. Alberto Vegas
Tutor Académico

Ing. Joel Mavarez
Tutor Industrial

DEDICATORIA

Este Trabajo Especial de Grado, se lo dedico en primer lugar a Dios y al Dr. José Gregorio Hernández, por permitirme estar vivo y alcanzar mis metas, y darme la fuerza para seguir adelante y alcanzar este gran logro personal.

A mis padres Subeida y Douglas, por todos sus esfuerzos y sacrificios, en formarme y darme todo su apoyo, gracias por su amor, por ser paciente y confiar en mí.

A mi hermano Joe, mis abuel@s, ti@s y prim@s, les dedico este trabajo y les doy las gracias por su apoyo incondicional y ayudarme en los bueno y malos momentos que vivimos juntos como familia en este largo viaje de mi formación.

A todos mis amigos y compañeros de estudios, por estar siempre presente y poder constar con ustedes.

AGRADECIMIENTO

En primer lugar quiero agradecer a Dios y al Dr. José Gregorio Hernández, por haberme dado la vida, salud y bienestar tanto a mí como a mi familia durante todos estos años de formación.

A la Universidad Central de Venezuela y a la Escuela de Ingeniería de Petróleo mi casa de estudio, y a los excelentes profesores que me inculcaron y guiaron en mi carrera de aprendizaje académico durante estos años de formación profesional.

Agradezco enormemente a mis padres Subeida Coy y Douglas Gómez, por apoyarme en el transcurso de mi carrera, y por ser mi fortaleza, mi orgullo, mi alegría y mis ganas de salir adelante, sin ellos, sin su apoyo y sin su crianza no sería la persona que soy ahora, y no sería el profesional que soy, ni el ingeniero en el que me he convertido, gracias por estas a mi lado.

A mi hermano Joe Gómez por ser más que un hermano, sino también un amigo y ayudarme en este largo viaje.

Agradezco a mis familiares más cercanos (abuel@s, ti@s y prim@s), que siempre has estado a mi lado pendiente de mí, brindándome su apoyo y ayuda incondicional.

A mis amigos de estudios y compañeros de clases, por haber compartidos tantos momentos de estudios hasta alcanzar nuestra anhelada meta y sueño.

Finalmente quiero agradecer a la Empresa Lagopetrol y a mis Tutores Industrial y Académico por el apoyo brindado en la elaboración de este Trabajo Especial de Grado, y a todo el personal de la empresa por brindarme sus conocimientos y experiencia.

RESUMEN

Gómez C., Alberto J.

EVALUACIÓN DEL CONSUMO DE GAS LIFT DE POZOS INTERMITENTES POR SISTEMA DE CONTROLADOR DE GAS LIFT EN SUPERFICIE

Tutor Académico
Prof. Alberto Vegas

Tutor Industrial
Ing. Joel Mavarez

Trabajo Especial de Grado. Caracas – Venezuela. Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo. Año 2015, pág. 132.

Palabras Clave: Controlador, Válvula motora, Set Point, Ciclo, Gas Lift, Intermitente.

Resumen: La presente investigación se realizó en la Empresa Mixta PDVSA Lagopetrol, tomando como base de estudio los pozos del Campo B-2-X 70/80, ubicados en el Lago de Maracaibo. De allí que el propósito del presente trabajo consistió en la evaluación del consumo de Gas Lift de pozos intermitente por Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie. Para ello, se determinó el rango y condición de operatividad del sistema, luego se estableció las ventajas y desventajas del controlador, consiguientemente fue necesario la definición de los procedimientos y mecanismos para el reemplazo, mantenimiento y optimización de las partes y componentes, finalmente se determinó la eficiencia y comportamiento de los pozos que disponen del controlador y se elaboró un programa que permite visualizar las presiones y movimientos de los fluidos en un pozo con controlador en superficie. El presente trabajo se justificó por cuanto posee valor teórico, utilidad práctica, por su conveniencia y en base a los beneficios netos que genera. El estudio se sustenta en la implementación de una válvula motora, manipuladas por un controlador que permite establecer mediante Ciclos ON y OFF, los intervalos de intermitencia de pozos con levantamiento artificial de Gas Lift intermitente, para un uso más eficiente del gas y una mayor producción. El estudio se hizo bajo un tipo de investigación Descriptiva – Correlacional, en base a un Diseño Experimental. El procesamiento de los datos permitió determinar que la implementación de este sistema no solo redujo considerablemente el consumo de gas del pozo, hasta más del 50%, sino que la producción aumentó entre un 50% a 100%. Lo que permitió llegar a la conclusión de que el Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie, permite utilizar de forma más eficiente y optima el Gas Lift de levantamiento, garantizando un menor consumo del recurso con un aumento significativo en la producción.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
OBJETIVOS.....	5
<i>Objetivo General</i>	5
<i>Objetivos Específicos</i>	5
ANTECEDENTES	6
ALCANCE	8
LIMITACIONES	9
CAPITULO II.....	10
MARCO TEORICO REFERENCIAL	10
EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN	10
<i>El Sistema de producción y el proceso de producción</i>	10
<i>Proceso de producción</i>	10
<i>Recorrido de los fluidos en el sistema</i>	11
<i>Capacidad de producción del sistema</i>	12
<i>Curvas de oferta y demanda de energía en el fondo del pozo: Curvas VLP / IPR</i>	14
<i>Métodos de Producción: Flujo Natural y Levantamiento Artificial</i>	14
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	15
<i>Método de Levantamiento Artificial por Gas Lift</i>	15
<i>Tipo de Levantamiento Artificial por Gas</i>	16
<i>Rangos de Aplicación</i>	17
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS INTERMITENTE	18
<i>Mecanismos de Levantamiento</i>	18
<i>Ciclo de Levantamiento Intermitente</i>	19
<i>Eficiencia del LAG Intermitente</i>	19
<i>Máxima Profundidad de Inyección</i>	20
<i>Tasa de Inyección de Gas Adecuada</i>	20
<i>Control de la Inyección</i>	20
<i>Subtipos de LAG Intermitente</i>	20
CONTROLADOR DE GAS LIFT EN SUPERFICIE	22

<i>Uso de Controlador de Gas Lift en Superficie</i>	23
<i>Etapas de un Ciclo de Inyección con Controlador.....</i>	24
<i>Ventajas del uso de controlador de superficie.....</i>	25
<i>Desventajas del uso de controladores de superficie</i>	25
<i>Pasos para determinar el tiempo de ciclo óptimo a fin de maximizar la producción</i>	26
<i>Pasos para encontrar el volumen de gas mínimo requerido.....</i>	26
<i>Importancia del análisis cualitativo de la presión de inyección de superficie</i>	27
<i>Tendencias más comunes en la presión de inyección encontradas cuando se usan controladores</i>	27
<i>Procedimiento de ajuste para controlador de Gas Lift en superficie.</i>	32
VÁLVULAS MOTORAS DE ALTA PRESIÓN (HPMV DE 1” Y 2”)	33
<i>Aplicaciones.....</i>	34
<i>Características</i>	34
<i>Actuadores</i>	34
<i>Resortes.....</i>	34
<i>Carrera del Vástago</i>	35
<i>Presión de Operación del Actuador</i>	35
<i>Presión de Operación.....</i>	35
<i>Tamaños de Válvulas Internas</i>	35
<i>Especificaciones de las Válvulas Internas</i>	35
CONVERSIÓN DE ACTUADORES.....	38
INSTRUCCIONES DE CONVERSIÓN	39
<i>Servicio Normalmente Cerrado a Servicio Normalmente Abierto</i>	39
<i>Servicio Normalmente Abierto a Servicio Normalmente Cerrado</i>	39
CONTROLADOR ELECTRÓNICO MARCA “FERGUSON BEAUREGARD INC. TIPO “LIQUILIFT III”.....	40
SUMIDERO Y REGULADORES	44
MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE CONTROLADOR DE GAS LIFT EN SUPERFICIE.....	45
<i>Controlador Electrónico “Liquilift III”</i>	45
<i>Válvula Motora.....</i>	45
<i>Sumidero y regulador.....</i>	45
CONSUMO DE GAS LIFT POR SISTEMA DE CONTROLADOR EN SUPERFICIE	46

<i>Medidores de flujo</i>	46
<i>Medición de Gas por Placa de Orificio (Medidor del Tipo Diferencial)</i>	46
<i>Placas de orificio</i>	47
<i>Cartas o Disco de Medición</i>	48
<i>Calculo de Volumen de Gas Lift con Sistema de Controlador en Superficie</i>	51
ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA EMPRESA	54
<i>Reseña Histórica de la Empresa</i>	54
<i>Actividad Económica</i>	55
<i>Localización de la Empresa</i>	55
<i>Condición Actual del Yacimiento B-2-X.70/80</i>	58
EMPRESA MIXTA PDVSA LAGOPETROL S.A.	60
<i>Métodos de Producción</i>	60
<i>Misión</i>	60
<i>Visión</i>	60
<i>Valores</i>	60
<i>Políticas de calidad</i>	61
<i>Políticas de Seguridad, Higiene y Ambiente</i>	61
<i>Proceso Productivo</i>	61
<i>Productos Obtenidos</i>	62
<i>Estructura Organizacional de la Empresa</i>	62
CAPITULO III	63
MARCO METODOLOGÍA	63
TIPO DE INVESTIGACIÓN	63
DISEÑO DE INVESTIGACIÓN	65
POBLACIÓN Y MUESTRA	66
<i>Población</i>	66
<i>Muestra</i>	67
PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO DE LA INVESTIGACIÓN	68
APLICACIONES UTILIZADAS PARA LA ADQUISICIÓN DE DATOS	69
<i>Centinela</i>	69
<i>Estructura General de Centinela</i>	70
<i>Beneficios del Sistema Centinela</i>	70
<i>Centinela Pozo</i>	71

<i>Entrada al Sistema Centinela Pozo</i>	72
<i>Beneficios de Centinela Pozo</i>	72
<i>Modernización de la Aplicación</i>	73
<i>Soporte de Centinela al Proceso de Producción</i>	74
<i>AICO (Ambiente Integrado de Consultas Operacionales)</i>	75
<i>Entrada a AICO</i>	75
<i>Estructura de la Pantalla</i>	76
<i>PI System (PI PROCESSBOOK)</i>	76
<i>Características de PI System (PI PROCESSBOOK)</i>	77
CAPITULO IV	78
ANÁLISIS DE RESULTADOS	78
EVALUACIÓN DE SISTEMA DE CONTROLADOR DE GAS LIFT EN SUPERFICIE	78
<i>ANÁLISIS DEL POZO BA-1215</i>	79
<i>ANÁLISIS DEL POZO BA-1300</i>	86
<i>ANÁLISIS DEL POZO BA-1453</i>	91
<i>ANÁLISIS DEL POZO LL-1280</i>	93
<i>ANÁLISIS DEL POZO LL-1408</i>	99
<i>ANÁLISIS DEL POZO LL-1468</i>	101
<i>ANÁLISIS DEL POZO LL-1764</i>	105
<i>ANÁLISIS DEL POZO LL-1887</i>	110
<i>ANÁLISIS DEL POZO LL-2125</i>	114
<i>EVALUACIÓN DEL CONSUMO DE GAS LIFT</i>	119
PROGRAMA DE VISUALIZACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROLADOR DE GAS LIFT EN SUPERFICIE	121
CONCLUSIONES	125
RECOMENDACIONES	127
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	129
GLOSARIO DE TÉRMINOS	131

ÍNDICE DE FIGURA

<i>Figura 2.1 Esquema de Proceso de Producción.....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 2.2 Sistemas de Levantamiento Artificial.....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 2.3 Tipo de Levantamiento Artificial por Gas.....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 2.4 Ciclo de Levantamiento con Gas en Flujo Intermitente</i>	<i>18</i>
<i>Figura 2.5 Tipos de Levantamiento Artificial por Gas Lift Intermitente</i>	<i>21</i>
<i>Figura 2.6 Etapas de un ciclo de inyección con controlador</i>	<i>24</i>
<i>Figura 2.7 Influencia del caudal instantáneo del gas sobre el comportamiento de la presión de inyección.....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 2.8 Cierre prematuro de la válvula de subsuelo mientras el controlador de superficie permanece abierto</i>	<i>28</i>
<i>Figura 2.9 Tiempo de inyección de gas del controlador de superficie muy cortó</i>	<i>29</i>
<i>Figura 2.10 Fugas en el Sistema de Inyección</i>	<i>30</i>
<i>Figura 2.11 Excesivo tiempo de apertura del controlador de superficie.....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 2.12 Excesivo tiempo de apertura del controlador de superficie.....</i>	<i>31</i>
<i>Figura 2.13 Configuración de una Válvula Motora de Alta Presión (HPMV de 1")</i>	<i>33</i>
<i>Figura 2.14 Actuadores de Hierro Dúctil / Cuerpo de Acero (HPMV 1").....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 2.15 Actuadores de Hierro Dúctil / Cuerpo de Acero (HPMV 2").....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 2.16 Servicios de las Válvulas motoras de Alta Presión (HPVM)</i>	<i>38</i>
<i>Figura 2.17 Controlador Electrónico Marca Ferguson Beauregard Inc.</i>	<i>41</i>
<i>Figura 2.18 Válvula Solenoide de Controlador Electrónico Marca Ferguson Beauregard Inc. Tipo "LIQUILIFT III"</i>	<i>42</i>
<i>Figura 2.19 Sumidero y Reguladores</i>	<i>44</i>
<i>Figura 2.20 Registradores de Presión Diferencial (Tipo Barton).....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 2.21 Disco de Presión Diferencial Pozo LL-2026</i>	<i>49</i>
<i>Figura 2.22 Disco de Presión Diferencial Pozo LL-1796</i>	<i>49</i>
<i>Figura 2.23 Disco de Presión Diferencial Pozo LL-1408</i>	<i>50</i>
<i>Figura 2.24 Disco de Presión Diferencial Pozo BA-1215.....</i>	<i>50</i>
<i>Figura 2.25 Ubicación Geográfica del Campo B-2-X 70/80</i>	<i>55</i>

<i>Figura 2.26 Límites del Campo B-2-X 70/80</i>	<i>56</i>
<i>Figura 2.27 Mapa Isópaco del Yacimiento B-2-X 70/80</i>	<i>57</i>
<i>Figura 2.28 Columna Estratigráfica del Campo B-2-X 70/80.....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 2.29 Estructura Organizacional de la Empresa.....</i>	<i>62</i>
<i>Figura 3.1 Pantalla Principal Centinela Pozo</i>	<i>69</i>
<i>Figura 3.2 Aplicaciones asociadas al Programa centinela</i>	<i>70</i>
<i>Figura 3.3 Pantalla de Inicio de AICO.....</i>	<i>75</i>
<i>Figura 3.4 Estructura de la Pantalla AICO.....</i>	<i>76</i>
<i>Figura 3.5 Pirámide de Automatización.....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 4.1 Barriles Producidos Pruebas (Junio 2003 – Abril 2004) Pozo BA-1215</i>	<i>79</i>
<i>Figura 4.2 Gas Producido Pruebas (Junio 2003 – Abril 2004) Pozo BA-1215</i>	<i>80</i>
<i>Figura 4.3 Barriles Producidos Pruebas (Diciembre 2005 – Marzo 2006).....</i>	<i>82</i>
<i>Figura 4.4 Gas Producido Pruebas (Diciembre 2005 – Marzo 2006) Pozo BA-1215</i>	<i>82</i>
<i>Figura 4.5 Barriles Producidos Pruebas (Febrero – Abril) 2015 Pozo BA-1215.....</i>	<i>84</i>
<i>Figura 4.6 Gas Producido Pruebas (Febrero – Abril) 2015 Pozo BA-1215</i>	<i>85</i>
<i>Figura 4.7 Barriles Producidos Pruebas (Marzo 2004 – Mayo 2005) Pozo BA-1300.....</i>	<i>87</i>
<i>Figura 4.8 Gas Producido Pruebas (Marzo 2004 – Mayo 2005) Pozo BA-1300.....</i>	<i>87</i>
<i>Figura 4.9 Barriles Producidos Pruebas (Agosto – Diciembre) 2007 Pozo BA-1300</i>	<i>89</i>
<i>Figura 4.10 Gas Producido Pruebas (Agosto – Diciembre) 2007 Pozo BA-1300</i>	<i>90</i>
<i>Figura 4.11 Barriles Producidos Pruebas (Junio – Octubre) 2007 Pozo BA-1453</i>	<i>91</i>
<i>Figura 4.12 Gas Producido Pruebas (Junio – Octubre) 2007 Pozo BA-1453</i>	<i>92</i>
<i>Figura 4.13 Barriles Producidos Pruebas (Octubre 2004–Julio 2005) Pozo LL-1280.....</i>	<i>94</i>
<i>Figura 4.14 Gas Producido Pruebas (Octubre 2004 – Julio 2005) Pozo LL-1280.....</i>	<i>94</i>
<i>Figura 4.15 Barriles Producidos Pruebas (Mayo – Septiembre) 2007 Pozo LL-1280.....</i>	<i>96</i>
<i>Figura 4.16 Gas Producido Pruebas (Mayo – Septiembre) 2007 Pozo LL-1280.....</i>	<i>97</i>
<i>Figura 4.17 Barriles Producidos Pruebas (Enero 2005 – Enero 2006) Pozo LL-1408</i>	<i>99</i>
<i>Figura 4.18 Gas Producido Pruebas (Enero 2005 – Enero 2006) Pozo LL-1408</i>	<i>100</i>
<i>Figura 4.19 Barriles Producidos Pruebas (Junio 2003 – Enero 2004) Pozo LL-1468</i>	<i>102</i>
<i>Figura 4.20 Gas Producido Pruebas (Junio 2003 – Enero 2004) Pozo LL-1468</i>	<i>102</i>

<i>Figura 4.21 Barriles Producidos Pruebas (Marzo – Noviembre) 2005 Pozo LL-1764.....</i>	<i>105</i>
<i>Figura 4.22 Gas Producido Pruebas (Marzo – Noviembre) 2005 Pozo LL-1764.....</i>	<i>106</i>
<i>Figura 4.23 Barriles Producidos Pruebas (Junio – Noviembre) 2007 Pozo LL-1764</i>	<i>108</i>
<i>Figura 4.24 Gas Producido Pruebas (Junio – Noviembre) 2007 Pozo LL-1764</i>	<i>108</i>
<i>Figura 4.25 Barriles Producidos Pruebas (Agosto 2007–Enero 2008) Pozo LL-1887.....</i>	<i>111</i>
<i>Figura 4.26 Gas Producido Pruebas (Agosto 2007 – Enero 2008) Pozo LL-1887.....</i>	<i>111</i>
<i>Figura 4.27 Barriles Producidos Pruebas (Julio 2003 – Enero 2004) Pozo LL-2125.....</i>	<i>114</i>
<i>Figura 4.28 Gas Producido Pruebas (Julio 2003 – Febrero 2004) Pozo LL-2125.....</i>	<i>115</i>
<i>Figura 4.29 Barriles Producidos Pruebas (Abril – Noviembre) 2007 Pozo LL-2125.....</i>	<i>117</i>
<i>Figura 4.30 Gas Producido Pruebas (Abril – Noviembre) 2007 Pozo LL-2125</i>	<i>117</i>
<i>Figura 4.31 Frecuencia de Eficiencia del Controlador.....</i>	<i>119</i>
<i>Figura 4.32 Inicio del “Ciclo OFF”</i>	<i>121</i>
<i>Figura 4.33 Fin del “Ciclo OFF” e Inicio del “Ciclo ON”</i>	<i>121</i>
<i>Figura 4.34 Apertura de la Válvula de Subsuelo.....</i>	<i>122</i>
<i>Figura 4.35 Fin del “Ciclo ON” Cierre de la Válvula Motora</i>	<i>123</i>
<i>Figura 4.36 Cierre de la Válvula de Subsuelo.....</i>	<i>123</i>
<i>Figura 4.37 Fin de Ciclo del Sistema</i>	<i>124</i>

ÍNDICE DE TABLA

<i>Tabla 2.1 Rango de Aplicación del Levantamiento Artificial por Gas</i>	17
<i>Tabla 2.2 Especificaciones de Válvulas con Cuerpo Horizontal (HPMV 1")</i>	36
<i>Tabla 2.3 Especificaciones de Válvulas con Cuerpo Angular (HPMV 1")</i>	37
<i>Tabla 2.4 Especificaciones de Válvulas con Cuerpo Horizontal (HPMV 2")</i>	38
<i>Tabla 2.5 Especificaciones Técnicas del Controlador Electrónico LiquiLift III</i>	43
<i>Tabla 2.6 Especificaciones Energéticas del Controlador Electrónico LiquiLift III</i>	43
<i>Tabla 2.7 Especificaciones Mecánicas del Controlador Electrónico LiquiLift III</i>	44
<i>Tabla 2.8 Factor de acuerdo a la Placa Orificio</i>	52
<i>Tabla 2.9 Categoría de los Pozo del B-2-X 70/80 de la EM PDVSA Lagopetrol</i>	54
<i>Tabla 2.10 Propiedades Roca y Fluido del Yacimiento B-2-X 70/80</i>	58
<i>Tabla 2.11 Características del Yacimiento B-2-X 70/80</i>	59
<i>Tabla 3.1 Población del Trabajo de Investigación</i>	67
<i>Tabla 3.2 Muestra del Trabajo de Investigación</i>	67
<i>Tabla 4.1 Eficiencia del Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie</i>	78
<i>Tabla 4.2 Pruebas (Junio 2003 – Abril 2004) Pozo BA-1215</i>	79
<i>Tabla 4.3 Pruebas (Diciembre 2005 – Marzo 2006) Pozo BA-1215</i>	81
<i>Tabla 4.4 Pruebas (Febrero – Abril) 2015 Pozo BA-1215</i>	84
<i>Tabla 4.5 Pruebas (Marzo 2004 – Mayo 2005) Pozo BA-1300</i>	86
<i>Tabla 4.6 Pruebas (Agosto – Diciembre) 2007 Pozo BA-1300</i>	89
<i>Tabla 4.7 Pruebas (Junio – Octubre) 2007 Pozo BA-1453</i>	91
<i>Tabla 4.8 Pruebas (Octubre 2004 – Julio 2005) Pozo LL-1280</i>	93
<i>Tabla 4.9 Pruebas (Mayo – Septiembre) 2007 Pozo LL-1280</i>	96
<i>Tabla 4.10 Pruebas (Enero 2005 – Enero 2006) Pozo LL-1408</i>	99
<i>Tabla 4.11 Pruebas (Junio 2003 – Enero 2004) Pozo LL-1468</i>	101
<i>Tabla 4.12 Pruebas (Marzo – Noviembre) 2005 Pozo LL-1764</i>	105
<i>Tabla 4.13 Pruebas (Junio – Noviembre) 2007 del Pozo LL-1764</i>	107
<i>Tabla 4.14 Pruebas (Agosto 2007 – Febrero 2008) Pozo LL-1887</i>	110
<i>Tabla 4.15 Pruebas (Julio 2003 – Enero 2004) Pozo LL-2125</i>	114
<i>Tabla 4.16 Pruebas (Abril – Noviembre) 2007 Pozo LL-2125</i>	116
<i>Tabla 4.17 Frecuencia de Eficiencia del Controlador</i>	119

INTRODUCCIÓN

La República Bolivariana de Venezuela desde la segunda década de 1900, deja de ser un país agrícola, para convertirse en un país petrolero, teniendo como principal fuente de ingresos la producción y exportación de petróleo. Venezuela lleva cerca de cien años de producción de petróleo a nivel comercial, en los cuales ha extraído el petróleo de los yacimientos convencionales de fácil acceso.

Desde finales de los 90 y principios de este siglo, la creciente demanda de petróleo a nivel mundial, ha elevado sustancialmente los precios de este, convirtiendo yacimientos que en el pasado no eran rentables en yacimientos económicamente rentables.

Entre estos yacimientos se encuentran aquellos que no producen por flujo natural, debido a la pérdida de energía producto de los años de explotación y producción de los pozos, y para los cuales es necesario implementar un mecanismo de levantamiento artificial, que proporcione la energía necesaria para hacer fluir los hidrocarburos desde el fondo del pozo a la superficie, para su posterior traslado, procesamiento y venta en el mundo.

Actualmente en la empresa mixta PDVSA Lagopetrol, casi la totalidad de sus pozos a excepción de 2 de ellos (LL2418 y LL2851, que poseen “Bombeo Electro Sumergible”), se encuentra produciendo por medio del levantamiento artificial por gas en sus dos modalidades (continua e intermitente). Debido a esto se han implementado métodos novedosos para la optimización y mayor eficiencia del consumo del Gas Lift en los pozos del campo B-2-X 70/80.

Entre estos métodos implementados se encuentra la incorporación de una válvula motora en superficie, que permiten controlar mediante una válvula solenoide y un panel de control de tiempo, los ciclos en que se inyecta gas al pozo por medios de ciclos de tiempo ON/OFF.

El propósito de estos ciclos es optimizar el gas de inyección de una forma más eficiente y permitir un mayor tiempo de restauración del nivel de hidrocarburo en la tubería de producción por parte del yacimiento.

El objetivo de ese trabajo es evaluar la eficiencia de este método, en comparación de un sistema intermitente sin controlador, al igual que establecer las ventajas y desventajas del mismo, así como sus criterios de aplicación y operatividad.

El presente Trabajo Especial de Grado está estructurado en cinco capítulos. Los cuales se encuentran constituidos de la siguiente forma:

En el Capítulo I se encuentra el planteamiento del problema, el objetivo general, los objetivos específicos, los antecedentes, sus alcances y limitaciones. Estos puntos tienen como fin dar una introducción al tema de investigación y permitir una interpretación inicial del tema a desarrollar.

En el Capítulo II se tiene todo lo referido al marco teórico que ofrece una visión general y detallada de los términos, conceptos, definiciones, características, formulas y cálculos necesarios para el entendimiento del tema a investigar.

En el Capítulo III se localiza la metodología empleada en la elaboración del trabajo, así como la descripción del tipo y diseño de la investigación, la población y muestra utilizada para la recolección de datos y la especificación de los programas utilizados para adquirir la información.

En el Capítulo IV se sitúa el análisis de la información recolectada de campo, que se encuentra cargada en los diferentes programas de la empresa, por medio de la elaboración de tablas y gráficas se interpretará la información obtenida y se realizarán los respectivos análisis de resultados, permitiendo evaluar el comportamiento del sistema en los pozos de estudios.

Finalmente en el Capítulo V se plantean las conclusiones alcanzada en base a los resultados, datos obtenidos y objetivos de la investigación, de igual forma se establecen las recomendaciones necesarias para el mejoramiento del sistema y un funcionamiento más óptimo del mismo.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La empresa mixta PDVSA Lagopetrol se ocupa del proceso de Exploración y Producción, en tal sentido su objetivo es maximizar el valor económico a largo plazo de las reservas de hidrocarburos en el campo B-2-X 70/80, garantizando la seguridad de sus instalaciones y su personal, en armonía con el medio ambiente.

Por lo antes dicho PDVSA Lagopetrol, implementa mecanismos novedosos para mantener y aumentar su producción de hidrocarburos y de esta forma cumplir con sus metas y planes de producción para la Nación, sin dejar de mantener sus estándares de calidad y velando por la seguridad de sus instalaciones y personal, sin afectar el medio ambiente.

Entre estos mecanismos de producción implementados, se encuentran las válvulas Controladoras de Gas Lift en Superficie, que son válvulas motoras controladas por una válvula solenoide, que por medio de un panel de control de tiempo y a través de ciclos ON/OFF permite regular el tiempo de inyección de gas a los pozos de Gas Lift intermitente del campo B-2-X 70/80.

La necesidad de implementar esta válvula motora radica en el hecho de que actualmente con el método tradicional de Gas Lift intermitente, no es posible controlar independientemente el volumen de gas inyectado y el tiempo de apertura y cierre de la válvula operadora de subsuelo.

Sin embargo, por medio de la incorporación de esta válvula y un panel de control se puede programar el tiempo que la válvula inyecta gas al pozo e independientemente el volumen de gas que se inyecta cuando la válvula se encuentra abierta. Esto permite encontrar un mejor balance y un rendimiento más óptimo entre los ciclos de intermitencia del pozo y el volumen de gas requerido para el sistema de levantamiento.

No obstante se desconoce el alcance y beneficio de estés mecanismo, así como su posible afectación o mejora en los pozos y en la producción del campo B-2-X 70/80. Debido a esto el propósito de este trabajo es establecer las ventajas y desventajas de este mecanismo, al igual que determinar los pozos más aptos a ser aplicado y las condiciones y parámetros de los mismos.

Adicionalmente el presente trabajo busca establecer la necesidad de implementar una válvula motora en los pozos de Gas Lift intermitente, comparando la producción y consumo de gas del pozo antes y después de la instalación del Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie. De esta forma se podrá comparar la afectación o cambios de producción que presente el pozo, y los beneficios del sistema de levantamiento.

De igual forma se desea crear un programa que permita representar visualmente el comportamiento de las presiones y fluidos en el pozo, para de esta forma obtener un mayor entendimiento y comprensión del comportamiento del pozo, al tener implementado el Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie.

OBJETIVOS

Objetivo General

Evaluar el consumo de Gas Lift de pozos intermitente por Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie.

Objetivos Específicos

1. Determinar rangos y condiciones de operatividad del mecanismo de levantamiento artificial por gas intermitente, con Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie.
2. Establecer ventajas y desventajas del mecanismo de levantamiento artificial por gas intermitente, con Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie.
3. Definir los procedimientos y mecanismos para el reemplazo, mantenimiento y optimización del Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie en los pozos del campo B-2-X 70/80.
4. Determinar la eficiencia y comportamiento de los pozos que disponen o contaron con Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie en el campo B-2-X 70/80.
5. Elaborar un programa que permita la visualización de las presiones y movimientos de los fluidos, tanto en el casing como en el tubing de un pozo con Gas Lift intermitente con Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie.

ANTECEDENTES

F. Robledo, “Optimización del Sistema de Gas Lift del Campo Libertador”. Tesis, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2006.

En este trabajo se optimizó el Sistema de Gas Lift del Campo Libertador. La optimización se realizó debido a que en este campo hay pozos que funcionan con este sistema con una eficiencia relativamente baja, inyectando una gran cantidad de gas para obtener poca producción, siendo las instalaciones en superficie subutilizadas. Primeramente escogieron el caudal de inyección óptimo para producir la mayor cantidad de petróleo en los nuevos pozos y los que actualmente producen con bombeo neumático. Luego diseñaron las completaciones y se realizaron las calibraciones de cada válvula. Posteriormente analizaron que mejoras se deben hacer en superficie para optimizar los pozos existentes e incorporar pozos nuevos. Estudiaron el actual Balance de Gas que les indicó cómo se maneja el gas en la superficie y que uso y destino tiene. Y realizaron un nuevo Balance de Gas que señaló los cambios en el uso del gas luego de la optimización así como las ganancias y pérdidas. Finalmente con todos los cambios realizados calcularon los gastos hechos y la ganancia obtenida en el proyecto.

García, C. Andriuska D y Quintero, L. Evelyn, “Planificación de la Aplicación del Levantamiento Artificial por Gas en el Campo Socororo Noreste” Tesis. Caracas, UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2005.

Este proyecto, se realizó con la finalidad de generar una metodología útil para el desarrollo de un sistema de Levantamiento Artificial con gas continuo para el campo actualmente inactivo Socororo Noreste. Dicho estudio, fue basado en la información Geofísica, Petrofísica y Estructural disponible en el área, analizando dos posibles escenarios para la inyección de gas, uno desde la planta compresora Yopales, y el otro desde una planta de compresión de gas alquilada. La base tecnológica para la realización del proyecto fue a través del simulador PIPESIM de la Empresa SCHLUMBERGER, licencia otorgada a la empresa mixta PetroUCV, asociación que propuso el presente proyecto con el fin de determinar una estrategia efectiva que optimice la producción del

área asignada, reutilizando el exceso en producción de gas que hay actualmente en el Área Mayor de Socororo. La factibilidad económica del trabajo se llevó a cabo con la elaboración de un programa bajo el ambiente de Microsoft Excel que permite estudiar escenarios futuros de producción mediante distribuciones probabilísticas y estudios de sensibilidad.

Luis E. Gomes B. “Propuesta de Optimización del Método del Levantamiento Artificial por Gas, en el Campo Onado, Municipio Aguasay, Estado Monagas. Trabajo Especial de Grado. Caracas, Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2012.

Este trabajo se realizó con objetivo proponer un esquema óptimo de producción para el levantamiento artificial por gas para el Campo Onado. El Campo Onado se encuentra ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela, delimitada entre el Mar Caribe y el cauce del Río Orinoco, específicamente al Suroeste del Estado Monagas, a 150 Km. de la Ciudad de Maturín, localizado a 110 Km al Este de Anaco. En la primera etapa se evaluaron las condiciones actuales de los pozos del campo, luego se seleccionaron los pozos para el estudio. Se procedió evaluando los análisis PVT existentes en los yacimientos completados por los pozos y a su vez se generaron propiedades PVT sintéticas para el Campo. En una segunda etapa se construyeron los modelos de simulación con la herramienta computacional PIPESIM, abarcando modelo de fluidos, curvas de comportamiento de afluncia, correlaciones verticales (VLP) y configuraciones mecánicas, consecutivamente se validaron los modelos para flujo natural en dos intervalos de tiempo y para flujo por levantamiento artificial por gas (L.A.G.). Por último se realizó una propuesta de levantamiento artificial para el campo, como consecuencia de este paso se crearon dos herramientas de optimización en una hoja de Excel nombradas “Estimación de Profundidad Máxima de Inyección de Gas con Tubería Continua, Campo Onado” y “Optimizador de Producción con LAG, Campo Onado”.

ALCANCE

La investigación realizada en este trabajo está dirigida a realizar una evaluación de los sistemas de controlador de Gas Lift en superficie implementado en los pozos de Gas Lift intermitente del campo B-2-X 70/80, estableciendo la eficiencia de este método en comparación con los mecanismos de levantamiento artificial por gas convencionales.

De igual forma la investigación busca fijar los parámetros óptimos de operación e implementación de este sistema, así como sus ventajas y desventajas con mecanismos similares de levantamiento artificial. Además se busca establecer las condiciones de yacimientos necesarias para la incorporación de estas válvulas en los mecanismos de levantamiento artificial de Gas Lift intermitente.

Actualmente muy pocos son los pozos que implementan este sistema en el campo B-2-X 70/80, debido a esto es necesario evaluar los pozos que pueden ser candidatos óptimos para la implementación de este sistema y sus beneficios en el aumento de producción con este sistema, en comparación al mecanismo que poseen actualmente.

Finalmente se determinaran los volúmenes de Gas Lift inyectados y consumidos por los pozos que implementan el Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie , así como la elaboración de un programa de visualización que permita observar las variaciones de presiones y movimiento de los fluidos en el casing y tubing, para obtener una mejor comprensión del funcionamiento de estos controladores y como pueden afectar positiva o negativamente la producción de hidrocarburos de los pozos del campo B-2-X 70/80.

LIMITACIONES

Dentro de las limitaciones que se presentaron para la realización de este trabajo de investigación y desarrollo, se encuentra la poca información disponible de los sistemas de controlador de Gas Lift en superficie, implementados para regular el tiempo de inyección de gas en pozos de Gas Lift intermitente.

Por otra parte no se cuenta con datos previos que permitan tener una idea concreta de su comportamiento y posible afectación en la producción de los pozos, por lo que cualquier conclusión a la que se llegue será inferida, de acuerdo a la información que se maneje.

Adicionalmente dentro de las limitaciones para este trabajo está la poca población y muestra de pozos disponibles y activos, que actualmente se encuentran implementando este método en el campo B-2-X 70/80 de la empresa mista PDVSA Lagopetrol. Lo cual limita y restringe la cantidad de datos e información obtenida del campo.

Actualmente la empresa no cuenta con un simulador de Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie, para validar los resultados y estudios de campo, y aunque se ha solicitado la implementación de alguno, no se tiene seguridad de poder contar con uno durante el desarrollo del presente trabajo.

CAPITULO II

MARCO TEORICO REFERENCIAL

El Marco Teórico o Marco Referencial comprende una revisión de los trabajos previos realizados sobre el problema en estudio y (o) de la realidad contextual en la que se ubica. Dependiendo de la naturaleza del Trabajo o la Tesis, el Marco Teórico o Marco Referencial puede comprender aspectos teóricos, conceptuales, legales, situacionales de la realidad objeto de la investigación u otros según convenga al caso.

Según **Sabino (1996)**, ningún hecho o fenómeno de la realidad puede abordarse sin una adecuada conceptualización. En el campo de la investigación, se crea el “marco teórico”, ya que en base a este se inicia, continua y extrae la teoría que permite respaldar el fenómeno o evento a investigar.

EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN

El Sistema de producción y el proceso de producción

El sistema de producción está formado por el yacimiento, la completación, el pozo y las facilidades de superficie. El yacimiento es una o varias unidades de flujo del subsuelo creadas e interconectadas por la naturaleza, mientras que la completación (perforaciones o cañoneo), el pozo y las facilidades de superficie es infraestructura construida por el hombre para la extracción, control, medición, tratamiento y transporte de los fluidos hidrocarburos extraídos de los yacimientos.

Proceso de producción

El proceso de producción en un pozo de petróleo, comprende el recorrido de los fluidos desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de flujo. En la Figura 2.1 se muestra el sistema completo con cuatro componentes claramente identificados: Yacimiento, Completación, Pozo, y Línea de Flujo Superficial.

Existe una presión de partida de los fluidos en dicho proceso que es la presión estática del yacimiento, P_{ws} , y una presión final o de entrega que es la presión del separador en la estación de flujo, P_{sep} .

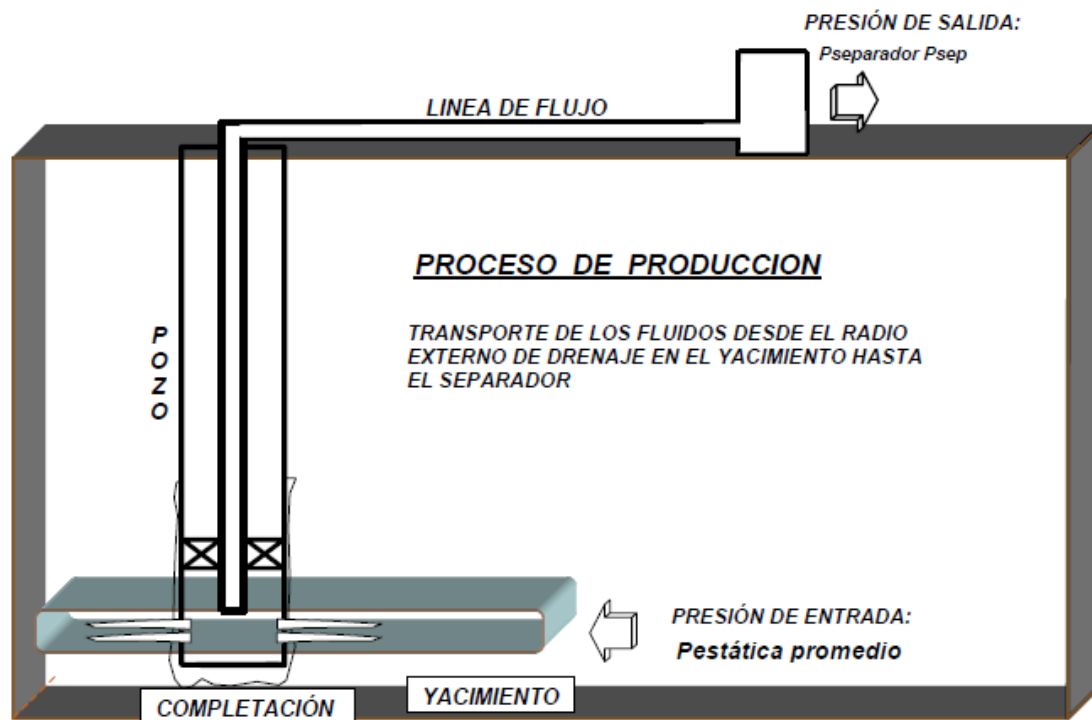


Figura 2.1 Esquema de Proceso de Producción

Fuente: Ricardo Maggiolo, (2004). Manual “Gas Lift Básico” ESP OIL. Pág. 1.

Recorrido de los fluidos en el sistema

Transporte en el Yacimiento: El movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia r_e del pozo donde la presión es P_{ws} , viaja a través del medio poroso hasta llegar a la cara de la arena o radio del hoyo, r_w , donde la presión es P_{wfs} . En este módulo el fluido pierde energía en la medida que el medio sea de baja capacidad de flujo (K_o , h), presente restricciones en la cercanía del hoyo (daño, S) y el fluido ofrezca resistencia al flujo (μ_o). Mientras más grande sea el hoyo mayor será el área de comunicación entre el yacimiento y el pozo mejorando el índice de productividad del pozo. La perforación de pozos horizontales aumenta sustancialmente el índice de productividad del pozo.

✚ Transporte en las Perforaciones: Los fluidos aportados por el yacimiento atraviesan la completación que puede ser un revestidor de producción cementado y perforado, normalmente utilizado en formaciones consolidadas, o un empaque con grava, normalmente utilizado en formaciones poco consolidadas para el control de arena. En el primer caso la pérdida de energía se debe a la sobre-compactación o trituración de la zona alrededor del túnel perforado y a la longitud de penetración de la perforación; en el segundo caso la pérdida de energía se debe a la poca área expuesta a flujo. Al atravesar la completación los fluidos entran al fondo del pozo con una presión **P_{wf}** .

✚ Transporte en el Pozo: Ya dentro del pozo los fluidos ascienden a través de la tubería de producción venciendo la fuerza de gravedad y la fricción con las paredes internas de la tubería. Llegan al cabezal del pozo con una presión **P_{wh}** .

✚ Transporte en la Línea de Flujo Superficial: Al salir del pozo si existe un reductor de flujo en el cabezal ocurre una caída brusca de presión que dependerá fuertemente del diámetro del orificio del reductor, a la descarga del reductor la presión es la presión de la línea de flujo, **P_{lf}** , luego atraviesa la línea de flujo superficial llegando al separador en la estación de flujo, con una presión igual a la presión del separador **P_{sep}** , donde se separa la mayor parte del gas del petróleo. El resto del gas se termina de separar en el tanque de almacenamiento.

Capacidad de producción del sistema

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente, depende de las características de los fluidos producidos y, especialmente, del caudal de flujo transportado, de tal manera que *la capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación.*

Ricardo Maggiolo, (2004). Manual “Gas Lift Básico” ESP OIL. Pág. 2.

La suma de las pérdidas de energía en forma de presión de cada componente es igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida, **Pws**, y la presión final, **Psep**:

$$\mathbf{Pws - Psep = \Delta Py + \Delta Pc + \Delta Pp + \Delta Pl} \quad \text{Ecuación (1)}$$

Donde:

$\Delta Py = Pws - Pwfs$ = Caída de presión en el yacimiento, (IPR).

$\Delta Pc = Pwfs - Pwf$ = Caída de presión en la completación, (Jones, Blount & Glaze).

$\Delta Pp = Pwf - Pwh$ = Caída de presión en el pozo. (FMT vertical).

$\Delta Pl = Pwh - Psep$ = Caída de presión en la línea de flujo. (FMT horizontal)

Tradicionalmente el balance de energía se realiza en el fondo del pozo, pero la disponibilidad actual de simuladores del proceso de producción permite establecer dicho balance en otros puntos (nodos) de la trayectoria del proceso de producción: cabezal del pozo, separador, etc.

Para realizar el balance de energía en el nodo se asumen convenientemente varias tasas de flujo y para cada una de ellas, se determina la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal de flujo al nodo, y la presión requerida en la salida del nodo para transportar y entregar dicho caudal en el separador con una presión remanente igual a **Psep**.

Por ejemplo, si el nodo está en el fondo del pozo:

$$\text{Presión de llegada al nodo: } \mathbf{Pwf \text{ (oferta)} = Pws - \Delta Py - \Delta Pc} \quad \text{Ecuación (2)}$$

$$\text{Presión de salida del nodo: } \mathbf{Pwf \text{ (demanda)} = Psep + \Delta Pl + \Delta Pp} \quad \text{Ecuación (3)}$$

En cambio, si el nodo está en el cabezal del pozo:

$$\text{Presión de llegada al nodo: } \mathbf{Pwh \text{ (oferta)} = Pws - \Delta Py - \Delta Pc - \Delta Pp} \quad \text{Ecuación (4)}$$

$$\text{Presión de salida del nodo: } \mathbf{Pwh \text{ (demanda)} = Psep + \Delta Pl} \quad \text{Ecuación (5)}$$

Curvas de oferta y demanda de energía en el fondo del pozo: Curvas VLP / IPR

(VLP: Vertical Lift Performance e IPR: Inflow Performance Relationships)

La representación gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción se denomina **Curva de Oferta** de energía o de fluidos del yacimiento (Inflow Curve), y la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción se denomina **Curva de Demanda** de energía o de fluidos de la instalación (Outflow Curve). Si se elige el fondo del pozo como el nodo, la curva de oferta es la IPR y la de demanda es la VLP.

Métodos de Producción: Flujo Natural y Levantamiento Artificial

Cuando existe una tasa de producción donde la energía con la cual el yacimiento oferta los fluidos, en el nodo, es igual a la energía demandada por la instalación (separador y conjunto de tuberías: línea y reductor), se dice entonces que el pozo es capaz de producir por FLUJO NATURAL. Cuando la demanda de energía de la instalación, en el nodo, es siempre mayor que la oferta del yacimiento para cualquier tasa de flujo, entonces se requiere el uso de una fuente externa de energía para lograr conciliar la oferta con la demanda; la utilización de esta fuente externa de energía con fines de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador es lo que se denomina método de LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL. Entre los métodos de Levantamiento Artificial de mayor aplicación en la Industria Petrolera se encuentran: el Levantamiento Artificial por Gas (L.A.G), Bombeo Mecánico (B.M.C) por cabillas de succión, Bombeo Electro-Centrífugo Sumergible (B.E.S), Bombeo de Cavidad Progresiva (B.C.P) y Bombeo Hidráulico Reciprocante (B.H.R) y el Bombeo Hidráulico tipo Jet (B.H.J).

El objetivo de los métodos de Levantamiento Artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la arena productora con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar, de esta manera, la mayor afluencia de fluidos sin que generen problemas de producción: migración de finos, arenamiento, conificación de agua o gas, etc.

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

En un pozo fluyendo hay suficiente energía almacenada en el yacimiento, para que el flujo llegue hasta la estación de flujo. La presión del yacimiento y el gas de formación suministran esta energía de levantamiento. Cuando la energía del yacimiento es muy baja para que el pozo fluya o cuando el volumen de la tasa de producción deseada es menor de lo que la energía del yacimiento puede aportar, necesariamente esto conlleva a la instalación de un método de levantamiento artificial, en la Figura 2.2 se muestran algunos de los sistemas de levantamiento más utilizados.

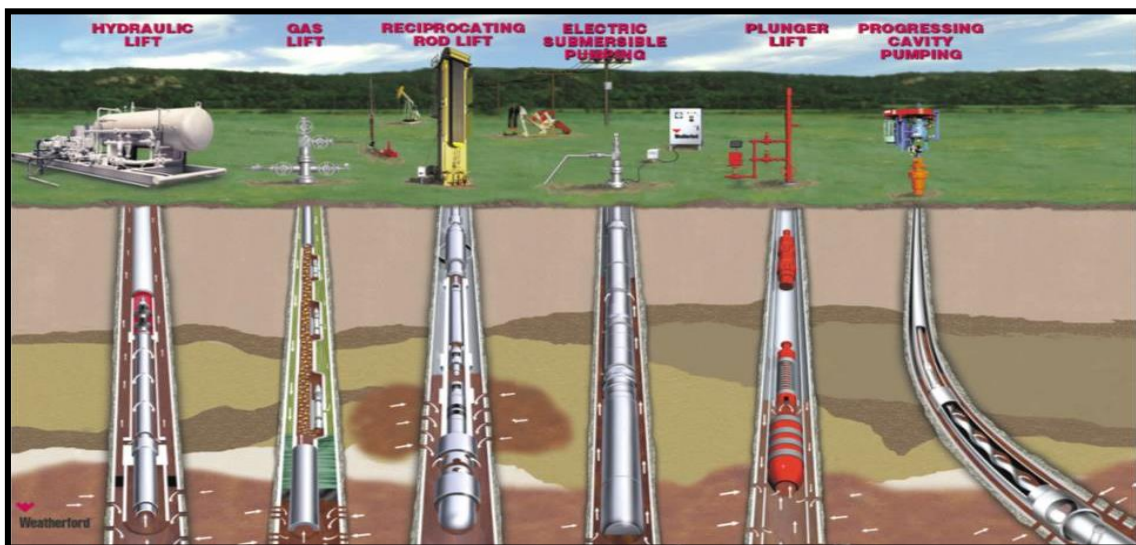


Figura 2.2 Sistemas de Levantamiento Artificial

Fuente: <http://industroil.blogspot.com/2012/09/produccion-petroleo-casi-todos-los.html>

Método de Levantamiento Artificial por Gas Lift

El Levantamiento Artificial por Inyección de Gas es un método de producción que utiliza gas comprimido a alta presión como fuente externa de energía. El gas es inyectado en un punto de la columna de fluidos en la tubería de producción. El gas inyectado tiene como propósito aligerar o desplazar la columna de fluidos, reduciendo su peso. De esta manera, la energía del yacimiento será suficiente para transportar los fluidos desde el fondo hasta la superficie.

Tipo de Levantamiento Artificial por Gas

✚ **Inyección de gas por Flujo Continuo:** Se considera una extensión del método de producción por flujo natural, esto consiste en suplir el gas de formación mediante la inyección continua de gas en la columna de fluidos, con la finalidad de aligerar el peso de ésta.

✚ **Inyección de gas por Flujo Intermitente:** Consiste en inyectar cíclica e instantáneamente un alto volumen de gas comprimido en la tubería de producción, con el propósito de desplazar, hasta la superficie, la columna o tapón de fluido que aporta la arena por encima del punto de inyección.

En la Figura 2.3 se muestran los tipos de levantamiento artificial por gas (Continuo e intermitente).

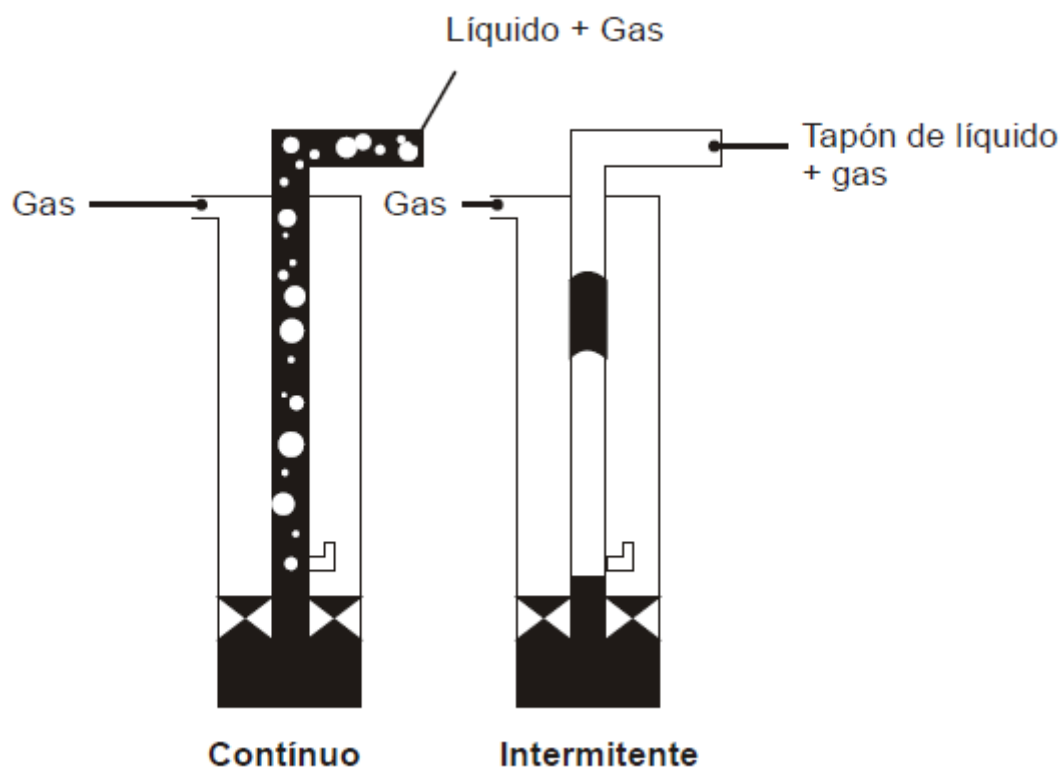


Figura 2.3 Tipo de Levantamiento Artificial por Gas

Fuente: Ricardo Maggiolo, (2004). Manual “Gas Lift Básico” ESP OIL. Pág. 9.

Rangos de Aplicación

El levantamiento artificial por gas se aplica preferentemente en pozos que producen crudo liviano - mediano. En las siguientes tablas 2.1, se muestran los rangos de aplicación en el método de levantamiento artificial por gas continuo e intermitente.

Tabla 2.1 Rango de Aplicación del Levantamiento Artificial por Gas

Métodos de Levantamiento Artificial por Gas				
Tipo	Tasa	RGP	Gravedad API	Profundidad
Continuo	Mediano a alto 400 – 6000 BPD	Alta mayor a 1000 eficiencia.	Pesados (no es tan eficiente). Medianos y livianos.	Mayores a 6000 pies. Depende de la Presión de inyección.
Intermitente	Bajas menores a 300 BPD	Mediano	Pesados (no es tan eficiente). Medianos y livianos.	Menores a 6000 pies.

Métodos de Levantamiento Artificial por Gas				
Tipo	Arena	Inclinación	Presión Estática	Índice de Producción
Continuo	Existe producción de arena (no es afectado).	Adaptable (Verticales e Inclinados).	Mayores a 150 lpc/1000 pies.	Mayores a 0,5 bpd/lpc.
Intermitente	No apropiado.	Adaptable (Verticales e Inclinados).	Menores a 150 lpc/1000 pies.	Menores a 0,3 bpd/lpc.

Fuente: Ricardo Maggiolo, (2004). Manual “Gas Lift Básico” ESP OIL. Pág. 10.

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS INTERMITENTE

El Levantamiento artificial por gas intermitente consiste en inyectar cíclica e instantáneamente un alto volumen de gas comprimido en la tubería de producción con el propósito de desplazar, hasta la superficie, el tapón de líquido que aporta el yacimiento por encima del punto de inyección. Una vez levantado dicho tapón cesa la inyección para permitir la reducción de la presión en el fondo del pozo y con ello el aporte de un nuevo tapón de líquido para luego repetirse el ciclo de inyección.

Mecanismos de Levantamiento

En el levantamiento artificial por gas intermitente los mecanismos de levantamiento involucrados son:

- ✚ Desplazamiento ascendente de tapones de líquido por la inyección de grandes caudales instantáneos de gas por debajo del tapón de líquido.
- ✚ Expansión del gas inyectado la cual empuja al tapón de líquido hacia el cabezal del pozo y de allí a la estación de flujo.

En la Figura 2.4, se muestra los Ciclos o etapas de un sistema de Levantamiento con Gas Intermitente.

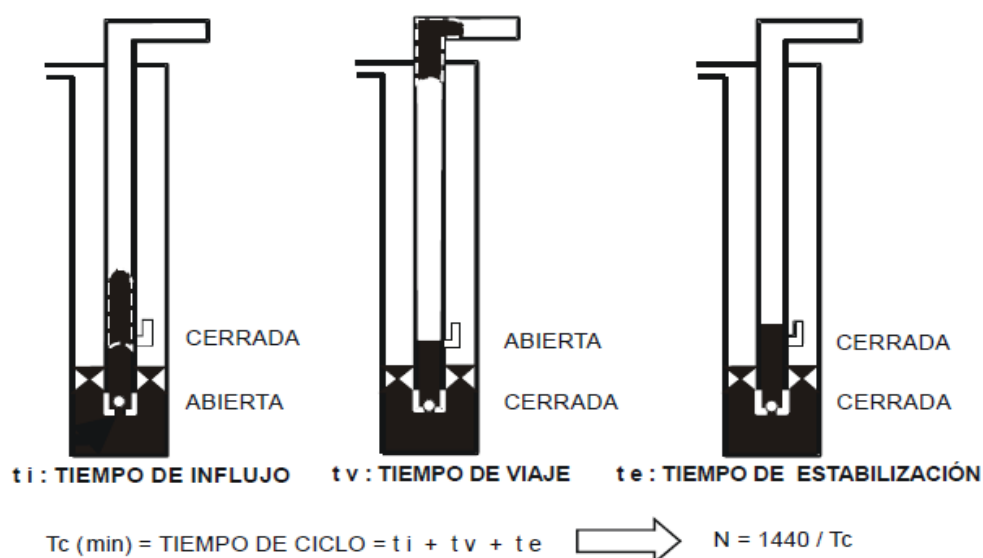


Figura 2.4 Ciclo de Levantamiento con Gas en Flujo Intermitente

Fuente: Ricardo Maggiolo, (2004). Manual “Gas Lift Básico” ESP OIL. Pág. 17

Ciclo de Levantamiento Intermitente

a) Influjo: Es el lapso de tiempo transcurrido entre dos arribos consecutivos del tapón de líquido a la superficie. Inicialmente la válvula operadora está cerrada, la válvula de retención en el fondo del pozo se encuentra abierta permitiendo al yacimiento aportar fluido hacia la tubería de producción. El tiempo requerido para que se restaure en la tubería de producción el tamaño de tapón adecuado depende fuertemente del índice de productividad del pozo, de la energía de la formación productora y del diámetro de la tubería.

b) Levantamiento: Una vez restaurado el tapón de líquido, la presión del gas en el anular debe alcanzar a nivel de la válvula operadora, el valor de la presión de apertura (Pod) iniciándose el ciclo de inyección de gas en la tubería de producción para desplazar al tapón de líquido en contra de la gravedad, parte del líquido se queda rezagado en las paredes de la tubería (“liquid fallback”) y cuando el tapón llega a la superficie, la alta velocidad del mismo provoca un aumento brusco de la **Pwh**.

c) Estabilización: Al cerrar la válvula operadora por la disminución de presión en el anular el gas remanente en la tubería se descomprime progresivamente permitiendo la entrada de los fluidos del yacimiento hacia el pozo nuevamente.

Eficiencia del LAG Intermitente

La eficiencia de levantamiento intermitente al igual que en el continuo se mide por el consumo de gas requerido para producir cada barril normal de petróleo, la eficiencia aumenta en la medida que se elige una frecuencia de ciclos que maximice la producción diaria de petróleo y se utilice la cantidad de gas por ciclo necesaria para un levantamiento eficiente del tapón de líquido.

Máxima Profundidad de Inyección

La válvula operadora se debe colocar a la máxima profundidad operacionalmente posible la cual está a dos o tres tubos por encima de la empacadura superior. Por lo general en este tipo de LAG no se requieren válvulas de descarga ya que la energía del yacimiento es baja y el nivel estático se encuentra cerca del fondo del pozo.

Tasa de Inyección de Gas Adecuada

El volumen de gas de levantamiento que se suministra a la tubería de producción durante el período de inyección es aproximadamente el requerido para llenar dicha tubería con el gas comprimido proveniente del anular. El consumo diario será el volumen anterior multiplicado por el número de tapones que serán levantados al día. Las restricciones en la superficie juegan un papel muy importante en el volumen de gas requerido por ciclo.

Control de la Inyección

Para el LAG intermitente la tasa de inyección diaria de gas se controla con una válvula ajustable en la superficie conjuntamente con una válvula especial (piloto) en el subsuelo o con un controlador de ciclos de inyección en la superficie.

Subtipos de LAG Intermitente

✚ LAG Intermitente Convencional: En este tipo de LAG intermitente se utiliza el espacio interno de la tubería de producción para el almacenamiento de los fluidos aportados por la formación y el gas desplaza directamente al tapón de líquido en contra de la gravedad. Normalmente se utiliza cuando la presión estática del yacimiento y/o el índice de productividad alcanza valores bajos (aproximadamente P_{ws} menores de 150 lpc por cada 1000 pies e índices de productividad menores de 0,3 bpd/lpc).

✚ LAG Intermitente con Cámara de Acumulación (Chamber Lift): En este tipo de LAG intermitente se utiliza el espacio anular entre el revestidor de producción y la tubería de producción para el almacenamiento de los fluidos aportados por la formación y el gas desplaza directamente al tapón de líquido inicialmente a favor de la gravedad y

posteriormente en contra de dicha fuerza. Normalmente se utiliza cuando la presión estática del yacimiento alcanza valores muy bajos, de tal magnitud (aproximadamente menores de 100 lpc por cada 1000 pies) que con el intermitente convencional el tapón formado sería muy pequeño y por lo tanto la producción sería casi nula.

✚ LAG Intermitente con Pistón Metálico (Plunger Lift): En este tipo de LAG intermitente se utiliza el espacio interno de la tubería de producción para el almacenamiento de los fluidos aportados por la formación y el gas desplaza directamente un pistón metálico que sirve de interface sólida entre el gas inyectado y el tapón de líquido a levantar. Se utiliza para minimizar el resbalamiento de líquido durante el levantamiento del tapón.

En la Figura 2.5, se observan los Tipo de Levantamiento Artificial por Gas Lift Intermitente.

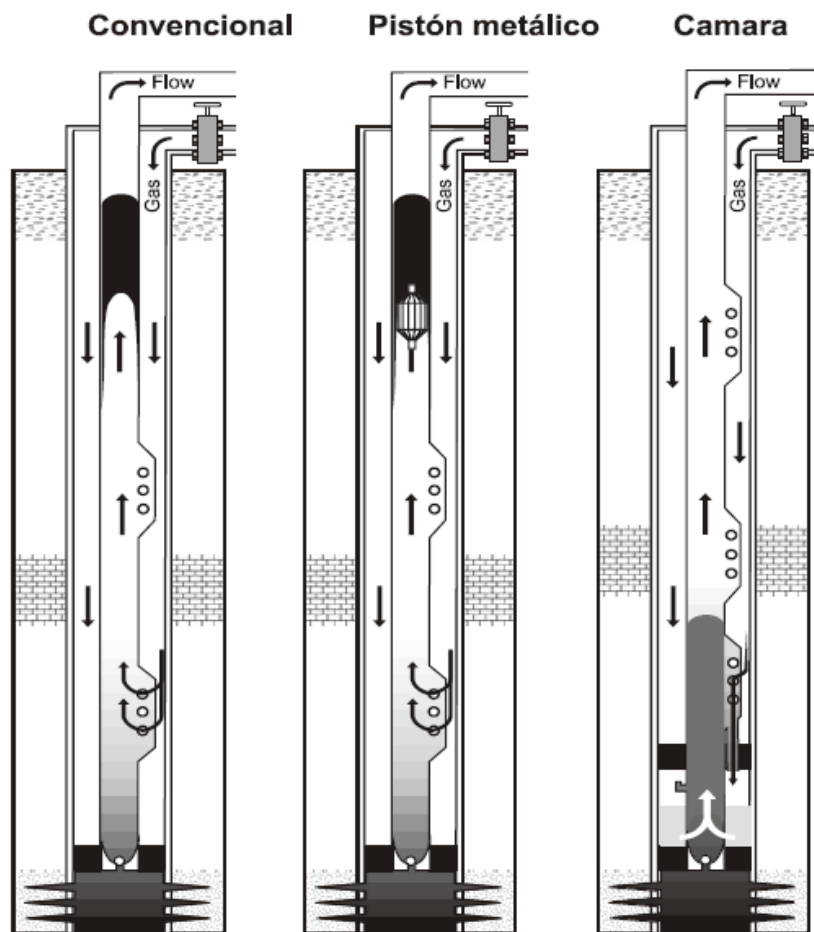


Figura 2.5 Tipos de Levantamiento Artificial por Gas Lift Intermitente

Fuente: Ricardo Maggiolo, (2004). Manual “Gas Lift Básico” ESP OIL. Pág. 20

CONTROLADOR DE GAS LIFT EN SUPERFICIE

El Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie, tiene como finalidad utilizar de forma más eficiente el Gas Lift inyectado a los pozos, permitiendo una mayor producción del mismo con un menor consumo de gas. Este sistema se encuentra formado por tres componentes principales:

- 1).- Válvula Motora.
- 2).- Controlador Electrónico.
- 3).- Reguladores y Sumidero.

Este sistema es manejado por el Controlador Electrónico, en el cual por medio de un panel táctil se programan los Tiempo ON y OFF, que conforman los ciclos del sistema. Cuando el Ciclo ON comienza el controlador activa la válvula solenoide, permitiendo el paso de gas al diafragma de la válvula motora, dicha válvula está conectada a la línea de gas del pozo, y cuando se activa permite el paso de gas del múltiple de Gas Lift al casing del pozo. Cuando el ciclo OFF se inicia la válvula solenoide se desactiva, e impide el paso de gas al diafragma de la válvula motora, cerrado el paso de gas al casing del pozo y permitiendo que el mismo restaure sus presión de fondo, lo cual generara un mayor nivel de fluido en la tubería de producción, que se traducirá en una mayor producción de hidrocarburos y como la inyección no se realiza constantemente, sino en el momento de mayor nivel de fluido en la tubería el gas de inyección se utiliza de forma más eficiente y con un mayor rendimiento.

Se recomienda el uso del Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie, en los siguientes casos, o en pozos con estas condiciones:

- ✚ Equipo de Superficie especial para optimizar Gas Lift en los pozos.
- ✚ Especial para pozos colapsados, que se pueden hacer intermitentes desde superficie.
- ✚ Diseñado para pozos de bajo potencial (bajo J).
- ✚ Recomendado para yacimientos muy agotados y con baja presión.
- ✚ Ideal para pozos con tubería de producción de 4 ½" y 3 ½".
- ✚ Perfecto para pozos donde se desconoce el daño de formación "S".

Uso de Controlador de Gas Lift en Superficie

Se recomienda el uso de válvulas controladoras de inyección de gas de superficie para tener un control más preciso sobre el gas inyectado por ciclo y por consiguiente, se usa como técnica para economizar gas de levantamiento.

El uso de controladores de superficie debe hacerse en combinación con una válvula piloto de subsuelo. Usar controladores de superficie en conjunto con válvulas de subsuelo de elemento sencillo no se aconseja debido a que estas últimas requieren de área grande con lo cual se pierde el atractivo del uso de controladores de superficie de controlar el gas requerido por ciclo desde superficie.

Las válvulas de elemento sencillo necesitan una relación de área grande debido a que, para garantizar el paso de gas a la tubería de producción a una tasa elevada, el puerto de la válvula debe ser muy alto con lo cual se determina una relación de área grande. Con válvulas pilotos no se presenta este problema, ya que el tamaño del puerto principal es independiente de la relación de área.

Se pueden usar válvulas de elemento sencillo en pozos donde el volumen de anular de inyección es pequeño, en donde se requiere una diferencia grande entre la presión de apertura y cierre de la válvula, lo cual se logra mediante una relación de área grande.

Sin embargo, las válvulas de elemento sencillo siempre tienen puertos más pequeños que los puertos de las válvulas piloto. Puertos pequeños incrementan el tiempo de inyección del gas, lo cual puede ser perjudicial para pozos con tiempos de ciclos bajos.

El uso de controladores en conjunto con válvulas de orificio es mucho menos recomendado debido a que no hay manera de mantener presurizado el anular de inyección y se requiere una cantidad excesiva de gas por ciclo de esta forma.

Etapas de un Ciclo de Inyección con Controlador

Las etapas de un ciclo completo de inyección usando controlador de superficie son, (ver Figura 2.6):

✚ Durante la formación de la columna, tanto en el controlador como la válvula de subsuelo están cerradas por lo que la presión del anular de inyección es constante.

✚ Al iniciarse la etapa de inyección de gas, se abre el controlador de superficie y deja pasar un alto caudal de gas hacia el anular del pozo. Debido al alto caudal de gas, la presión del anular se incrementa rápidamente hasta que se abre la válvula de subsuelo.

✚ Al abrirse la válvula de subsuelo, la presión de gas del anular de inyección continúa incrementándose a una tasa más baja. La presión en el anular sigue aumentando debido a que si está bien diseñado el sistema de levantamiento, el caudal de gas en superficie debe ser mayor al que deja pasar la válvula de subsuelo. Esto evita que la presión del anular caiga a la presión de cierre de la válvula de subsuelo, mientras el controlador de superficie todavía está abierto. Por otro lado, el tener un alto caudal de gas en superficie minimiza el tiempo de inyección del gas.

✚ Cuando se haya alcanzado una presión de gas en el anular lo suficientemente alta para inyectar el volumen de gas requerido al pozo, se cierra el controlador de superficie. Inmediatamente después del cierre del controlador de superficie, la presión del anular cae bruscamente hasta alcanzar la presión de cierre de la válvula de subsuelo.

✚ La válvula de subsuelo se cierra y se inicia una nueva etapa de formación de columna de líquido en la tubería.

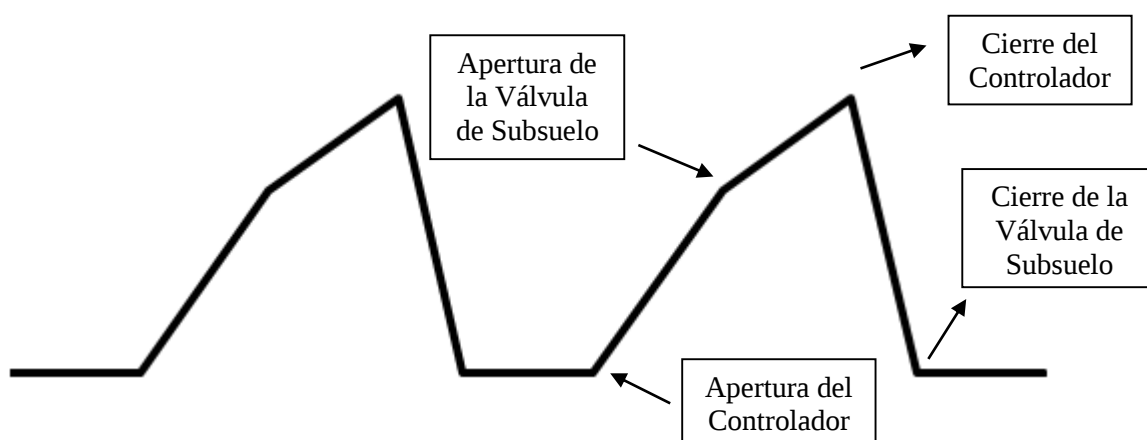


Figura 2.6 Etapas de un ciclo de inyección con controlador

Fuente: PDVSA Intevep, (2010). Manual “Intermitente con Controlador”

La relación de área de la válvula debe ser baja para garantizar una diferencia entre la presión de apertura y cierre de la válvula lo suficientemente pequeña de manera tal de tener control desde la superficie de la diferencia efectiva entre la presión máxima y mínima del gas de inyección en el anular. De esta forma, el volumen de gas inyectado por ciclo puede controlarse desde la superficie al tener la posibilidad de ir de una diferencia entre la presión de inyección máxima y mínima pequeña, igual a la proporcionalidad por la válvula, hasta que el pozo realmente necesita.

Ventajas del uso de controlador de superficie

- 1).- Permite optimizar el caudal de gas por ciclo sin realizar cambios de válvulas de subsuelos.
- 2).- Permite utilizar de forma más eficiente en Gas Lift inyectado al pozo, al establecer el momento adecuado para suministrar gas al pozo.
- 3).- Se puede ajustar el tiempo de ciclo independientemente del volumen de gas por ciclo.
- 4).- Se puede hacer intermitir el pozo desde superficie en caso de que la válvula de subsuelo que abierta, o que la tubería se encuentre colapsada.
- 5).- Permite encontrar el tiempo de ciclo óptimo y la cantidad mínima de gas a inyectar de una manera totalmente independiente.

Desventajas del uso de controladores de superficie

- 1).- Se incrementa el esfuerzo requerido en mantenimiento, ya que se requiere equipos adicionales en comparación con el método tradicional de control de inyección.
- 2).- La presión del múltiple de inyección de gas puede caer a niveles inaceptables si varios pozos de un mismo múltiple se encuentran inyectando gas al mismo tiempo.

Pasos para determinar el tiempo de ciclo óptimo a fin de maximizar la producción

✚ Se ajusta el tiempo de apertura del controlador para que se inyecte al pozo un 30% más del gas requerido según los cálculos del diseño. Esto garantiza que el tapón de líquido sea producido con un mínimo de resbalamiento, y por ende, se conozca la capacidad real de aporte de yacimiento.

✚ Se ajusta el tiempo de cierre del controlador de tal manera que el tiempo de ciclo total sea un 30% superior al tiempo de ciclo óptimo según los cálculos de diseño.

✚ Se prueba el pozo bajo estas condiciones una o dos veces y se baja el tiempo de cierre del controlador paulatinamente, midiendo la producción del pozo en cada caso. El proceso continua hasta que la producción comienza a disminuir. El tiempo de cierre justo antes de que comience a decaer la producción es el tiempo de cierre recomendado.

Pasos para encontrar el volumen de gas mínimo requerido

Los pasos para encontrar el volumen de gas mínimo requerido se inician al terminar los pasos anteriores y consiste en ir bajando el tiempo de apertura del controlador de superficie, manteniendo el tiempo de cierre constante, hasta que la producción comience a bajar. El tiempo de apertura justo antes de que la producción disminuya determina el tiempo del controlador.

La válvula de subsuelo se calcula de la misma forma como se calcula la válvula para el método de levantamiento tradicional. De esta manera, se determina la presión de apertura y la relación de área de la válvula. La presión de apertura así determinada debe analizarse porque ésta no debe ser muy parecida a la presión del múltiple debido a que no permitirá un caudal adecuado de gas de inyección. Por otro lado, la relación de área a usar en el pozo debe ser menor a la calculada, pues esto permite un control de la inyección del gas en caso de que el pozo requiera menos gas al que predicen los cálculos. Tampoco es conveniente tener una relación de área muy baja en comparación con la que el pozo requiere, debido a que eso puede incrementar el tiempo de apertura del controlador de superficie.

Importancia del análisis cualitativo de la presión de inyección de superficie

El análisis cualitativo del comportamiento de la presión de inyección de gas de superficie es de suma importancia para el diagnóstico preliminar de pozos en donde el control de la intermitencia se logra mediante controladores de superficie. Tanto así, es el caso que muchas veces el análisis cualitativo es el único posible camino a seguir debido a lo complicado que puede resultar los cálculos para situaciones particulares.

Tendencias más comunes en la presión de inyección encontradas cuando se usan controladores

En la Figura 2.6 el comportamiento de la presión de superficie es el ideal. Sin embargo, usualmente el comportamiento de la presión presenta desviaciones que dan un indicio de una mala operación, un mal diseño o la falla de un equipo.

En la Figura 2.7 se presenta tres posibilidades del comportamiento de la presión de inyección al abrirse la válvula de subsuelo.

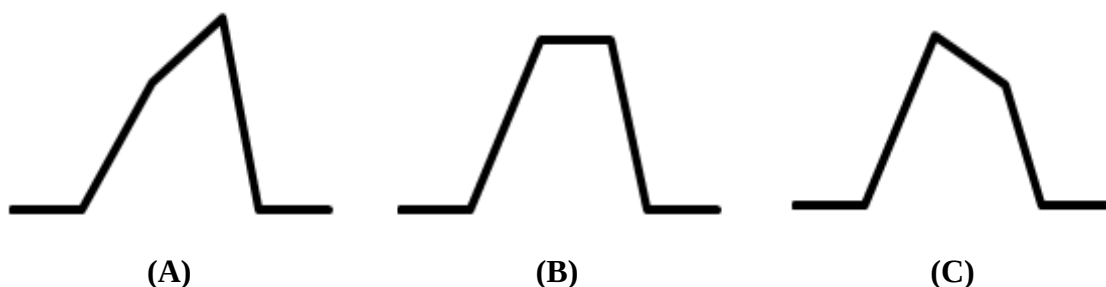


Figura 2.7 Influencia del caudal instantáneo del gas sobre el comportamiento de la presión de inyección

Fuente: PDVSA Intevep, (2010). Manual “Intermitente con Controlador”

En la Figura 2.7 (A) el caudal de gas que pasa por la válvula de subsuelo es inferior al que pasa por la válvula de superficie. Este es el modo de operación más recomendado ya que así se mantiene un control del volumen del gas a inyectar desde la superficie y se evitan un cierre prematuro de la válvula de subsuelo.

En la Figura 2.7 (B) el caudal de gas que pasa por la válvula de subsuelo es comparable con el que pasa por la válvula de superficie. Es posible que esto no represente un problema en cuanto a la eficiencia de levantamiento, pero debe evitarse ya que se incrementa el tiempo en el cual el controlador de superficie debe permanecer abierto para pasar un volumen de gas dado.

En la Figura 2.7 (C) el caudal de gas que pasa por la válvula de subsuelo es inferior al que pasa por la válvula de superficie. Esto no es aconsejable ya que la válvula de subsuelo puede cerrarse antes de tiempo. Usualmente este problema se presenta cuando alguna restricción en la línea de inyección de gas no permite un caudal de gas de superficie adecuado. Esta restricción puede ser una placa de orificio pequeña o un asiento de la válvula del múltiple de inyección de gas muy pequeña.

También es posible que el caudal de gas de superficie no sea el adecuado debido a que la válvula de subsuelo esta calibrada para que abra a una presión muy cercana a la disponible en el múltiple de inyección de gas, de tal manera que no se tiene un diferencial de presión adecuado para garantizar un caudal de gas alto. De ser muy bajo el caudal de flujo de superficie en comparación con el que deja pasar la válvula de subsuelo, se puede presentar el problema que se ilustra en la Figura. 2.8 en donde la válvula se cierra en forma prematura varias veces mientras el controlador de ciclo de superficie está abierto.



Figura 2.8 Cierre prematuro de la válvula de subsuelo mientras el controlador de superficie permanece abierto

Fuente: PDVSA Intevep, (2010). Manual “Intermitente con Controlador”

En la Figura 2.9 se presenta el caso en el cual el controlador de gas de superficie se abre por un tiempo muy corto y no se logra alcanzar la presión de apertura de la válvula de subsuelo. Como consecuencia de esto, el controlador de superficie se abre pero la presión alcanzada es muy baja y hay que esperar un nuevo ciclo para volver a inyectar gas y no es sino después de varias aperturas del controlador que se logra abrir la válvula de subsuelo. Esto se corrige simplemente incrementando el tiempo en el cual el controlador de inyección permanece abierto. Es posible que la relación de área de la válvula sea muy grande y deba ser reemplazada por una más pequeña.



Figura 2.9 Tiempo de inyección de gas del controlador de superficie muy corto

Fuente: PDVSA Intevep, (2010). Manual “Intermitente con Controlador”

La presión de inyección de superficie también puede evidenciar una fuga en la válvula de subsuelo, en la superficie o en el revestidor del pozo. En la Figura 2.10 (A) se presenta el comportamiento típico de un pozo con fuga de gas desde el revestidor hacia la tubería de producción.

Durante el tiempo en el cual tanto la válvula de fondo como la de superficie están cerradas, se experimenta una reducción en la presión del revestidor debido a una fuga localizada en la válvula de subsuelo o en algún punto que permite la comunicación entre el revestidor y la tubería de producción.

En la Figura 2.10 (B) se representa el comportamiento de la presión debido a una fuga del controlador de superficie, el cual deja pasar gas hacia el anular de inyección y, como consecuencia de esto, la presión se va incrementando durante el tiempo en el cual la presión debería ser constante.

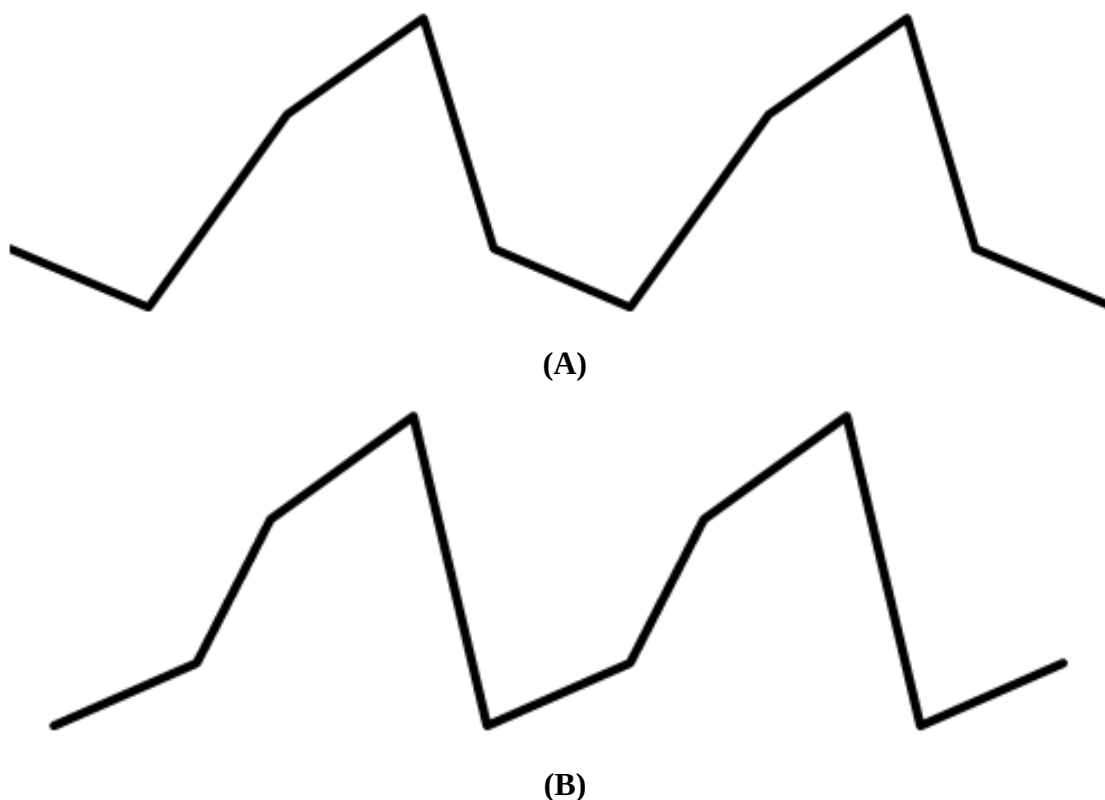


Figura 2.10 Fugas en el Sistema de Inyección

Fuente: PDVSA Intevep, (2010). Manual “Intermitente con Controlador”

Si el caudal de gas que pasa por la válvula de subsuelo es comparable con el que pasa por la válvula de superficie, es posible que se requiere de mucho tiempo para pasar un volumen dado. Este problema se ilustra en la Figura 2.11.



Figura 2.11 Excesivo tiempo de apertura del controlador de superficie

Fuente: PDVSA Intevep, (2010). Manual “Intermitente con Controlador”

Algunas veces la presión de inyección se comporta como se muestra en la Figura 2.12 en donde no se aprecia la acción del controlador de superficie, sino pareciese que el control de la inyección de gas solo lo ejerce la válvula de subsuelo.



Figura 2.12 Excesivo tiempo de apertura del controlador de superficie

Fuente: PDVSA Intevep, (2010). Manual “Intermitente con Controlador”

Las posibles causas del comportamiento de la presión de inyección que se presenta en la Figura 2.12 son:

✚ Si la presión de inyección es comparable a la presión de operación de la válvula es posible que el controlador de inyección de superficie este abierto y la válvula del múltiple de inyección este estrangulando el caudal de gas.

✚ Si a presión de gas es muy baja, es posible que haya fallado la válvula de subsuelo, el controlador de superficie se cierra en el pico superior de presión, como la válvula de subsuelo esta todo el tiempo abierta la presión cae indefinidamente desahogando todo el anular hasta que se abre de nuevo el controlador de superficie en el pico inferior de la presión de inyección y comienza de nuevo a incrementarse la presión de inyección. Los picos de presión son solo indicaciones de la operación del controlador de superficie. Este comportamiento se presenta si el caudal instantáneo de gas en el múltiple es bajo en comparación con el requerido para mantener presurizado el anular de inyección.

✚ Si la presión de inyección es muy alta es comparación con la presión de apertura de la válvula de subsuelo, es posible que el controlador este pasando un caudal de gas muy elevado y aun estando la válvula de subsuelo en buen estado ella nunca logra cerrarse debido a que la presión en el anular es siempre alta.

Procedimiento de ajuste para controlador de Gas Lift en superficie.

1).- Para determinar el ciclo de tiempo apropiado deben hacerse ajustes pequeños durante un periodo de varios días.

2).- En el arranque inicial ajustar el controlador de tiempo para que inyecte durante 20 a 30 segundos cada 5 minutos, esto es con el fin de desplazar la columna de fluido acumulada.

3).- Una vez desplazada la columna y que se detecte la operación de la válvula piloto en el fondo, ajustar el controlador de tiempo para inyectar de 2 a 3 minutos cada 15 a 20 minutos (verificar que la válvula piloto este abriendo en cada ciclo).

4).- Una vez terminado el paso anterior instalar un gráfico nuevo de 24 horas y realizar prueba con mínimo de 12 horas.

5).- Con los datos de la prueba y el grafico de 24 horas calcular el volumen de fluido producido durante cada ciclo, divida la producción medida durante la prueba entre el número de picos de presión de tubing observado en el grafico durante la prueba.

6).- Cada ciclo debe producir por lo menos 1 barril de fluido por pulgada de Diámetro Interno “DI” de tubería, (una tubería de 3 ½” de DI deberá producir un mínimo de 3,5 barriles por ciclo).

7).- Ajustar la duración del ciclo para cumplir con este requerimiento.

8).- Una vez obtenido el tiempo apropiado, cada ciclo debería permitir el tiempo suficiente para que la cantidad correcta de fluido se acumule en el fondo del pozo, luego inyectar gas suficiente para abrir la válvula operadora y finalmente introducir suficiente gas para levantar los fluidos acumulados hacia la superficie de manera eficiente. (300 pie cúbicos de barril de fluido por cada 1000 pie de profundidad).

9).- Al realizar la prueba del pozo se debe instalar grafico de 24 horas para facilitar el análisis.

VÁLVULAS MOTORAS DE ALTA PRESIÓN (HPMV DE 1" Y 2")

Esta válvula es controlada neumáticamente por medio de la válvula solenoide del controlador electrónico, y es la que permite el paso de gas del múltiple al casing del pozo, para ser usado posteriormente por las válvulas en el sistema de levantamiento artificial.

Normalmente la instalación se hace de tal manera que el gas o líquido que entra a la válvula fluye por encima del asiento creando una válvula motora de operación instantánea, la presión de agua arriba mantiene la válvula cerrada hasta que esta abre súbitamente. En la Figura 2.13 se aprecian las presiones y configuración de una Válvula Motora de Alta Presión.

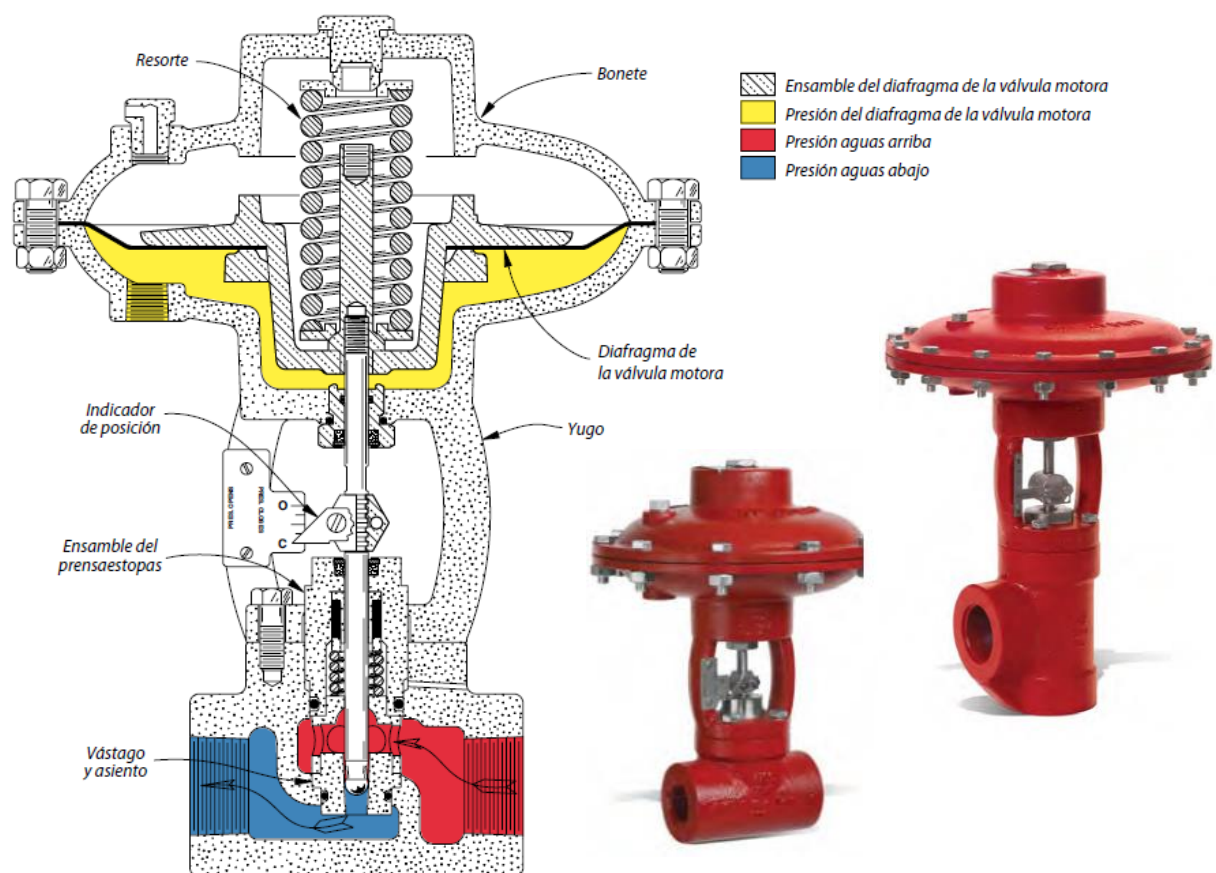


Figura 2.13 Configuración de una Válvula Motora de Alta Presión (HPMV de 1")

Fuente: Catalogo Kimray INC, Sección E1:10.1

Aplicaciones

Para descarga de líquido o gas de tanques, separadores, tratadores, eliminadores y otros depósitos similares de líquidos. Para aplicaciones de regulación aguas arriba y regulación aguas abajo con pilotos de presión.

Características

- ✚ Diseño Compacto.
- ✚ Asiento sellado con anillo O.
- ✚ Indicador de posición de la válvula.
- ✚ Actuadores reversibles en campo.
- ✚ Empaque de teflón en prensaestopas.

Actuadores

Los actuadores estándar tienen un área de diafragma efectiva de aproximadamente 30 pulgadas cuadradas para las válvulas motoras de 1" y de 65 pulgadas cuadradas para las de 2".

Resortes

Los resortes de las HPMV de 1" están dispuestos para presiones de diafragma de 10, 20 y 30 psig. Los resortes de las HPMV de 2" están dispuestos para presiones de diafragma de 15, 20 y 30 psig.

Excepto que se especifique lo contrario, todas las HPMV de 1" con Válvulas Internas de ½" tienen resortes de 30 psig, y las demás tienen resortes de 20 psig. Todas las HPMV de 2" se proveen con resortes como sigue: para válvulas de 1000 y 2000 psig de P.O., resortes de 20 lb., y para válvulas de 4000 psig de P.O., resortes de 30 lb.

El tornillo de ajuste superior puede ajustarse para variar ligeramente la tensión del resorte; esto afecta la presión que se requiere para activar la válvula.

Carrera del Vástago

- ✚ HPMV de 1" – 1/2" máximo.
- ✚ HPMV de 2" – 3/4" máximo.

Presión de Operación del Actuador

- ✚ 10-30 psig normal.
- ✚ 45 psig máximo.

Presión de Operación

- ✚ HPMV de 1" - 4000 psig.
- ✚ HPMV de 2" - 1000, 2000 y 4000 psig.

Tamaños de Válvulas Internas

- ✚ HPMV de 1" - 1/8", 3/16", 1/4", 3/8" y 1/2"
- ✚ HPMV de 2" - 1/4", 3/8", 1/2", 3/4" y 1"
- ✚ HPMV de 2" - 7/16", 5/8" y 7/8"

Especificaciones de las Válvulas Internas

Los tapones de la válvula estándar HPMV de 1" consisten en una esfera de carburo conectada en forma rígida con un vástago de acero inoxidable 303. Los asientos estándar están fabricados de acero para herramientas con tratamiento térmico. Los tapones de la válvula estándar HPMV de 2" para 1/2" y menores consisten en una esfera de carburo conectada en forma rígida a un vástago de acero inoxidable 303.

Los tapones de la válvula estándar para 3/4" y 1" consisten en una esfera de aleación de alto cromo endurecida conectada en forma rígida con un vástago de acero inoxidable 303. Los asientos estándar están fabricados de acero para herramientas con tratamiento térmico. Las válvulas internas pueden fabricarse de una amplia variedad de materiales.

En la Figura 2.14 y 2.15 se muestran las partes de una Válvula Motora de Alta Presión de 1" y 2"

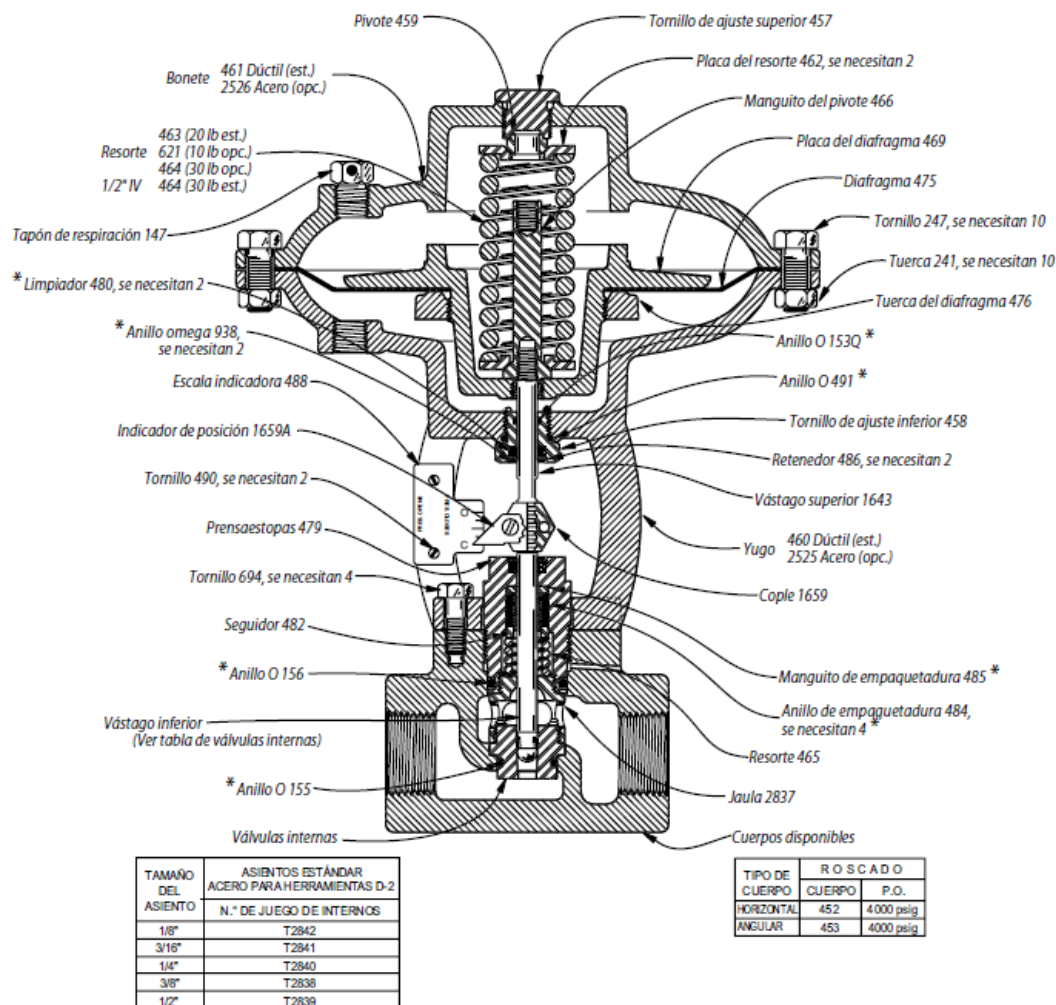


Figura 2.14 Actuadores de Hierro Dúctil / Cuerpo de Acero (HPMV 1")

Fuente: Catalogo Kimray INC, Sección E1:10.2

Tabla 2.2 Especificaciones de Válvulas con Cuerpo Horizontal (HPMV 1")

Nº de Cat.	Válvula Interna	Válvula	Máxima P.O.	KIT
EAE	1/8"	1400 SMT PO 1/8 IV	4000	RFA
EAF	3/16"	1400 SMT PO 3/16 IV	4000	RFA
EAG	1/4"	1400 SMT PO 1/4 IV	4000	RFA
EAH	3/8"	1400 SMT PO 3/8 IV	4000	RFA
EAI	1/2"	1400 SMT PO 1/2 IV	4000	RFA
EAK	1/2"	1400 SMT PC 1/2 IV	4000	RFA

Fuente: Catalogo Kimray INC, Sección E1:10.2

Tabla 2.3 Especificaciones de Válvulas con Cuerpo Angular (HPMV 1")

Nº de Cat.	Válvula Interna	Válvula	Máxima P.O.	KIT
EAA	1/4"	1400 SMA PO 1/4 IV	4000	RFA
EAB	3/48"	1400 SMA PO 3/8 IV	4000	RFA
EAC	1/2"	1400 SMA PO 1/2 IV	4000	RFA

Fuente: Catalogo Kimray INC, Sección E1:10.2

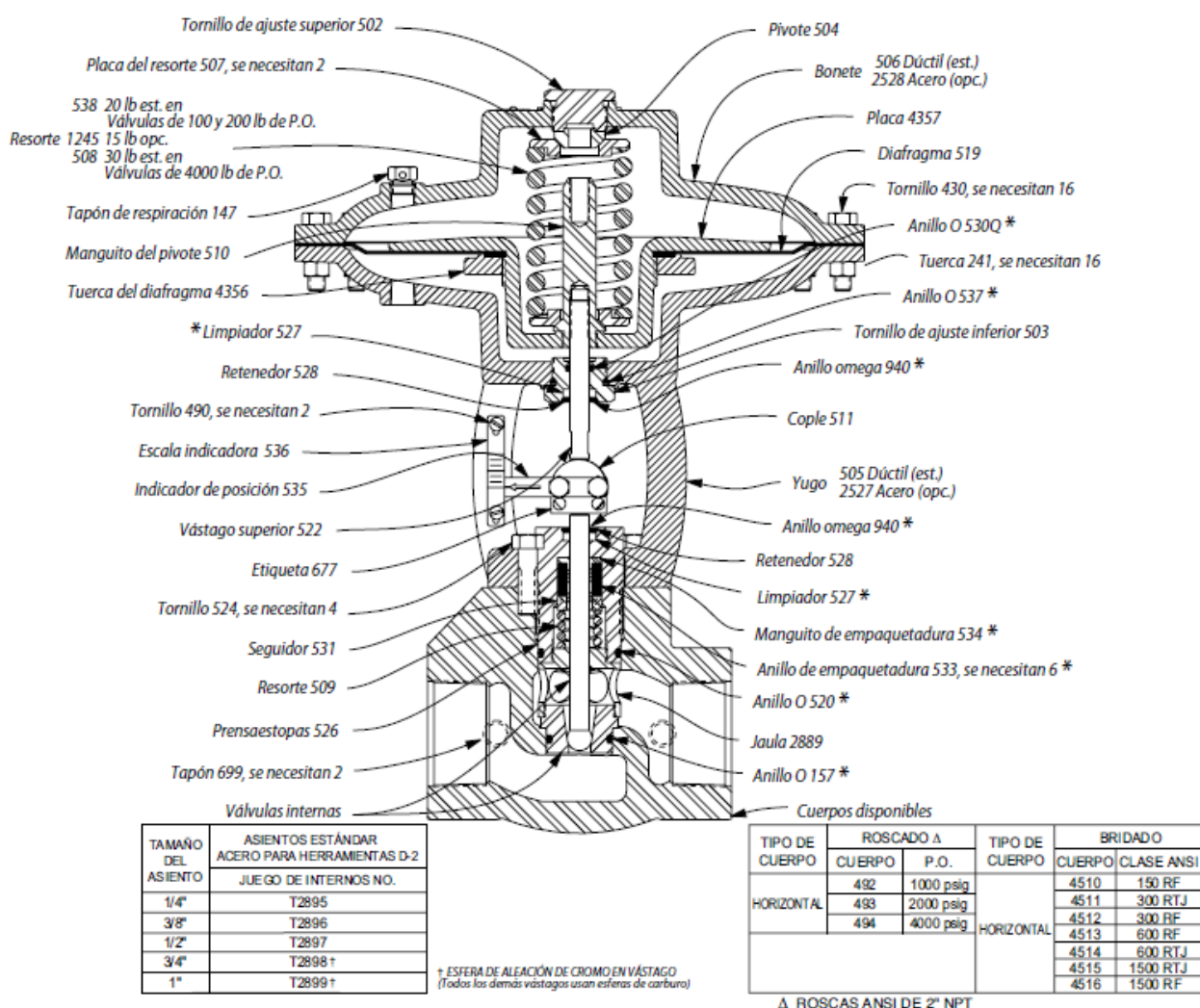


Figura 2.15 Actuadores de Hierro Dúctil / Cuerpo de Acero (HPMV 2")

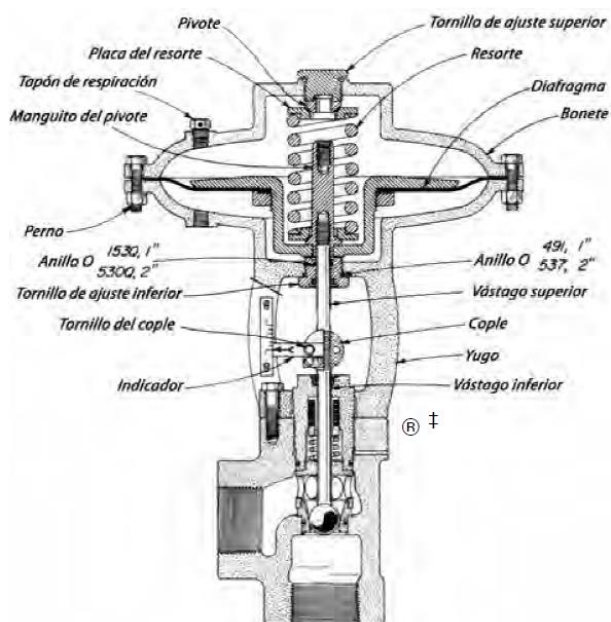
Fuente: Catalogo Kimray INC, Sección E1:10.3

Tabla 2.4 Especificaciones de Válvulas con Cuerpo Horizontal (HPMV 2")

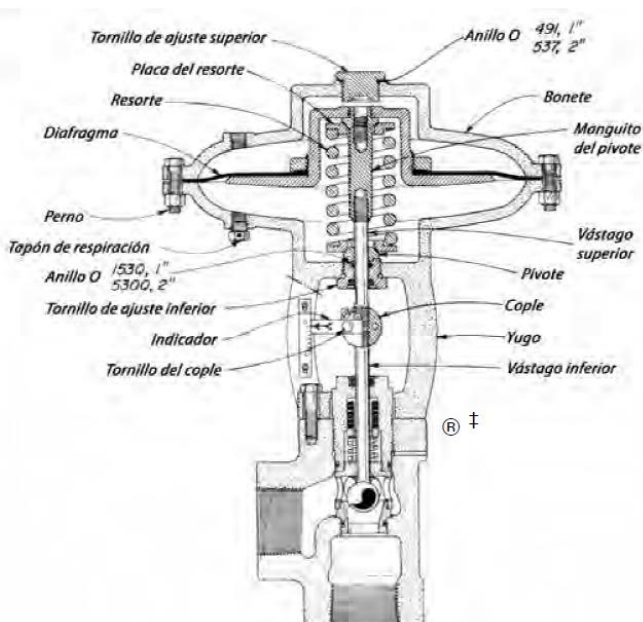
Nº de Cat.	Válvula Interna	Válvula	Máxima P.O.	KIT
ECE	1/2"	2100 SMT PO 1/2 IV	1000	RFE
ECI	1/2"	2100 SMT PC 1/2 IV	1000	RFE
ECF	3/4"	2100 SMT PO 3/4 IV	1000	RFE
ECG	1"	2100 SMT PO 1 IV	1000	RFE
ECJ	1"	2100 SMT PC 1 IV	1000	RFE
ECN	1/2"	2200 SMT PO 1/2 IV	2000	RFE
ECO	3/4"	2200 SMT PO 3/4 IV	2000	RFE
ECP	1"	2200 SMT PO 1 IV	2000	RFE
ECR	1/2"	2400 SMT PO 1/2 IV	4000	RFE
ECS	3/4"	2400 SMT PO 3/4 IV	4000	RFE
ECT	1"	2400 SMT PO 1 IV	4000	RFE

Fuente: Catalogo Kimray INC, Sección E1:10.3

CONVERSIÓN DE ACTUADORES



Servicio Normalmente Cerrado



Servicio Normalmente Abierto

Figura 2.16 Servicios de las Válvulas motoras de Alta Presión (HPVM)

Fuente: Catalogo Kimray INC, Sección E1:10.4

INSTRUCCIONES DE CONVERSIÓN

Servicio Normalmente Cerrado a Servicio Normalmente Abierto

Retire los tornillos del acople, el indicador de carrera y el acople. Retire el tornillo de ajuste superior, pernos y bonete. Levante el ensamble del diafragma (achurado). Retire el resorte, placas del resorte y pivote. Retire el tornillo de ajuste inferior. Retire los anillos O, 491 de 1", y 537 de 2", del anillo de ajuste superior e insértelos en las ranuras que se proporcionan en el tornillo de ajuste inferior. Destornille el vástago superior e insértelo en el extremo opuesto del manguito del pivote. Coloque el tornillo de ajuste inferior y apriételo contra el yugo. El anillo 491 de 1" y 537 de 2" proporciona el sello de presión necesario. Invierta el ensamble del diafragma y vuelva a colocar. Se debe tener cuidado al insertar el vástago superior a través del tornillo de ajuste inferior para no dañar el anillo O 153Q de 1" y 530Q de 2". Coloque el resorte con una placa de resorte en cada extremo. Apertura con el tornillo de ajuste. Enrosque el tornillo de ajuste superior en el bonete hasta que haga contacto con el pivote y luego apriételo dos vueltas. El tornillo de ajuste superior ahora se convierte en el ajuste del resorte. Con los tornillos del acople a través del indicador, coloque el acople haciendo que coincidan las marcas. Mueva al tapón de respiración o bonete (carcasa del diafragma superior). Conecte la presión del diafragma del piloto al yugo (carcasa del diafragma inferior).

Servicio Normalmente Abierto a Servicio Normalmente Cerrado

Retire los tornillos del acople, el indicador de carrera y el acople. Retire el tornillo de ajuste superior, pernos y bonete. Levante el ensamble del diafragma (achurado). Retire el resorte, placas del resorte y pivote. Rote el ensamble del diafragma jalando el vástago superior a través del tornillo de ajuste inferior para no dañar el anillo o 153Q de 1" y 530Q de 2". Retire el tornillo de ajuste inferior. Retire los anillos O 491 de 1" y 537 de 2" del tornillo de ajuste inferior e insértelos en las ranuras que se proporcionan en el tornillo de ajuste superior. Coloque el tornillo de ajuste superior y el bonete y apriételos. El anillo O 491 de 1" y 537 de 2" proporciona el sello de presión necesario. Destornille el vástago superior y colóquelo en el extremo opuesto del manguito del pivote. Use el acople y jale el vástago inferior hacia arriba hasta la posición abierta. Inserte el tornillo de ajuste inferior en el yugo hasta que el extremo quede a ras con la superficie interna del

yugo. Coloque el pivote sobre el tornillo de ajuste inferior con la superficie biselada hacia arriba. Coloque el resorte con una placa de resorte en cada extremo. Invierta el ensamble del diagrama de su posición original y colóquelo nuevamente. Asegúrese de que el vástago superior y el vástago inferior coincidan. Con los tornillos del acople a través del indicador, coloque el acople haciendo que coincidan las marcas. Coloque el bonete y pernos e indicador en su posición “abierta” (open) y apriételos una vuelta. Mueva el tapón de respiración hacia el yugo (carcasa del diafragma inferior). Conecte la presión del diafragma del piloto hacia el bonete (carcasa del diafragma superior).

CONTROLADOR ELECTRÓNICO MARCA “FERGUSON BEAUREGARD INC. TIPO “LIQUILIFT III”.

El controlador electrónico LiquiLift TM III de Ferguson Beauregard es el último de la serie LiquiLift TM. Ampliamente reconocido por controladores electrónicos para aplicaciones de émbolo elevadoras y gas-lift, Ferguson Beauregard ha presentado el nuevo LiquiLift TM III.

Funcionamiento basada en menús del LiquiLift TM III hace que sea fácil de operar y le da una gran flexibilidad en su funcionamiento. La estructura de menús incluye la capacidad para operar un bien bajo una serie de condiciones. Se puede utilizar como:

-  Un controlador de la válvula de émbolo de elevación simple, doble o triple.
-  Un controlador de Gas Lift con uno o dos válvulas.
-  Un intermisos para una aplicación de calendario simple.
-  Un controlador de 4 válvulas de cerdo ascensor.

Ubicado en un recinto completamente de acero y la utilización de tensión continua con una batería recargable y el panel solar, este controlador se puede montar de forma remota a una boca de pozo en las condiciones ambientales más extremas. Su construcción modular permite la facilidad de reemplazo y mejoras. En la Figura 2.17, se muestra un Controlador Electrónico Marca Ferguson Beauregard Inc. Tipo “LIQUILIFT III”.



**Figura 2.17 Controlador Electrónico Marca Ferguson Beauregard Inc.
Tipo “LIQUILIFT III”.**

Fuente: Manual LiquiLift III Electronic Controller, Pág. 1.

Este controlador es el cerebro del sistema, mediante un panel táctico se puede programar los tiempos de ciclo ON/OFF, y establecer la duración de los ciclos en que la válvula motora estará abierta y cerrada. Mediante una válvula solenoide comanda la apertura y cierre de la válvula motora, en la Figura 2.18 se observa la válvula solenoide. El Controlador Electrónico está formado por tres piezas principales:

- ✚ Modulo Electrónico con Software CHAM 1.02.
- ✚ Fuente de Poder de 4 Pilas Alcalinas Tipo “D”.
- ✚ Válvula Solenoide.



**Figura 2.18 Válvula Solenoide de Controlador Electrónico Marca Ferguson
Beauregard Inc. Tipo “LIQUILIFT III”.**

Fuente: Manual LiquiLift III Electronic Controller, Pág. 2.

Las características básicas que se incluyen en cada LiquiLift™ III son:

- ✚ Contador émbolo.
- ✚ Contador de ciclos.
- ✚ Nivel de voltaje de la batería.
- ✚ Datos del ciclo acumulativo.
- ✚ Batería recargable con panel solar.
- ✚ Caja de acero.
- ✚ Construcción Modular.
- ✚ Electrónica de Estado Of – The – Art.
- ✚ Operación con menús.
- ✚ La operación de varias válvulas.
- ✚ Un chip, múltiples operaciones.
- ✚ Campo Petrolífero Accidentado.

Tabla 2.5 Especificaciones Técnicas del Controlador Electrónico LiquiLift III

Especificaciones	
• Diseño basado en Microchip PIC16C77. • La retención de datos a través de EEPROM. • Interruptor de membrana de 25 teclas con pantalla LCD 4x20. • Conexiones de cableado de campo a través de bloques de terminales enchufables.	
Salida Neumática	• Una válvula solenoide neumática de enganche magnético. • Presión máxima de entrada de 40 psi.
Clasificación	• Clase 1 División 1 Grupo D lugares peligrosos por CSA.
Rango de Temperatura de Funcionamiento	• -40° C a + 60° C. • -20° C a + 60 ° C para la pantalla LCD.

Fuente: Manual LiquiLift III Electronic Controller, Pág. 3.

Tabla 2.6 Especificaciones Energéticas del Controlador Electrónico LiquiLift III

Consumo de Energía	
Fuente de Alimentación	• 4 Baterías alcalinas célula tipo D en la configuración de 6 voltios. • Panel solar 1 vatios opcional con 6 voltios batería de celda de gel recargable nominal 4,5 Amp Hora. • Carga de baterías con compensación de temperatura.
Reposo Modo de Corriente	• 500 microamperios o 0.500 miliamperios (durante el ciclo de sueño).
Válvula Abrir o Cerrar Pulso	• Típicamente 0,8 amperios para ¼ de segundo
Teclado / LCD Activo	• 3,5 miliamperios hasta el próximo ciclo de sueño.

Fuente: Manual LiquiLift III Electronic Controller, Pág. 3.

Tabla 2.7 Especificaciones Mecánicas del Controlador Electrónico LiquiLift III

Mecánico	
Descripciones de la Caja	• Pintado Acero, con cerradura, resistente a la intemperie. • Opción de acero inoxidable disponibles.
Dimensiones de la Caja	• 8,25" de ancho. • 8,25" de alto. • 4 " de profundo.
Peso	• 9 Libras.

Fuente: Manual LiquiLift III Electronic Controller, Pág. 3.

SUMIDERO Y REGULADORES

Este componente consta de dos sistemas de reguladores, uno de alta que reduce la presión desde 4000# a 75# y uno de baja que reduce de 75# a 30# (presión de trabajo para las Válvulas Motoras). Adicionalmente posee un sumidero, esto permite que el líquido en el gas grave dejando que el gas “seco” entre a la sección del regulador de baja presión. Por ultimo tiene un filtro de aire que permite limpiar de impurezas (partículas sólidas) el gas que se implementa para el control de la válvula motora. En la Figura 2.19 se aprecia los reguladores y el sumidero que conforman este sistema.

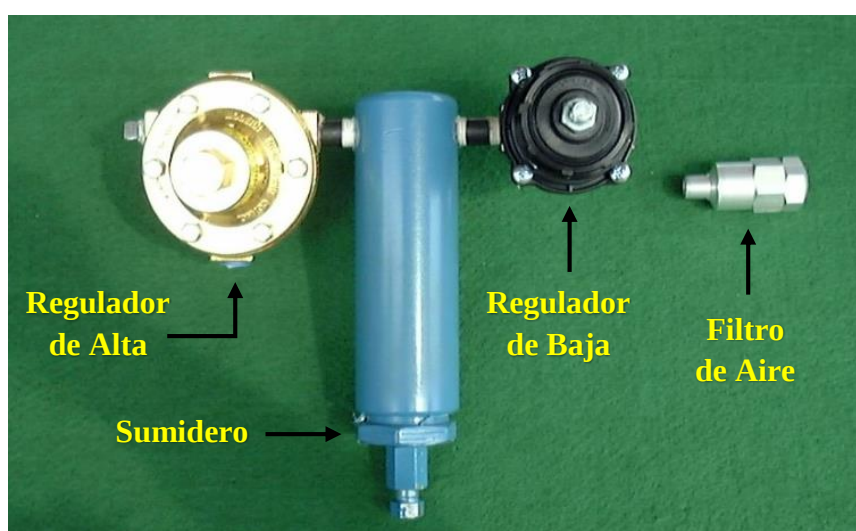


Figura 2.19 Sumidero y Reguladores
Fuente: PDVSA Lagopetrol S.A. (2015)

MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE CONTROLADOR DE GAS LIFT EN SUPERFICIE

Para garantizar el buen funcionamiento del sistema del controlador de Gas Lift en superficie, se debe realizar seguimiento y mantenimiento a cada uno de sus componentes individualmente para garantizar de esta forma el correcto funcionamiento de cada uno, a continuación se establecen las acciones y actividades correctivas y preventivas que se deben realizar a los distintos componentes que componen este sistema.

Controlador Electrónico “Liquilift III”

-  Realizar chequeo de las baterías alcalinas tipo D mensualmente, para evitar que se sulfaten o degraden por efecto del agua, reemplazar las mismas cada 6 meses.
-  Chequear el buen funcionamiento de la Válvula Solenoide mensualmente, para garantizar la correcta operatividad de la misma y realizar mantenimiento preventivo cada 6 meses.
-  Realizar cambio de ciclo ON y OFF mensualmente al controlador para garantizar el funcionamiento del panel táctil y el buen funcionamiento de los componentes electrónicos del controlador.

Válvula Motora

-  Chequear la apertura y cierre de la válvula motora trimestral, para garantizar que opere con normalidad y que la misma cierre y abre completamente. Realizar limpieza y lubricación de la misma mensualmente.

Sumidero y regulador

-  Drenar el Sumidero semanalmente para que expulse el líquido que se condensa proveniente de las impurezas del gas utilizado para la inyección.

- ✚ Chequear el filtro de aire semanalmente para garantizar que funciona apropiadamente.

- ✚ Chequear el regulador de alta y baja presión semestralmente, y verificar que trabajan a las presiones adecuadas.

CONSUMO DE GAS LIFT POR SISTEMA DE CONTROLADOR EN SUPERFICIE

Medidores de flujo

También conocidos como medidores dinámicos, son aquellos que obtienen la medición no por la medida de volumen o peso del medio que se desea conocer, sino por la medición de otro fenómeno que es una función de la cantidad de fluido que pasa por la tubería. El fenómeno medido es generalmente presión diferencial o velocidad.

Usualmente estos métodos dan una indicación del régimen de flujo y son muy usados en la industria petrolera. Entre estos se encuentran los diferenciales (Tubo Pitot, Toberas, Orificio, Tubo Venturi y Tubo Vortex) y los no diferenciales (Rotámetros, Turbinas, Magnéticos y Sónicos). Hay que señalar que la medida de caudal en la industria se efectúa principalmente con elementos que dan lugar a una presión diferencial al paso del fluido. La placa de orificio es el instrumento de mayor utilización en el campo petrolero, y será descrito a continuación:

Medición de Gas por Placa de Orificio (Medidor del Tipo Diferencial)

La medición del gas natural está comprendida dentro del campo de la medición de fluidos compresibles, cuyo comportamiento volumétrico, además de estar afectado por las variaciones de presión y temperatura a la cual se encuentra, se ven afectados igualmente por el hecho de ser una mezcla de elementos o compuestos, el cual dependiendo de su proporción o tipo, desvían del comportamiento ideal que pueda esperarse en una determinada condición. El flujo de gas natural es continuo, sin que en ningún punto de su trayectoria sea almacenado. Por lo que su medición debe realizarse directamente sobre la línea o tubería por la cual está fluyendo.

El medidor de orificio es el dispositivo más usado en la medición de gas, está basada en el principio físico de la caída de presión de un fluido circulando a través de una restricción, esto origina un incremento en la velocidad del fluido con la consecuente reducción en la presión del mismo. Este hecho origina que se establezca a través del orificio una caída de presión la cual se incrementa al aumentar la tasa de flujo o viceversa. Es ampliamente aceptado en la medición de líquidos o vapores. Con una correcta instalación y mantenimiento del orificio se puede obtener una precisión de $\pm 2\%$.

El medidor de orificio consiste de una presión estática y una presión diferencial que parten desde el orificio al instrumento medidor (registrador). Dos tomas, una antes y otra después del orificio, nos permite conocer dichas presiones las cuales son enviadas a una unidad diferencial, donde se resta la presión estática mayor de la menor para obtener la presión diferencial neta a través del orificio y a un resorte Bourdon donde de continuo llega la señal de presión estática “aguas arriba”. El tubo medidor de orificio (carrera de medición), consiste de una sección de tuberías aguas arriba y una aguas abajo con una dimensión y tolerancia que está determinada a través del cálculo y conforme a las especificaciones establecidas por ANSI/API 2530 (GPA 8185). La placa del orificio debe estar perpendicular al flujo para bridas o porta orificio. En la Figura 2.20, se muestran algunos de los Registradores de Presión Diferencial utilizados en la empresa PDVSA Lagopetrol, S.A.

Placas de orificio

Las placas de orificio simplemente son elementos instalados en los tubos para restringir el flujo del fluido (elemento primario). Se trata esencialmente, de una placa plana y redonda con un orificio o perforación. Se pueden dividir en:

✚ Concéntrica: Es el tipo más comúnmente utilizado. El orificio de la placa es circular y concéntrico con el caño en el que va instalada. Su exactitud es muy superior a la de los otros tipos de orificios.

✚ Excéntrica: El orificio es circular y tangente a la circunferencia interna de la cañería, en un punto. Es útil en flujo de fluidos en dos fases, vapor húmedo, líquidos conteniendo sólidos aceites conteniendo agua, etc.

✚ Segmentada: Es un orificio cuya forma geométrica es un segmento circular tangente en un punto a la circunferencia interna de la cañería. Su aplicación está en el manipuleo de fluidos barrocos, y su ventaja radica en que no acumula sólidos en el lado corriente arriba de la placa

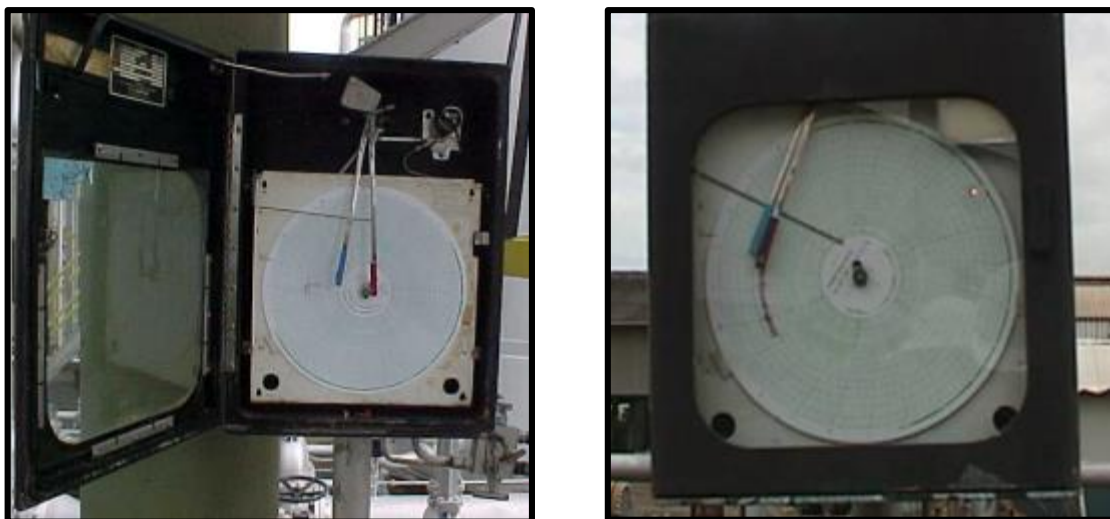


Figura 2.20 Registradores de Presión Diferencial (Tipo Barton)

Fuente: PDVSA Lagopetrol (2015)

Cartas o Disco de Medición

Las cartas utilizadas son por lo general circulares de 30,48 cm (12 pulg.) de diámetro y son utilizadas por los registradores neumáticos. Como la tasa de flujo es proporcional a la raíz cuadrada de la presión diferencial, las cartas de raíz cuadrada son empleadas con frecuencia.

Normalmente el medidor es calibrado de manera que el cero en la carta corresponda a la presión atmosférica, por lo tanto, la lectura estática debe ser corregida para obtener el valor de presión absoluta que es requerido en la fórmula para el cálculo del volumen. A continuación, en las siguientes Figuras 2.21 - 2.24, se muestran algunas cartas o discos de presión diferencial de algunos pozos con controlador en Superficie.

Ciclo: 30 ON / 30 OFF – Set Point: 1200 MPCD

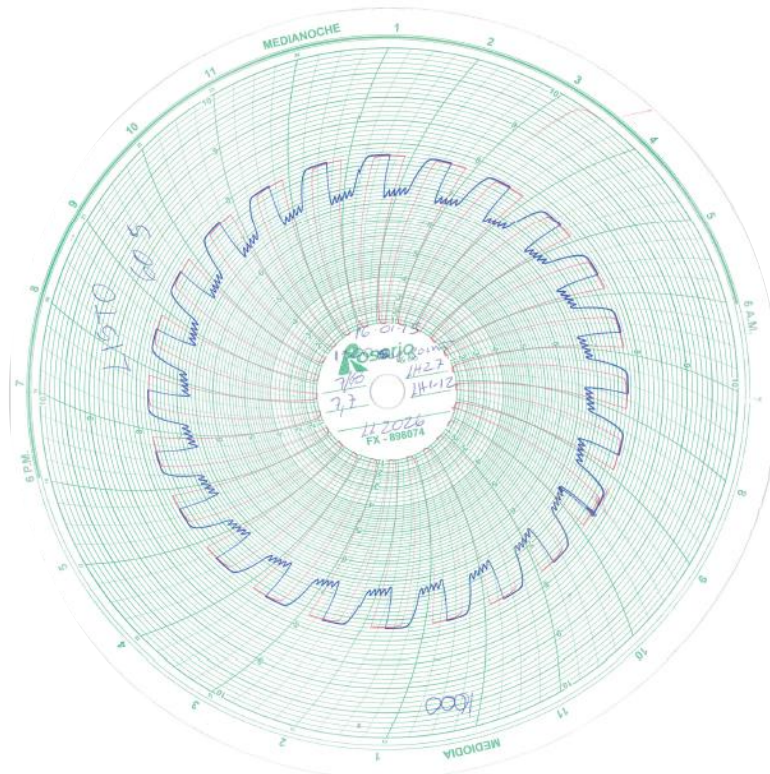


Figura 2.21 Disco de Presión Diferencial Pozo LL-2026
Fuente: PDVSA Lagopetrol (2015)

Ciclo: 15 ON / 40 OFF – Set Point: 1100 MPCD

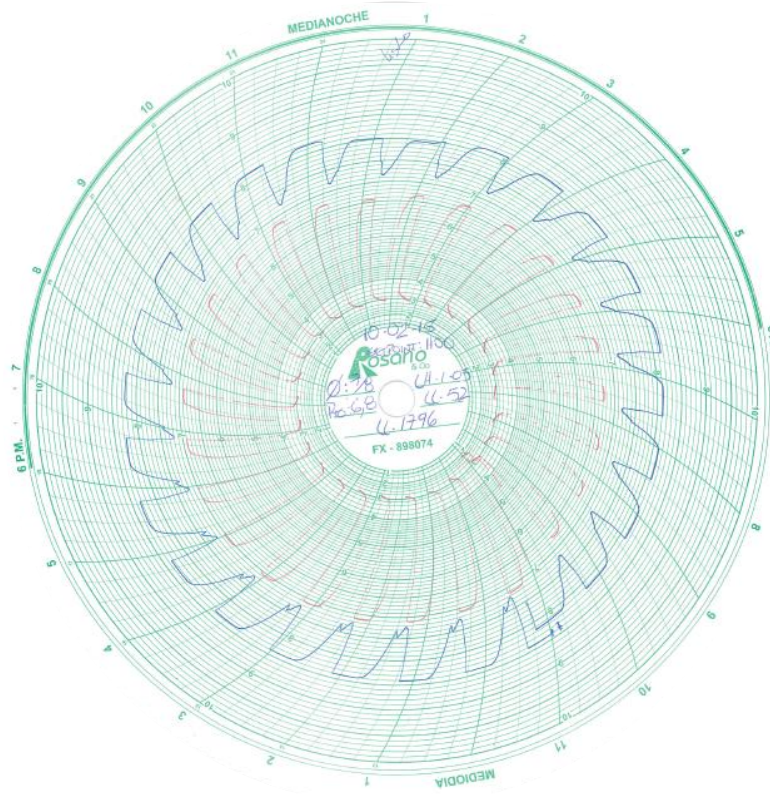


Figura 2.22 Disco de Presión Diferencial Pozo LL-1796
Fuente: PDVSA Lagopetrol (2015)

Ciclo: 15 ON / 40 OFF – Set Point: 850 MPCD

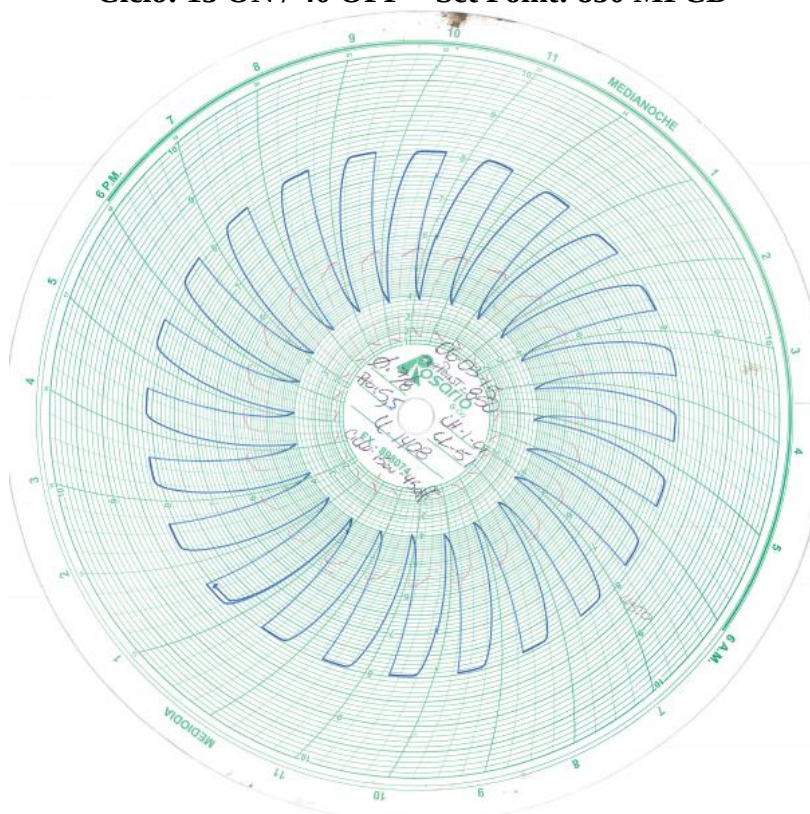


Figura 2.23 Disco de Presión Diferencial Pozo LL-1408
Fuente: PDVSA Lagopetrol (2015)

Ciclo: 30 ON / 30 OFF – Set Point: 1200 MPCD

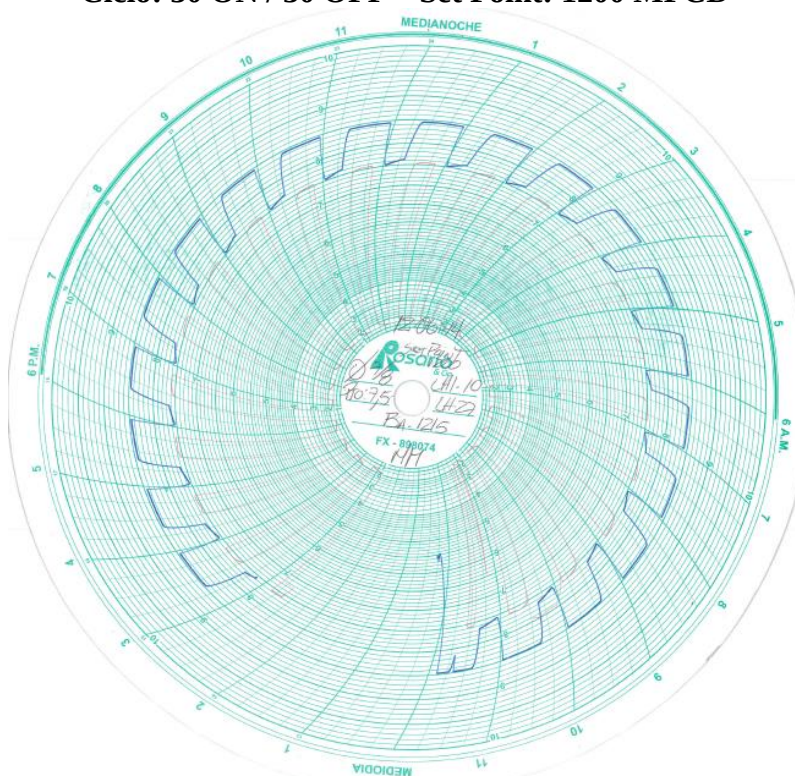


Figura 2.24 Disco de Presión Diferencial Pozo BA-1215
Fuente: PDVSA Lagopetrol (2015)

Calculo de Volumen de Gas Lift con Sistema de Controlador en Superficie

Para establecer el volumen de inyección de un pozo con Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie, es necesario establecer el Tiempo de cada Ciclo y el N° de Ciclos por días, para lo cual es necesario conocer el Tiempo ON y Tiempo OFF del controlador. A continuación se establecen los pasos y cálculos a seguir para determinar el volumen de gas inyectado a un pozo con controlador de Gas Lift en superficie.

 **Tiempo ON:** Representa el tiempo que dura el controlador con la válvula solenoide activa, permitiendo el paso de gas a la válvula motora para su posterior apertura. Se expresa en minutos (min).

 **Tiempo OFF:** Representa el tiempo que dura el controlador con la válvula solenoide desactivada, impidiendo el paso de gas a la válvula motora, manteniéndola cerrada. Se expresa en minutos (min).

 **Tiempo de Ciclo:** Representa en tiempo que toma el controlador en realizar un ciclo de acción, formado por un Tiempo ON y un Tiempo OFF. Es en esencia la suma de ambos tiempos ON y OFF. Se expresa en minutos (min).

$$\text{Tiempo de Ciclo} = \text{Tiempo ON} + \text{Tiempo OFF} \quad \text{Ecuación (6)}$$

 **N° Ciclos por Días:** Representa la cantidad de ciclos que puede realizar el controlador en un día. Para ello se divide la cantidad de minutos que tiene un día (1440 min) entre el Tiempo de Ciclo. Su valor es adimensional.

$$\text{N° Ciclos por Días} = 1440 / \text{Tiempo de Ciclo} \quad \text{Ecuación (7)}$$

 **Tiempo ON al Día:** Representa el tiempo total que dura la válvula motora abierta en un día. Se expresa en minutos (min).

$$\text{Tiempo ON al Día} = \text{Tiempo ON} \times \text{N° Ciclos por Días} \quad \text{Ecuación (8)}$$

✚ **Tiempo OFF al Día:** Representa el tiempo total que dura la válvula motora abierta en un día. Se expresa en minutos (min).

$$\text{Tiempo OFF al Día} = \text{Tiempo OFF} \times \text{N}^\circ \text{ Ciclos por Días} \quad \text{Ecuación (9)}$$

✚ **Presión Diferencial con Controlador Activo (Punto de Ajuste):** Representa la presión diferencial a la que debe ser ajustado el consumo de gas en el Registrador de Presión Diferencial, para que al pozo se le inyecte el Set Point deseado cuando la válvula motora se encuentra abierta.

$$Pto = \frac{\text{Set Point}}{\sqrt{\frac{PM}{14,7}} \times \emptyset} \quad \text{Ecuación (10)}$$

Donde: Pto = Punto de ajuste en el Registrador de Presión Diferencial (Psi).
Set Point = Volumen de gas Instantáneo inyectado al pozo cuando la válvula motora se encuentra abierta (MPCD).
 $\emptyset$ = Factor por Placa Orificio.
PM = Presión en el Múltiple de Gas Lift (Psi).
14,7 = Presión Atmosférica (Psi).

Tabla 2.8 Factor de acuerdo a la Placa Orificio

Placa Orificio (Φ)	Factor
3/8 "	3,47
1/2 "	6,02
5/8 "	9,52
7/8 "	18,95

Fuente: PDVSA Lagopetrol (2015)

✚ **Volumen de Gas Lift Inyectado:** Teniendo el punto de ajuste y el Tiempo ON al día es posible calcular el volumen real de Gas Lift inyectado al pozo durante un día de operación del sistema de controlador. Se expresa en MPCD.

$$Q_{iny} = \frac{\sqrt{\frac{PM}{14,7}} \times \emptyset \times Pto \times \text{Tiempo ON al Día}}{1444} \quad \text{Ecuación (11)}$$

Donde: Q_{iny} = Volumen de Gas inyectado (MPCD).

Pto = Presión Diferencial expresada en el Registrado (Psi).

$\emptyset$ = Factor por Placa Orificio

PM = Presión en el Múltiple de Gas Lift (Psi)

14,7 = Presión Atmosférica (Psi)

Es importante establecer la diferencia entre el Set Point y el Q_{iny} , porque aunque ambos sean volúmenes de gas inyectado al pozo, el Set Point es un punto de control y representa el volumen de gas instantáneo que se inyecta al pozo cuando la válvula motora se encuentra abierta, aunque su unidad es MPCD no representa el caudal de gas total que se inyecta al pozo en un día, representa el volumen de gas que se inyectaría en un día al pozo si la válvula motora se encontrara abierta por 24 horas.

Por el contrario el Q_{iny} representa el caudal de gas real inyectado al pozo, debido a que toma en cuenta solo el tiempo que la válvula se encuentra abierta y operando, este caudal es el Gas Lift utilizado como método de levantamiento.

ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA EMPRESA

Reseña Histórica de la Empresa

La empresa Mixta PDVSA Lagopetrol, S.A. fue creada por Petróleos de Venezuela PDVSA y una empresa trasnacional luego de firmado el decreto por parte del presidente de la República Bolivariana de Venezuela el 30 de Marzo del 2006 donde se disolvían los convenios operativos firmados en los años 90.

En la conformación de esta empresa mixta y la cual es filial de PDVSA por tener la mayoría de acciones se firmaron una serie de acuerdos entre los cuales resaltan los siguientes aspectos: CVP (Corporación Venezolana de Petróleo) cuenta con 69 % de las acciones, Hocol Venezuela B.V. 26,35%, Ehcopek Petroleo, S.A. 3,1% y la Cartera de Inversiones Petroleras II, C.A. 1,55%.

Las inversiones y ganancias serán compartidas según su porcentaje de acciones/participaciones. La empresa transnacional (en este caso Hocol Venezuela B.V.) se compromete a realizar contribución tecnológica para la explotación del campo.

La empresa Lagopetrol quedo conformada definitivamente en el mes de Enero del 2008 luego de culminar una serie de requisitos legales que exigía la migración del convenio operativo a la empresa mixta. Durante el período que transcurrió desde la firma a la migración hasta la fecha de creación de la empresa mixta las operaciones no sufrieron paralizaciones, manteniendo su producción en 5500 BNPD en un campo con casi 42 Km² llamado B-2-X 70/80 para su exploración, en la actualidad cuenta con 145 pozos categorizados de la siguiente tabla 2.9. La especificación de las categorías se encuentra en la Tabla 3.1, pág. 67.

Tabla 2.9 Categoría de los Pozo del B-2-X 70/80 de la EM PDVSA Lagopetrol

Categoría	1	2	3	5	8
Nº de Pozos	72	11	40	11	11

Fuente: PDVSA Lagopetrol (2015)

Actividad Económica

La Empresa Mixta Lagopetrol S.A., filial de PDVSA se ocupa del proceso de Exploración y Producción, en tal sentido su objetivo es maximizar el valor económico a largo plazo de las reservas de hidrocarburos en el campo B-2-X 70/80, garantizando la seguridad de sus instalaciones y su personal, en armonía con el medio ambiente.

Localización de la Empresa

La empresa posee su domicilio fiscal en la Torre Financiera BOD, en la Av. 5 de Julio. Piso 9, Maracaibo. Edo Zulia en donde se encuentra la parte administrativa, distintas gerencias y personal técnico que evalúa el yacimiento. La oficina de operaciones queda en la Av. Intercomunal de Ciudad Ojeda, sector la Tropicana, Ciudad Ojeda, Zulia. El campo de operaciones como tal se encuentra en el bloque B-2-X 70/80 del lago de Maracaibo. Opera en las instalaciones de PDVSA con la cual existe una sinergia para la operación de las estaciones de flujo LL-52, LL-54 y LL-51, estación de transferencia LH-27. Múltiples de gas LH 1-01, LH 1-02, LH 1-03, LH 1-07, LH 1-10, LH 1-12 y BA 1-01. Debidamente la ubicación geográfica de Lagopetrol se encuentra entre Lagunillas y Bachaquero donde se ubican los pozos de la empresa, tal como se observa en la Figura 2.25.

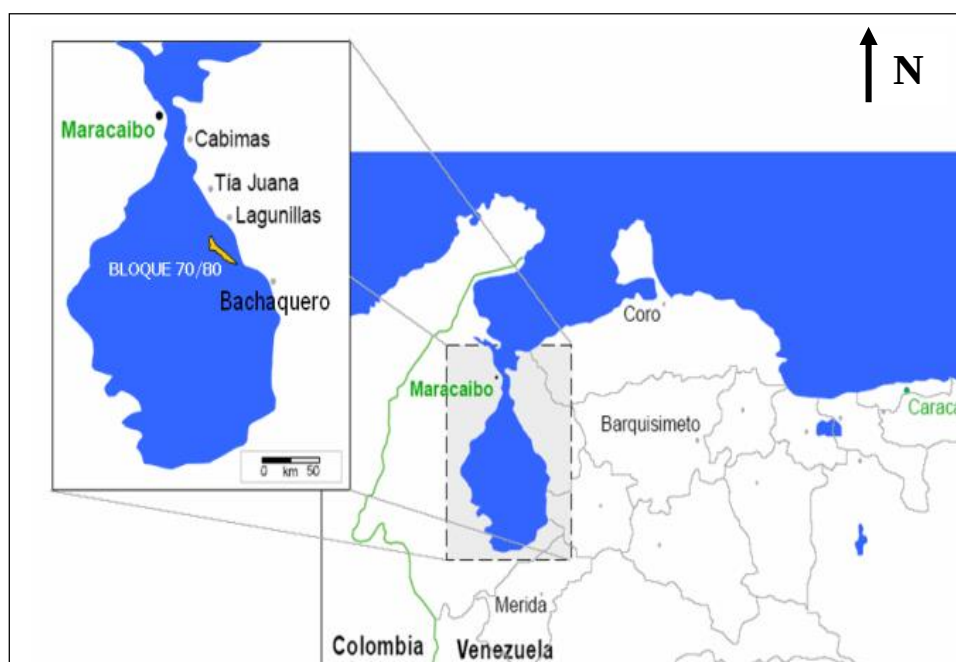


Figura 2.25 Ubicación Geográfica del Campo B-2-X 70/80

Fuente: PDVSA Lagopetrol (2015)

El yacimiento B-2-X 70/80, el cual es operado por la Empresa la Mixta PDVSA Lagopetrol S.A, se encuentra ubicado a 10 Km de la costa en el Lago de Maracaibo sobre el sector nororiental del lago de Maracaibo cubriendo una extensión aproximada de 42 km², está limitado hacia el Norte y Este por el Bloque 69, hacia el Sur y el Oeste se encuentra colindante con el Bloque 71. Esto se puede observar en la Figura 2.26.

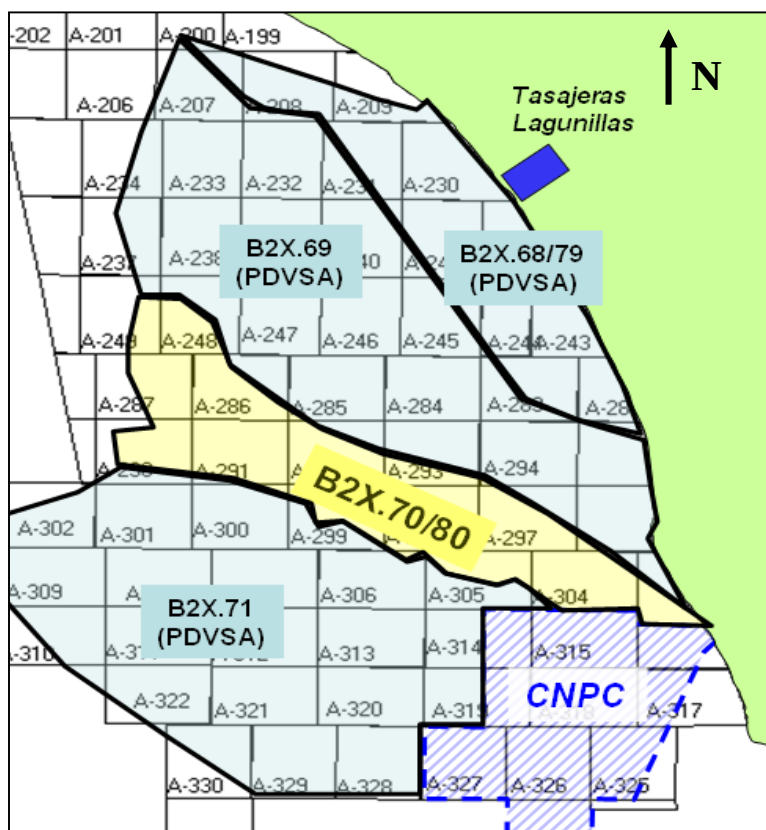


Figura 2.26 Límites del Campo B-2-X 70/80

Fuente: PDVSA Lagopetrol (2015)

En el área bajo estudio se han perforado 145 pozos de los cuales 72 de ellos en la actualidad son pozos activos que están en categoría 1, 11 son inyectores de agua categoría 8 y 51 inactivos (categoría 2 y 3), 11 se encuentran abandonados por diversas razones, categoría 5. Dicho yacimiento está distribuido en 12 km cuadrado que es el área que corresponde a B-2-X 80 que pertenece 100% a Lagopetrol y B-2-X 70 que corresponde a 30 km cuadrados a Lagopetrol que serían un 86 % del yacimiento y 5 km cuadrados que pertenecen a Petrosiven que corresponde a un 14 % del yacimiento. En la Figura 2.27, se muestra el Mapa Isópaco del Yacimiento B-2-X 70/80.

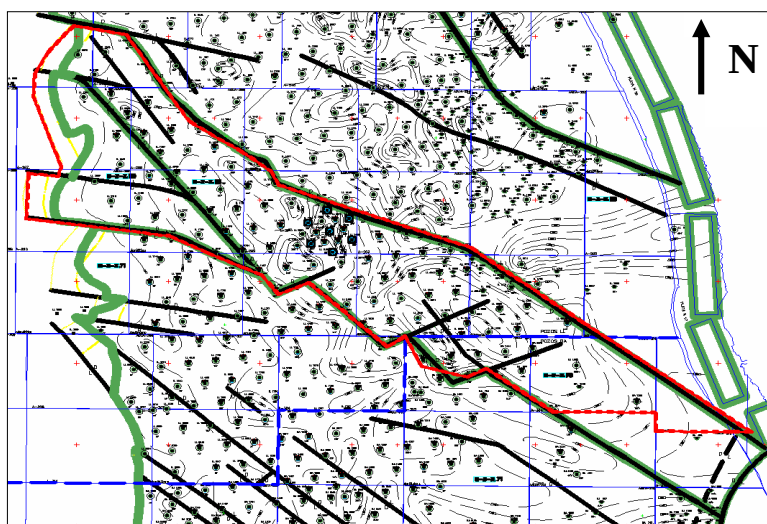


Figura 2.27 Mapa Isópaco del Yacimiento B-2-X 70/80

Fuente: PDVSA Lagopetrol (2015)

El yacimiento B-2-X 70/80 pertenece a la formación Misoa, de Edad Eocena es también llamado Eoceo-frac, por tal motivo es un yacimiento con una alta heterogeneidad y se encuentra en una etapa avanzada de agotamiento que afecta considerablemente los Factores de Recobro. Conformados por areniscas de tamaños variados de grano, pero en general, son de grano fino y agradan a limolitas o lutitas, su petrofísica se caracteriza por tener una baja porosidad y baja permeabilidad, tal como se muestra en la Figura 2.28.

EDAD	FORMACION	MIEMBRO	LITOLOGIA	DESCRIPCION GEOLOGICA	Espesor promedio
MIOCENO	Lagunillas	Bachaquero		Bloques de areniscas poco consolidadas intercaladas con lutitas	850 pies
		Laguna		Arenas poco consolidadas predominantes, barras influenciadas por mareas	250 pies
		Lagunillas Inf		Areniscas poco consolidadas intercaladas con lutitas carbonáceas	300 pies
	La Rosa	Lutitas La Rosa		Lutitas marinas de gran espesor con pequeños lentes de arena de grano fino.	50 pies
		Santa Barbara		Arenas de grano medio a fino, con algunas lutitas laminares.	50 pies
EOCENO	Misoa	B2-X		Capas gruesas de lutita limolíticas intercalada con areniscas compactadas limolíticas.	900 pies

Figura 2.28 Columna Estratigráfica del Campo B-2-X 70/80

Fuente: PDVSA Lagopetrol (2015)

Condición Actual del Yacimiento B-2-X.70/80

Inicialmente, para el diagnóstico de la condición actual del yacimiento B-2-X.70/80, se realizó en mesa de trabajo una revisión documental con ayuda de varios software corporativos (Centinela, Processbook (PI) y OFM) se obtuvo información relevante del mismo, siendo el campo del Eoceno-Frac B-2-X.70.80, operado por PDVSA Lagopetrol S.A, ubicándose en el Lago de Maracaibo y tiene una superficie de 42 Km². El Bloque está compuesto de dos yacimientos: B2X-70 y B2X-80. El desarrollo inicial del campo comenzó con la perforación de cinco pozos que fueron fracturados hidráulicamente y produjeron con Gas Lift.

De esta manera, en la siguiente tabla 2.10, se muestra las propiedades de la roca y el fluido presente en el yacimiento B-2-X.70/80, de forma generalizada se aprecia que las condiciones estudiadas en este yacimiento poseen buenas características de roca, lo cual denota cierta prospectividad en los mismos debido a su capacidad de almacenamiento por alto valor de porosidad efectiva de 16%. Sin embargo, se observa una pobre transmisibilidad de fluidos por bajo valor de permeabilidad que van de 3 a 40 mD, lo que hacen de las arenas muy susceptibles a los diferentes mecanismos de daño. En la tabla 2.10 se encuentran las propiedad roca y fluido del Yacimiento B-2-X 70/80.

Tabla 2.10 Propiedades Roca y Fluido del Yacimiento B-2-X 70/80

Yacimiento B-2-X 70/80	
Porosidad (ϕ) %	16
Permeabilidad (K) (mD)	3 – 40
% AyS	54
Gravedad API	18 (32 – 12)
RGP (PCN/BN)	345
Viscosidad (cp)	5
Gradiente Fluido (LPC/pie)	0,36
Presión Actual (lpc)	400 – 920
Azufre	2% p/p

Fuente: PDVSA Lagopetrol (2015)

El yacimiento B-2-X.70/80, presenta 54% AyS, a nivel de fluido tiene una gravedad comprendida de 12 – 32 °API, con un promedio de 18 °API, con 345 RGP, una viscosidad a temperatura de yacimiento de 5 cp y 0,36 LPC/pie de gradiente de fluido. La presión actual de yacimiento está en el orden de las 400 a 920 lpc, muy por debajo de la presión de burbuja, haciendo de este un yacimiento saturado. Las Características del yacimiento se expresan en la tabla 2.11.

Tabla 2.11 Características del Yacimiento B-2-X 70/80

Yacimiento B-2-X 70/80	
Año de descubrimiento	1950
Formación	Eoceno
Edad de los Pozos (años)	30 – 50
Área (Km ²)	41,91
Profundidad Marina (pies)	30
Mecanismo de Producción	LAG (Intermitente y Continuo) y 2 BES
Acuífero	No Aparente
Profundidad (pies)	5500 – 6200
Espesor (pies)	600
Presión Inicial (psia)	2425
Presión Burbuja (psia)	1492
Temperatura (°F)	160
Producción Petróleo (MBPD)	4,7
Producción Gas (MMPCD)	9,9
POES (MMBBL)	1044,1
GOES (MMPCN)	438540
FR Primario (%)	11,6 – 15,5

Fuente: PDVSA Lagopetrol (2015)

EMPRESA MIXTA PDVSA LAGOPETROL S.A.

Métodos de Producción

Los métodos de producción utilizados por la empresa PDVSA Lagopetrol S.A. son primordialmente: Levantamiento Artificial por Gas Continuo (L.A.G.C), Levantamiento Artificial por Gas Intermitente (L.A.G.I), y en menor cantidad Bombeo Electro Sumergible (BES).

Misión

“Nos comprometemos con el proyecto de nación asumiendo el principio de un estado democrático, social, de derecho y de justicia, cumpliendo con los deberes y derechos establecidos en la Constitución y las leyes de la República Bolivariana de Venezuela. Nuestras acciones están basadas en el respeto a los derechos humanos y la vida digna”.

Visión

“Nuestro propósito es ser la mejor empresa mixta de exploración y producción de hidrocarburos del país, compartiendo negocios a largo plazo, generando oportunidades”.

Valores

Los negocios se dirigen en función de cumplir la visión y misión establecidas por la Corporación, fundamentados en los siguientes valores: Responsabilidad Social, Individual, Trabajo en Equipo, Disciplina, Sensatez, Respeto a la gente, Conciencia de Costo, Humildad, Equidad, Competitividad, Integridad y Ética.

Políticas de calidad

Es política de la empresa, desarrollar las actividades para mejorar continuamente la eficacia de nuestro sistema de gestión de calidad y así fusionar exitosamente la capacitación y certificación técnica de nuestro personal, garantizándole al cliente la ejecución de obras mediante las metodologías y controles de los procesos para el mejoramiento continuo en materia de calidad y servicio.

Políticas de Seguridad, Higiene y Ambiente

Ejecuta sus operaciones bajo condiciones que garanticen el bienestar y la integridad de su recurso humano, evitando consigo daños a las instalaciones, equipos o terceros y a las comunidades adyacentes, de igual manera aplicar medidas para mantener y preservar el ambiente. El desarrollo y ejecución de todas las actividades se rigen por el cumplimiento de leyes, normas y reglamentos establecidos tanto por nuestra empresa.

Proceso Productivo

Lagopetrol divide este proceso en dos grandes etapas como lo es la Exploración y Producción, siendo el primero uno de los más vitales de esta industria, pues de él depende el hallazgo de hidrocarburos en el subsuelo.

La Exploración, es el primer eslabón de la cadena, por lo cual se convierte en la base fundamental para que exista la mencionada empresa. La etapa de producción se refiere a la explotación del petróleo y el gas natural de los yacimientos o reservas del campo B-2-X 70/80.

La fase de producción de un campo productor de hidrocarburos comienza después de que se ha comprobado la presencia del recurso gracias a la perforación de pozos exploratorios.

Por lo antes dicho dentro de PDVSA Lagopetrol hay una amplia y profunda relación entre la Exploración y las diferentes organizaciones de Producción, por ejemplo, la perforación, estudios integrados, ingeniería y construcción, de reservas. Esta relación debe ser altamente dinámica y efectiva para que se logren los objetivos Exploración y Producción.

Productos Obtenidos

Una vez concretadas las etapas que involucran el proceso productivo, Lagopetrol obtiene Petróleo y Gas producto de la puesta en producción de los pozos pertenecientes al campo B-2-X 70/80.

Estructura Organizacional de la Empresa

El siguiente organigrama representa la estructura organizacional de la junta directiva de Lagopetrol. Cada gerencia está conformada por supervisores, analistas, asistentes, operadores y personal administrativo, en total la empresa está constituida por 50 personas. Las cuales están distribuidas en las diferentes gerencias, ubicadas en Maracaibo y Ciudad Ojeda. En la Figura 2.29 se muestra la Estructura Organizacional de la Empresa.

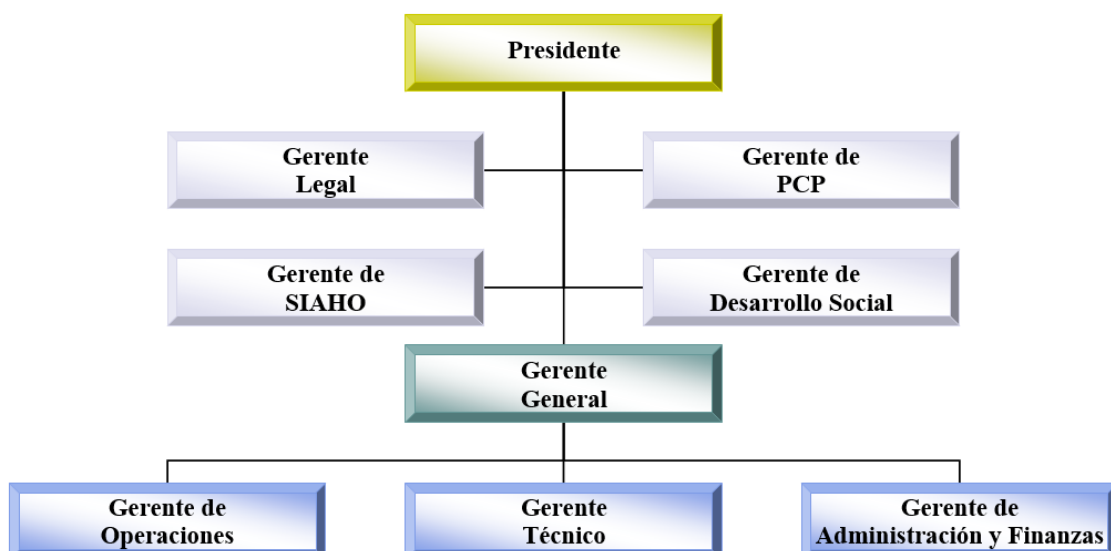


Figura 2.29 Estructura Organizacional de la Empresa

Fuente: PDVSA Lagopetrol (2015)

CAPITULO III

MARCO METODOLOGÍA

TIPO DE INVESTIGACIÓN

La investigación es un proceso esquematizado que busca dar respuesta a una interrogante mediante la aplicación de un método científico partiendo de un sistema hipotético, evaluando el fenómeno mediante técnicas y procedimientos para dar respuestas eficaces y confiables. Por esto, en función de los objetivos específicos planteados, este capítulo tiene como finalidad fundamental realizar un resumen detallado sobre el procedimiento utilizado para alcanzar el propósito de este estudio; explicando el tipo de investigación, definiendo la población de estudio y la metodología aplicada para alcanzar el objetivo general de esta investigación.

De acuerdo a la naturaleza del presente trabajo, el tipo de investigación se adapta a la modalidad de tipo **Descriptiva**, debido a que se concreta en describir las características fundamentales, destacando los elementos esenciales que caracterizan al fenómeno estudiado.

“La investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Los resultados de este tipo de investigación se ubican en un nivel intermedio en cuanto a la profundidad de los conocimientos se refiere”.

Fidias G Arias. (2006); Pág. 24

La investigación descriptiva se clasifica en:

a) Estudio de medición de variables independientes: Su misión es observar y cuantificar la modificación de una o más características de un grupo, *sin establecer relación entre éstas*. Es decir, cada característica o variable se analiza de forma autónoma o independiente. Por consiguiente, en este tipo de estudio **no se formula hipótesis**, sin embargo, se obvia la presencia de variables.

“Los estudios descriptivos miden de forma independiente las variables a aun cuando no se formulen hipótesis, tales variables aparecen enunciadas en los objetivos de investigación.”

Fidias G Arias. (1999)

b) Investigación Correlacional: Su finalidad es determinar el grado de relación o asociación (no casual) existente entre dos o más variables. En estos estudios, primero se miden las variables y luego, mediante **pruebas de hipótesis correlacionales** y la aplicación de técnicas estadísticas, se estima la correlación. Aunque la investigación correlacional no establece de forma directa relaciones casuales, puede aportar indicios sobre las posibles causas de un fenómeno.

“Los estudios correlacionales son un tipo de investigación descriptiva que trata de determinar el grado de relación existente entre las variables”

(Ary, Jacobs y Razavieh, 1989, p. 318)

“El tipo de investigación se determina de acuerdo con el tipo de problema que se desea solucionar. Esta se refiere a la ubicación de la investigación en las diferentes categorías de la clasificación.”

(Sampieri, Fernández y Baptista, 2006, p.100).

La metodología de esta investigación se encuentra enmarcada según el planteamiento del problema y los objetivos de la misma, en un estudio de tipo: Descriptivo – Correlacional. Debido a que busca establecer la relación que existe entre la implementación del Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie, con la producción de los pozos petroleros del Campo B2X 70/80, con un manejo más eficiente y óptimo de la utilización del Gas Lift como método de producción.

DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

El diseño de investigación es la estrategia general que adopta el investigador para responder al problema planteado. En atención al diseño, la investigación se clasifica en: Documental, Campo y Experimental.

La estrategia de investigación está definida por:

- a) El origen de los datos: primarios en diseños de campos y secundarios en estudios documentales.
- b) Por la manipulación o no de las condiciones en las cuales se realiza el estudio: diseños experimentales y no experimentales o de campo.

La Investigación Documental o Diseño Documental: *“Es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores es fuente documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas. Como en toda investigación, el propósito de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos.”*

Fidias G Arias. (2010); Pág. 27.

La Investigación de Campo o Diseño de Campo: *“Es aquella que consiste en la recolección de datos directamente de los sujetos investigados, o de la realidad donde ocurren los hechos (datos primarios), sin manipular o controlar variable alguna, es decir, el investigador obtiene la información pero no altera las condiciones existentes. De allí su carácter de investigación no experimental.”*

Fidias G Arias. (2010); Pág. 29.

La Investigación Experimental o Diseño Experimental: *“Es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones, estímulos o tratamientos (variable independiente), para observar los efectos o reacciones que se producen (variable dependiente).”*

Fidias G Arias. (2010); Pág. 31.

Basado en el origen de los datos y la manipulación de los mismos, el diseño de investigación de este trabajo se cataloga como Diseño Experimental, debido a que tiene como finalidad evaluar los cambios de producción y de consumo de Gas Lift que experimentan los pozos, debido a la implementación del Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie.

POBLACIÓN Y MUESTRA

Población

Una población es definida como *“La totalidad del fenómeno a estudiar en donde las unidades de población poseen una característica común, la cual se estudia y da origen a los datos de la investigación”*.

Tamayo y Tamayo M. (2003), P. 92.

Por otra parte la población puede definirse como *“Un conjunto de N unidades, que constituyen el objeto de un estudio; donde N es el tamaño de la población”*.

Corbetta (2007).

La población involucrada en este trabajo de investigación se encuentra formada por los 145 pozos que pertenece a la empresa Mixta PDVSA Lagopetrol, y que se encuentran perforados en el Campo B2X 70/80, que forma parte de nuestra área de estudio. Estos pozos se encuentran categorizados actualmente, tal como se muestra en la tabla 3.1.

Tabla 3.1 Población del Trabajo de Investigación

N° Pozos	Categoría	Descripción
72	1	Pozos activos y abierto a producción
11	2	Pozos inactivos, cerrados a producción y esperando reparación menor (Tiempo de cierre menor a 3 meses)
40	3	Pozos inactivos, cerrados a producción y esperando reparación mayor (Tiempo de cierre superior a 3 meses)
11	5	Pozos inactivos, cerrados a producción y esperando abandono (Pozo no rentable económicamente)
11	8	Pozos activos e inyectores de agua

Fuente: PDVSA Lagopetrol (2015)

Muestra

Se define la muestra como *“Una parte (sub-conjunto) de la población obtenida con el propósito de investigar propiedades que posee la población.”*

Parra (2003)

En el presente trabajo de investigación la muestra está constituida por 18 pozos que poseen actualmente o en algún momento de su historia llegaron a poseer Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie. Estos pozos se encuentran categorizados actualmente, tal como se muestra en la tabla 3.2.

Tabla 3.2 Muestra del Trabajo de Investigación

N° Pozos	Categoría	Descripción
13	1	Pozos activos y abierto a producción
2	2	Pozos inactivos, cerrados a producción y esperando reparación menor (Tiempo de cierre menor a 3 meses)
3	3	Pozos inactivos, cerrados a producción y esperando reparación mayor (Tiempo de cierre superior a 3 meses)

Fuente: PDVSA Lagopetrol (2015)

PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO DE LA INVESTIGACIÓN

Para realizar el proyecto de investigación mencionado, existe la necesidad de establecer una serie de actividades, cuyo propósito es guiar la investigación hasta lograr alcanzar los objetivos propuestos; estas actividades son las siguientes:

- 1).- Establecer los puntos de la investigación, así como la finalidad y objetivos de los mismos.
- 2).- Recolección y validación de material y datos de campo.
- 3).- Revisión bibliográfica y recolección de material de apoyo.
- 4).- Procesamiento de la información de campo y bibliográfica.
- 5).- Análisis de los diferentes factores y variables que intervienen en el proceso del Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie del campo B-2-X 70/80.
- 6).- Comparar y establecer ventajas y desventajas del Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie.
- 7).- Elaboración de tablas y gráficos de los resultados obtenidos.
- 8).- Redacción final de los resultados de la investigación.
- 9).- Redacción de las conclusiones y recomendaciones.
- 10).- Elaboración del programa de visualización de presiones y movimiento de los fluidos con la información analizada y conclusiones obtenidas.

APLICACIONES UTILIZADAS PARA LA ADQUISICIÓN DE DATOS

Para la adquisición de datos e información, utilizada para la realización de este trabajo especial de grado se utilizaron diversos programas afiliados a PDVSA, donde se almacena, carga, archiva y registra información relacionada con los pozos de los que PDVSA y sus filiales son responsable. Estos programas permiten llevar un seguimiento de producción, inyección y cualquier actividad o cambio realizados a los pozos e instalaciones, para su posterior evaluación y escrutinio. Entre los programas utilizados para la adquisición de datos de este trabajo se encuentran:

Centinela

Visión de la información petrolera, es el primer producto a nivel mundial que tiene como objetivo principal el incrementar y afirmar las fortalezas existentes en los procesos de petróleo y gas, con una alta capacidad de respuesta y así ser más flexible y compatible operacionalmente para satisfacer las distintas necesidades que puedan presentarse en el negocio petrolero. Este producto funciona en una verdadera arquitectura **Cliente/Servidor**, abierta, con una interfaz gráfica, amigable y adaptable a las necesidades requeridas en el mundo petrolero. En la Figura 3.1 se muestra la pantalla principal del programa centinela pozo.



Figura 3.1 Pantalla Principal Centinela Pozo

Fuente: PDVSA Lagopetrol (2015)

Estructura General de Centinela

Centinela, es un sistema corporativo, conformado por 13 Aplicaciones, tal como se observa en la Figura 3.2.

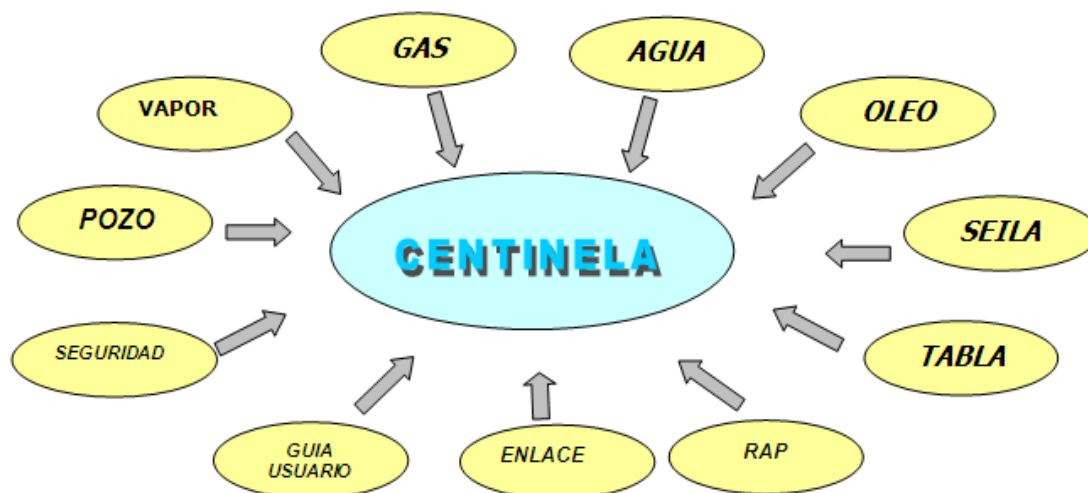


Figura 3.2 Aplicaciones asociadas al Programa centinela

Fuente: PDVSA Lagopetrol (2015)

Beneficios del Sistema Centinela

- ✚ Garantiza la calidad del dato, mediante el uso de modelos matemáticos de validación, lo cual incrementa la credibilidad del usuario.

- ✚ Permite el seguimiento continuo a los parámetros operacionales de las instalaciones, y al comportamiento de producción de cada pozo.

- ✚ Dispone de mecanismos de seguridad para su acceso, de una forma integrada a nivel de cada componente del producto.

- ✚ Facilita el control de las operaciones de recolección, procesamiento y distribución de gas y líquidos.

- ✚ Permite la incorporación de nuevas aplicaciones, y se integra fácilmente con otros productos.

- ✚ Facilita el análisis de los proyectos de recuperación secundaria, de compresión de gas y de inyección de vapor.

- ✚ Genera balances contables y/o operacionales por instalación y fluido.

- ✚ Automatiza los procesos de cierre y apertura de reinterpretación de yacimientos.

- ✚ Facilita el seguimiento en línea de los niveles en los tanques y del proceso de embarque de crudo y productos.

Centinela Pozo

Es una herramienta automatizada que sirve de apoyo para facilitar información contable, operacional y de las instalaciones, de manera oportuna y en línea, asegurando flexibilidad de respuesta a los objetivos de producción e inyección; control, seguimiento y análisis de las operaciones de producción actuales y futuras; utilizando para ello tecnología de avanzada en el área de informática.

Su objetivo principal es asistir al personal de las Unidades de Explotación de los Grupos de Yacimientos y Producción, en el control de la producción de pozos, facilitando la toma de decisiones necesarias para cumplir con los objetivos de producción. Apoya el control y seguimiento diario de los parámetros de producción de los pozos, además de mantener actualizados los datos históricos de pruebas y muestras. Consolida los resultados contables del resto de las aplicaciones para realizar los balances oficiales de crudo y gas.

Entrada al Sistema Centinela Pozo

A continuación se presentan los pasos necesarios para iniciar las operaciones en el sistema:

Paso 1

Encienda el Computador/Equipo.

Paso 2

Ingresa el Código y la Clave, presione la tecla "Enter" o el botón "OK", para acceder a Windows y conectarse a la red de computadores.

Paso 3

Seleccione en el escritorio de trabajo el botón "Inicio", luego "Aplicaciones Funcionales" y dentro de este elija "Centinela" haciendo "Clic" sobre él.

Paso 4

Seleccione el Módulo a utilizar y haga "Clic". Ingrese el Código y Password, presione "Enter" o el botón "Aceptar". El Sistema mostrará la pantalla principal del Módulo con las diferentes funciones.

Beneficios de Centinela Pozo

🚦 Procesamiento de datos por sectores operacionales, lo que permitirá un mejor tiempo de respuesta y un control más directo del comportamiento del pozo.

🚦 Análisis más confiable del comportamiento de producción de los pozos, lo que conlleva a reducir los fracasos en los trabajos de rehabilitación, perforación de pozos nuevos y en los cambios de válvulas de LAG.

La aplicación Centinela Pozo está compuesta por ocho funciones las cuales son:

1).- Yacimientos: Mantiene el control de la información relacionada con los límites de producción permitidos por el MEMPET en los yacimientos, proyectos y pozos. Permite el control los datos básicos y completación de los pozos, así como, las asociaciones existentes entre éstos y las instalaciones de superficie.

2).- Análisis: Permite el control de la información que sirve para evaluar las condiciones de operación de los equipos de subsuelo.

- 3).- Eventos: Facilita el control de los parámetros y condiciones de los pozos.
- 4).- Medidas: Permite el control de las medidas operacionales de superficie y medidas de inyección de volúmenes de gas o caudal en una instalación; así como, de los equipos asociados a las instalaciones de producción y las medidas de inyección de LAG y diluyente efectuados a los pozos.
- 5).- Muestras: Procesa los datos referentes a las muestras de producción y de inyección de diluyente; así como, el resultado obtenido del análisis efectuado en los laboratorios.
- 6).- Pruebas: Permite el control de las pruebas de producción realizadas a los pozos productores.
- 7).- Cierres: Facilita la ejecución de los procesos automáticos para el cálculo de la historia de producción e inyección del pozo estimada, extraída y fiscalizada. Además permite determinar los factores del campo de petróleo y de gas vs. la producción estimada del pozo.
- 8).- Informes: Facilita la actualización y consulta de los informes oficiales y operacionales de producción.

Modernización de la Aplicación

Con la modernización de la aplicación se obtendrán los siguientes beneficios:

✚ Procesamiento de datos por sectores operacionales, lo que permitirá un mejor tiempo de respuesta y un control más directo del comportamiento del pozo.

✚ Análisis más confiable del comportamiento de producción de los pozos, lo que conlleva a reducir los fracasos en los trabajos de rehabilitación, perforación de pozos nuevos y en los cambios de válvulas de LAG.

Soporte de Centinela al Proceso de Producción

Centinela apoya a los procesos de producción en las siguientes funciones de la aplicación Pozo:

 Yacimiento: La función yacimiento apoya los procesos de Producción en el análisis de datos de yacimientos tales como:

- Límites de producción de yacimientos, proyectos y pozos.
- Asociaciones entre yacimientos y campos, unidad de explotación.
- Asociaciones entre yacimiento y arenas abiertas.

 Pozos: Apoya en la planificación, validación y actualización de datos campos relacionados con la información de los pozos productores e inyectores, así como las asociaciones entre pozos con instalaciones de superficie, separadores, reductores, plato orificio, medidor LAG, arenas abiertas, equipos BES y válvulas de seguridad.

 Eventos: Apoya en la consulta y actualización de información relacionada con los cambios operacionales que modifican la tasa de producción de los pozos, como el estado y el método de producción. Adicionalmente facilita los ejercicios de cierre y apertura de producción; y el registro de comentarios generados en las operaciones de campo.

 Medidas: Apoya en la planificación de requerimientos de información de campo (muestra, presión, temperatura y análisis de presiones de fondo).

 Muestras: Apoya en la planificación de requerimientos de información de campo (muestras a pozos).

 Pruebas: Apoya en la actualización y consulta de los datos relacionados con las pruebas de producción de los pozos productores de crudo/condensado y crudo diluido.

 Cierre: Permite comparar producción diaria vs. plan de producción, así como comportamiento actual vs. el comportamiento esperado del pozo a través de los diferentes procesos de consulta que ofrece la función.

AICO (Ambiente Integrado de Consultas Operacionales)

AICO es un ambiente que se apoya en la herramienta **Oracle Data Browser** para elaborar informes de acuerdo a los requerimientos de los usuarios. Este trabajo está elaborado con la información básica sobre las operaciones que se pueden realizar con el Oracle Data Browser. En la Figura 3.3 se muestra la Pantalla de Inicio del Programa AICO.

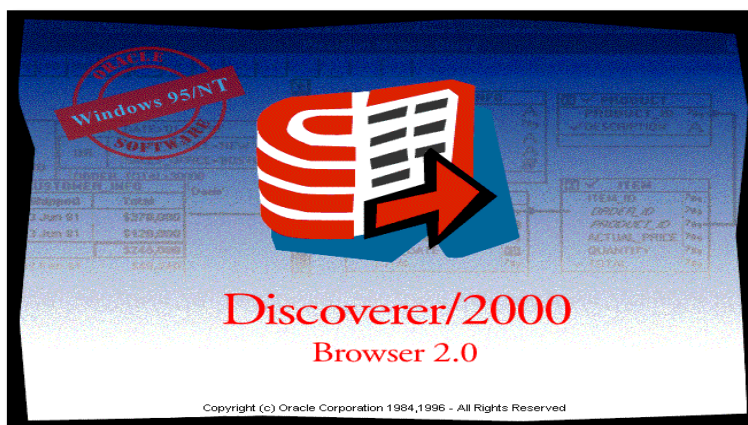


Figura 3.3 Pantalla de Inicio de AICO

Fuente: PDVSA Lagopetrol (2015)

Entrada a AICO

Paso 1

Encienda la Micro / Equipo.

Ingresa el Indicador, la Clave para entrar a la red y presione la tecla “Enter” o el botón “Aceptar” para entrar a Windows y conectarse al servidor respectivo.

Paso 2

Para acceder al ambiente de AICO, siga la Ruta con las Opciones:



Paso 3

Otra manera de acceder al ambiente de AICO, es observar todos los ICONOS que aparecen en la Pantalla de su micro y de encontrarse el de AICO selecciónelo y quedará conectado, con lo cual de esta manera podrá iniciar las actividades para elaborar o efectuar consultas.

Estructura de la Pantalla

La pantalla de AICO está formada por todos aquellos elementos de representación visual: Barra de Menú, Ventana de Query y Ventana de Resultados. A continuación en la Figura 3.4, se describe el formato de la pantalla de AICO:



Figura 3.4 Estructura de la Pantalla AICO

Fuente: PDVSA Lagopetrol (2015)

PI System (PI PROCESSBOOK)

PI (Plant Information System) es un sistema de arquitectura Cliente-Servidor, diseñado para automatizar completamente la recolección, almacenamiento, distribución y presentación de los datos de planta. El PI contiene un sistema de gestión de base de datos en tiempo real por medio de una Pirámide de Automatización, que se observa en la Figura 3.5. El programa PI integra datos de distintas fuentes:

- ✚ Sistemas de Laboratorio
- ✚ Entrada Manuales de Datos
- ✚ Sistemas SCADA's y/o DCS's
- ✚ Base de Datos Relacionadas (ej.: CENTINELA, CDB, IDB)

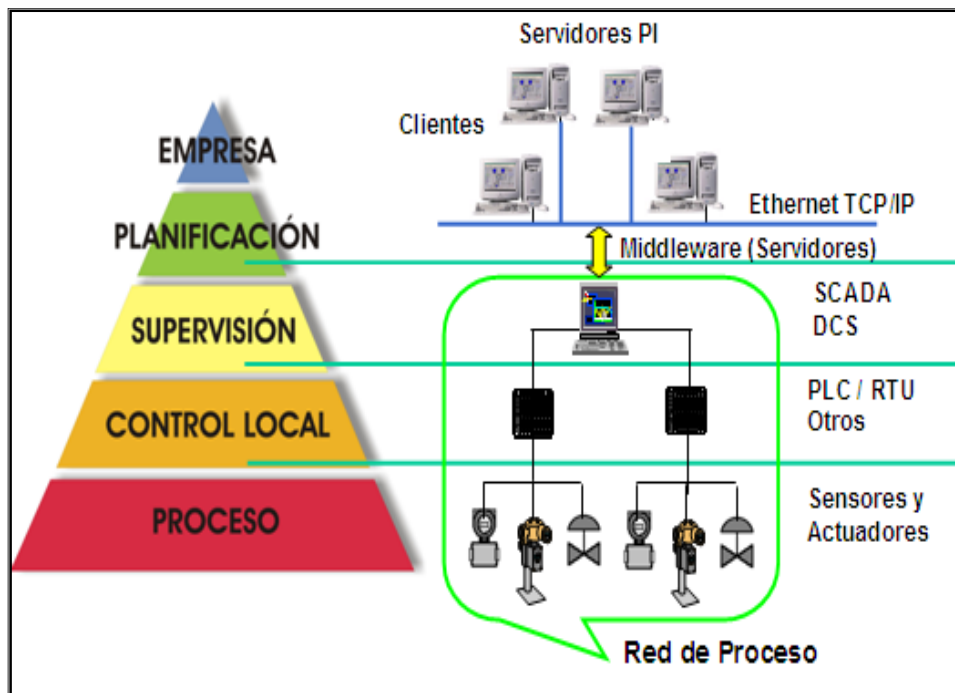


Figura 3.5 Pirámide de Automatización

Fuente: PDVSA Lagopetrol (2015)

Características de PI System (PI PROCESSBOOK)

- ✚ Diseñado para almacenar grandes cantidades de datos históricos y de tiempo real.
- ✚ Provee la información de planta a los usuarios finales y a las aplicaciones de software de manera rápida y eficiente.
- ✚ Las aplicaciones de visualización le permiten al personal analizar, fácilmente, todo lo relativo al proceso como por ejemplo desempeño y potenciales mejoras, análisis y genealogía de la calidad, mantenimiento predictivo, etc.
- ✚ Con el sistema PI los datos de planta se unifican en un único universo común, donde cualquier individuo en la empresa puede ver y analizar la misma información, lo cual apoya el proceso de toma de decisiones.

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

EVALUACIÓN DE SISTEMA DE CONTROLADOR DE GAS LIFT EN SUPERFICIE

Para evaluar y diagnosticar la eficiencia de los pozos que actualmente disponen o que en algún momento de su historia contaron con el Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie, se establecerá una escala que permitirá establecer la eficiencia del controlador de Gas Lift, basado en el aumento o disminución de producción del pozo y en la optimización del Gas Lift, Tabla 4.1. Dependiendo de cómo el controlador afecte o allá afectado estas dos variables, se establecerá que tan eficiente fue el sistema para cada pozo en el momento en que se implementó el sistema o se realizó algún cambio en su ciclo o Set Point.

Tabla 4.1 Eficiencia del Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie

Eficiencia del Controlador	Variables Afectadas		Especificación
	Producción de Petróleo	Inyección de Gas Lift	
1	Aumento (↑)	Disminuyo (↓)	Pozo aumentó su producción de Petróleo y disminuyo su consumo de Gas Lift.
2	Aumento (↑)	Igual (=)	Pozo aumentó su producción de Petróleo y mantuvo su consumo de Gas Lift
3	Aumento (↑)	Aumento (↑)	Pozo aumentó su producción de Petróleo y su consumo de Gas Lift.
4	Igual (=)	Disminuyo (↓)	Pozo mantuvo su producción de Petróleo y disminuyo su consumo de Gas Lift.
5	Igual (=)	Igual (=)	Pozo mantuvo su producción de Petróleo y su consumo de Gas Lift.
6	Igual (=)	Aumento (↑)	Pozo mantuvo su producción de Petróleo y aumento su consumo de Gas Lift.
7	Disminuyo (↓)	Disminuyo (↓)	Pozo disminuyo su producción de Petróleo y su consumo de Gas Lift.
8	Disminuyo (↓)	Igual (=)	Pozo disminuyo su producción de Petróleo y mantuvo su consumo de Gas Lift.
9	Disminuyo (↓)	Aumento (↑)	Pozo disminuyo su producción de Petróleo y aumento su consumo de Gas Lift.

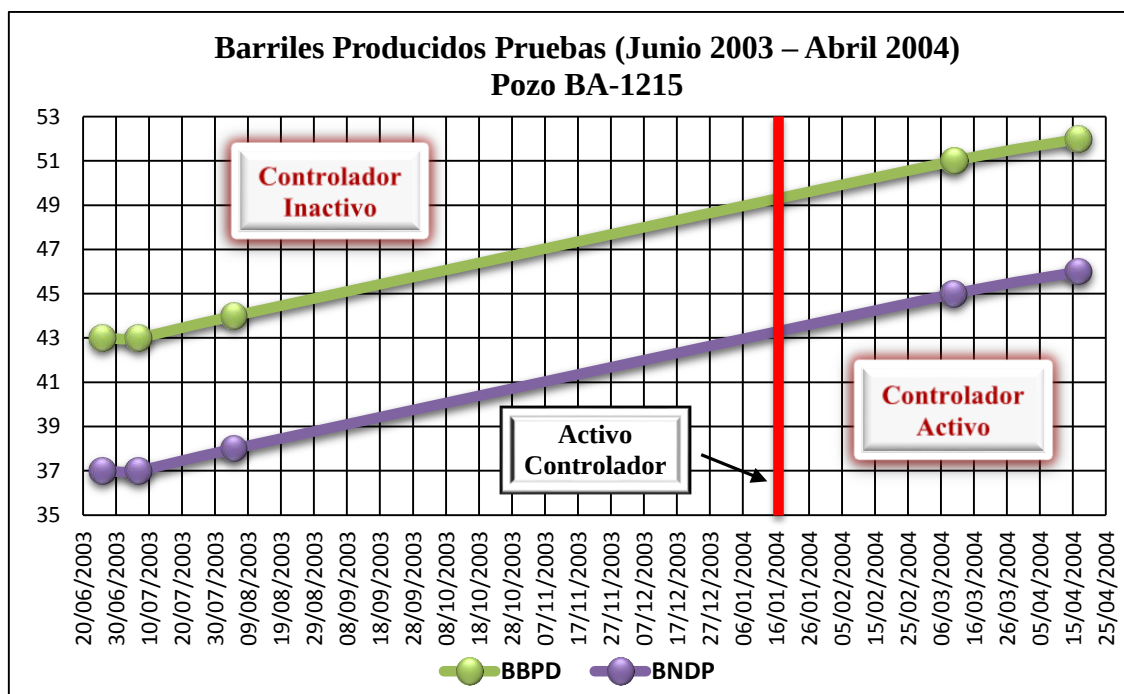
ANÁLISIS DEL POZO BA-1215

Tabla 4.2 Pruebas (Junio 2003 – Abril 2004) Pozo BA-1215

Fecha de Prueba	BBPD	BNDP	Gas Total (MPCD)	Gas Formación (MPCD)	Gas Lift (MPCD)	Condición
26/06/03	43	37	620	186	434	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 400 MPCD
07/07/03	43	37	614	186	428	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 400 MPCD
05/08/03	44	38	626	190	436	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 400 MPCD
10/03/04	51	45	630	372	258	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 30 OFF Set Point: 1000 MPCD
17/04/04	52	46	672	405	267	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 30 OFF Set Point: 1000 MPCD

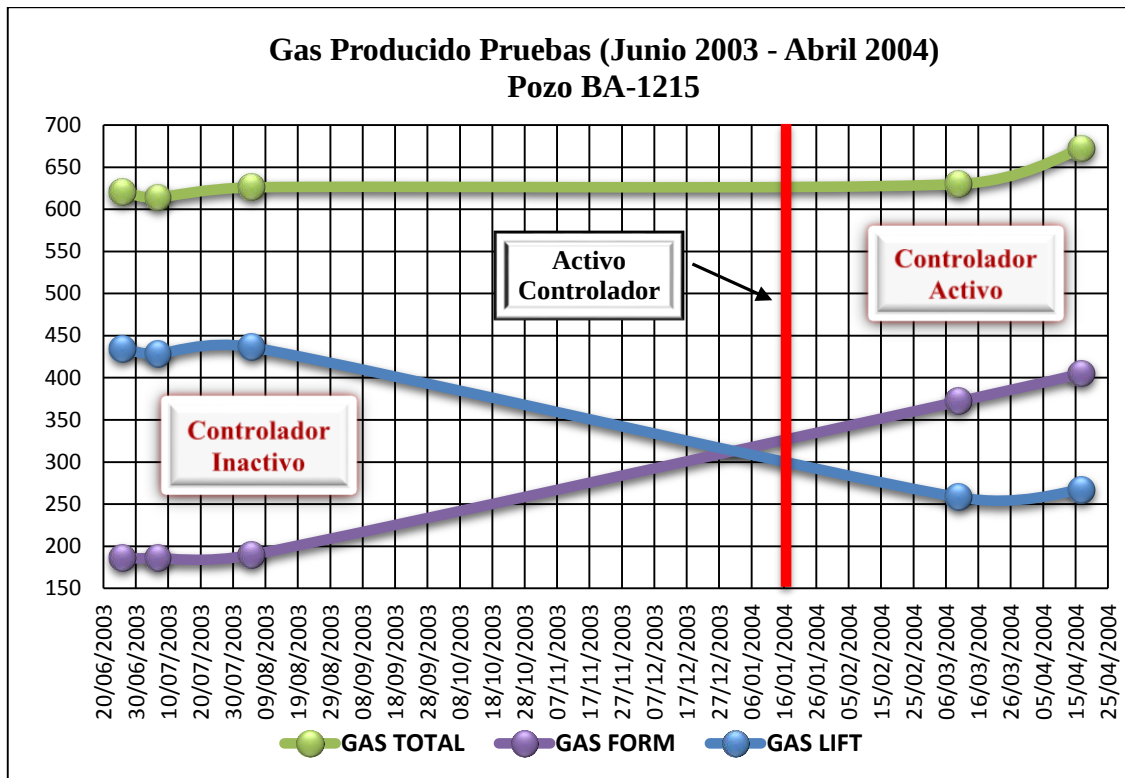
Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo BA-1215

Figura 4.1 Barriles Producidos Pruebas (Junio 2003 – Abril 2004) Pozo BA-1215



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo BA-1215

Figura 4.2 Gas Producido Pruebas (Junio 2003 – Abril 2004) Pozo BA-1215



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo BA-1215

Se puede observar que los registros de las pruebas realizadas al Pozo BA-1215, muestran que para el año 2003 el mismo venía con una producción promedio de 43 BBPD y un Gas Total de alrededor de 620 MPCD, con una inyección de Gas Lift de aproximadamente 430 MPCD.

El pozo mantuvo esta misma producción y condición de producción hasta el 16/01/2004, cuando se instaló el Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie. El cual fue activado con Ciclo de 10 min ON y 30 min OFF, con un Set Point de 1000 MPCD.

Posteriormente el pozo fue probado el 10/03/2004 con esta configuración, arrojando como resultado un aumento de producción de 16%, lo cual se traduce en una producción de 51 BBPD y 630 MPCD de Gas Total, con una reducción en su consumo de Gas Lift del 60%, para una inyección de 258 MPCD.

En base a los resultados obtenidos se puede catalogar la eficiencia del controlador como “1” de acuerdo a los criterios establecidos en la Tabla 4.1. Debido a que su aplicación permitió aumentar la producción del pozo y adicionalmente redujo el consumo de Gas Lift inyectado al mismo.

El pozo tuvo una segunda prueba el 17/04/2004 con el controlador activo y manteniendo la misma configuración de su activación, esta prueba mostro una estabilidad en su producción de 52 BBPD y 672 MPCD de Gas Total, con un consumo estable de Gas Lift de aproximadamente 250 MPCD.

Esta segunda prueba permitió corroborar que el aumento de producción en el pozo se debió a la implementación del Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie, y adicionalmente establecer que este aumento se realizó con un uso más eficiente y óptimo del Gas Lift, cumpliendo cabalmente con la función principal de la implementación de este sistema de control de Gas Lift en superficie.

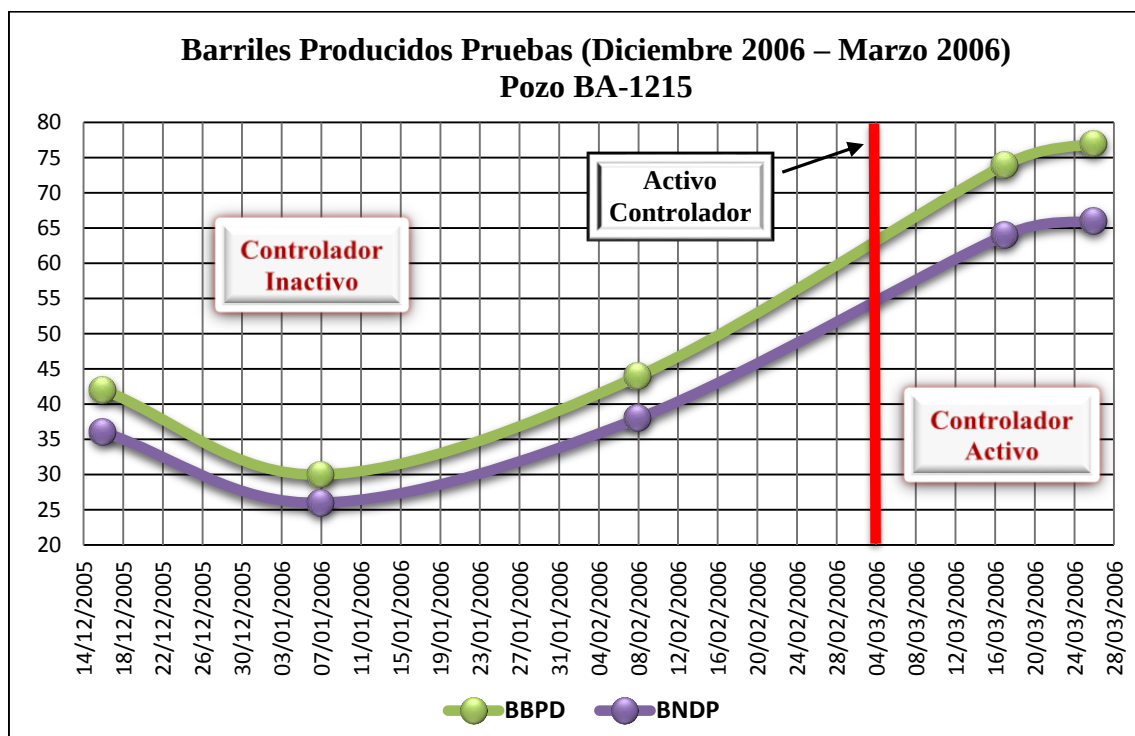
Tabla 4.3 Pruebas (Diciembre 2005 – Marzo 2006) Pozo BA-1215

Fecha de Prueba	BBPD	BNDP	Gas Total (MPCD)	Gas Formación (MPCD)	Gas Lift (MPCD)	Condición
16/12/05	42	36	750	436	314	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 300 MPCD
07/01/06	30	26	715	420	295	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 300 MPCD
08/02/06	44	38	842	537	305	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 300 MPCD
17/03/06	74	64	574	318	256	Controlador Activo Ciclo: 15 ON / 45 OFF Set Point: 1000 MPCD
26/03/06	77	66	578	321	257	Controlador Activo Ciclo: 15 ON / 45 OFF Set Point: 1000 MPCD

Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo BA-1215

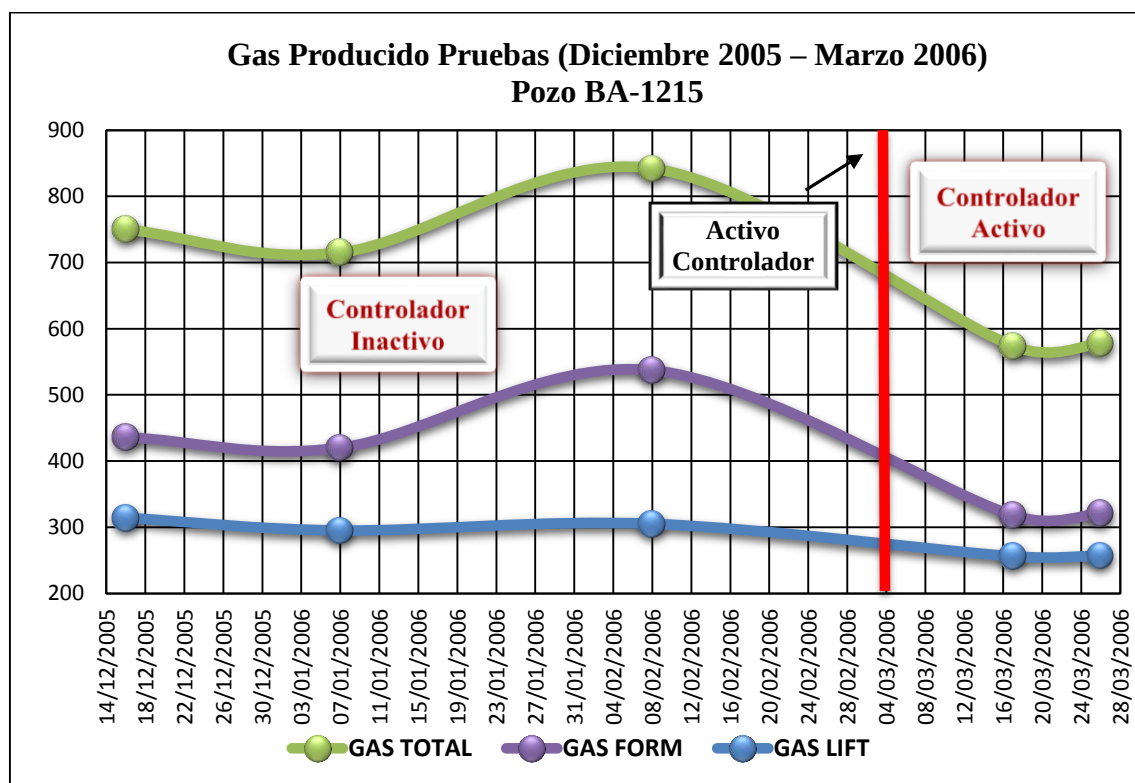
Figura 4.3 Barriles Producidos Pruebas (Diciembre 2005 – Marzo 2006)

Pozo BA-1215



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo BA-1215

Figura 4.4 Gas Producido Pruebas (Diciembre 2005 – Marzo 2006) Pozo BA-1215



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo BA-1215

Pozo se desactivo controlador en 2005 y se dejó el pozo con inyección continua de 300 MPCD, desde entonces pozo en declive de producción como lo demuestran las pruebas realizadas desde Diciembre 2005 a Febrero 2006, adicionalmente pozo presenta problemas del sistema LAG, válvula piloto opera de forma deficiente, de acuerdo a registros de comentarios del programa Centinela Pozo.

Se realizó Cambio de Válvula de Gas Lift (CV-GL) al pozo BA-1215 el 04/03/2006, luego de finalizada la actividad con éxito el pozo fue activado y puesto a producción con Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie, el mismo en funcionamiento con Ciclo de 15 min ON y 45 min OFF, con un Set Point de 1000 MPCD.

Posteriormente el pozo fue probado con esa configuración el 17/03/2006, arrojando un incremento en la producción de 70% y una reducción en su consumo de Gas Lift del 20%, es decir una producción de 74 BBPD con un Gas Total de 574 MPCD, y un consumo de Gas Lift de 256 MPCD. Esto permite catalogar la eficiencia del controlador como “1” de acuerdo a los criterios establecidos en la Tabla 4.1. Debido a que su aplicación permitió aumentar la producción del pozo y adicionalmente redujo el consumo de Gas Lift inyectado al mismo.

El pozo tuvo una segunda prueba el 26/03/2006 con el controlador activo y manteniendo la misma condición de cuando se activó el controlador, la cual mostro una estabilidad en su producción de 77 BBPD con 578 MPCD de Gas Total, y un consumo fijo de Gas Lift cercano a los 250MPCD.

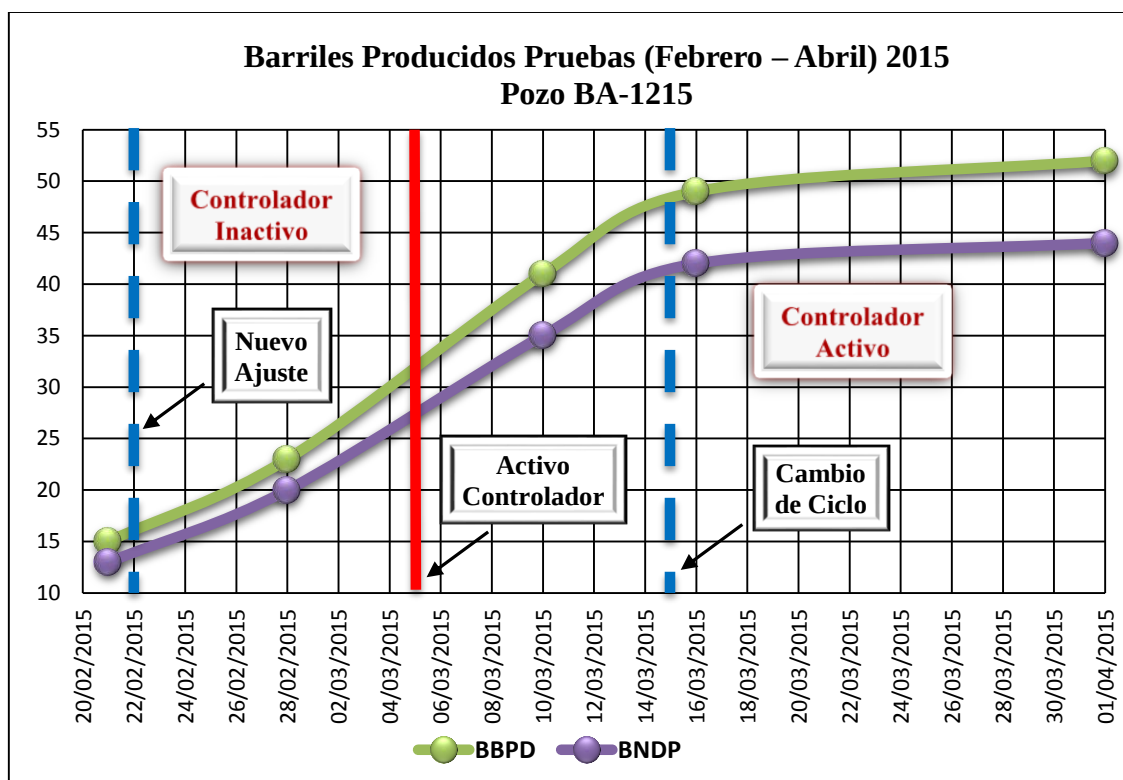
No obstante no es posible establecer que el aumento de la producción se allá debido únicamente a la implementación del controlador de Gas Lift en superficie, debido a que al pozo luego del cambio de válvula no se le realizó una prueba sin controlador para evaluar solo la eficiencia de dicha actividad sino que se probó con el controlador activo, por tal razón no es posible establecer cual acción influencio más el aumento de producción, debemos asumir que fue la acción en conjunta que favoreció al pozo. Más sin embargo se puede asegurar que la reducción del consumo de Gas Lift del pozo, si se debió a la implementación del controlador en superficie, esto se debe a lo establecido en el marco teórico donde el consumo de gas con este sistema viene dado por los Tiempo ON y OFF y el Set Point.

Tabla 4.4 Pruebas (Febrero – Abril) 2015 Pozo BA-1215

Fecha de Prueba	BBPD	BNDP	Gas Total (MPCD)	Gas Formación (MPCD)	Gas Lift (MPCD)	Condición
21/02/15	15	13	571	267	304	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 300 MPCD
28/02/15	23	20	634	162	472	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 500 MPCD
10/03/15	41	35	669	285	384	Controlador Activo Ciclo: 20 ON / 40 OFF Set Point: 1200 MPCD
16/03/15	49	42	973	362	611	Controlador Activo Ciclo: 30 ON / 30 OFF Set Point: 1200 MPCD
01/04/15	52	44	966	367	599	Controlador Activo Ciclo: 30 ON / 30 OFF Set Point: 1200 MPCD

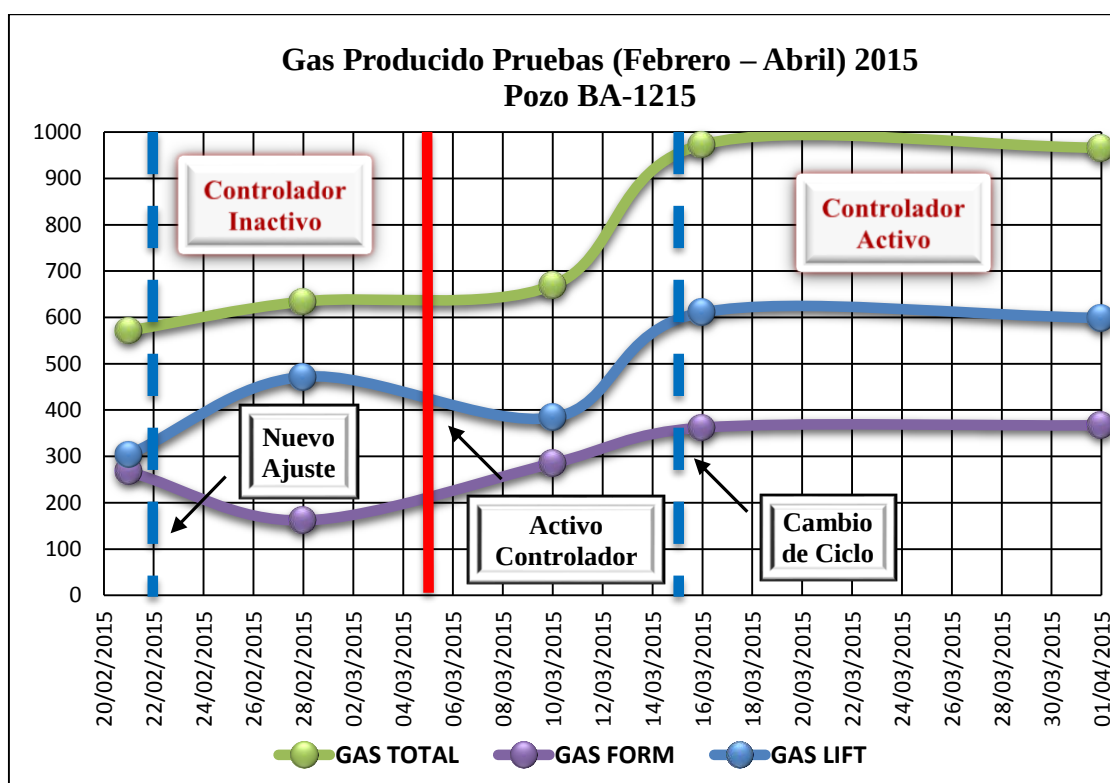
Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo BA-1215

Figura 4.5 Barriles Producidos Pruebas (Febrero – Abril) 2015 Pozo BA-1215



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo BA-1215

Figura 4.6 Gas Producido Pruebas (Febrero – Abril) 2015 Pozo BA-1215



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo BA-1215

Pozo BA-1215 se le realizó Cambio de Válvula de Gas Lift (CV-GL) el 19/02/15, finalizada la actividad con éxito se le dio apertura al pozo con un consumo de Gas Lift de 300 MPCD. El mismo fue probado el día 21/02/15 arrojando una producción de 15 BBPD y 571 MPCD de Gas Total. Se procedió aumentar el consumo de Gas Lift al día siguiente de 300 MPCD a 500 MPCD, para arrojar en la prueba realizada el 28/02/15 un aumento de 52% en la producción dando como resultado 23 BBPD y de 634 MPCD de Gas Total.

El 05/03/15 se instaló Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie y filtros, quedando el mismo activo con Ciclo de 20 min ON y 40 min OFF, con un Set Point de 1200 MPCD. Posteriormente el pozo se midió el 10/03/15 dando como resultado un aumento significativo de 78% en la producción, con 41 BBPD y 669 MPCD de Gas Total, con una reducción del 25% en su consumo de Gas Lift de 348 MPCD. Comparado con la prueba anterior el controlador tiene una eficiencia de “1” de acuerdo a los criterios establecidos en la Tabla 4.1. Debido a que su aplicación permitió aumentar la producción del pozo y adicionalmente redujo el consumo de Gas Lift inyectado al mismo.

El 15/03/15 se realizó un cambio de Ciclo al Controlador de 20 min ON y 40 min OFF y un Set Point de 1200 MPCD, a 30 min ON y 30 min OFF manteniendo el mismo Set Point de 1200 MPCD. Al día siguiente el 16/03/2015 se le realizó la prueba al pozo, mostrando un nuevo aumento en su producción, esta vez del 16% producto del ajuste en el tiempo de ciclo, dando como resultado 49 BBPD y 973 MPCD. No obstante este cambio de ciclo trajo consigo un aumento en el consumo de Gas Lift de casi el 50%, para una inyección de 611 MPCD. Basado en estos resultados la eficiencia del ajuste de ciclo realizada al controlador fue de “3” de acuerdo a los criterios establecidos en la Tabla 4.1. Debido a que este ajuste de ciclo permitió aumentar la producción del pozo y pero aumento su consumo de Gas Lift.

Finalmente se mantuvo la misma condición luego del ajuste de ciclo y fue probado nuevamente 01/04/15 mostrando una estabilización en su producción con 52 BBPD y 966 MPCD de Gas Total, manteniendo un consumo de Gas Lift de aproximadamente 600 MPCD. Siendo esta la última prueba de la cual se tiene registro del pozo.

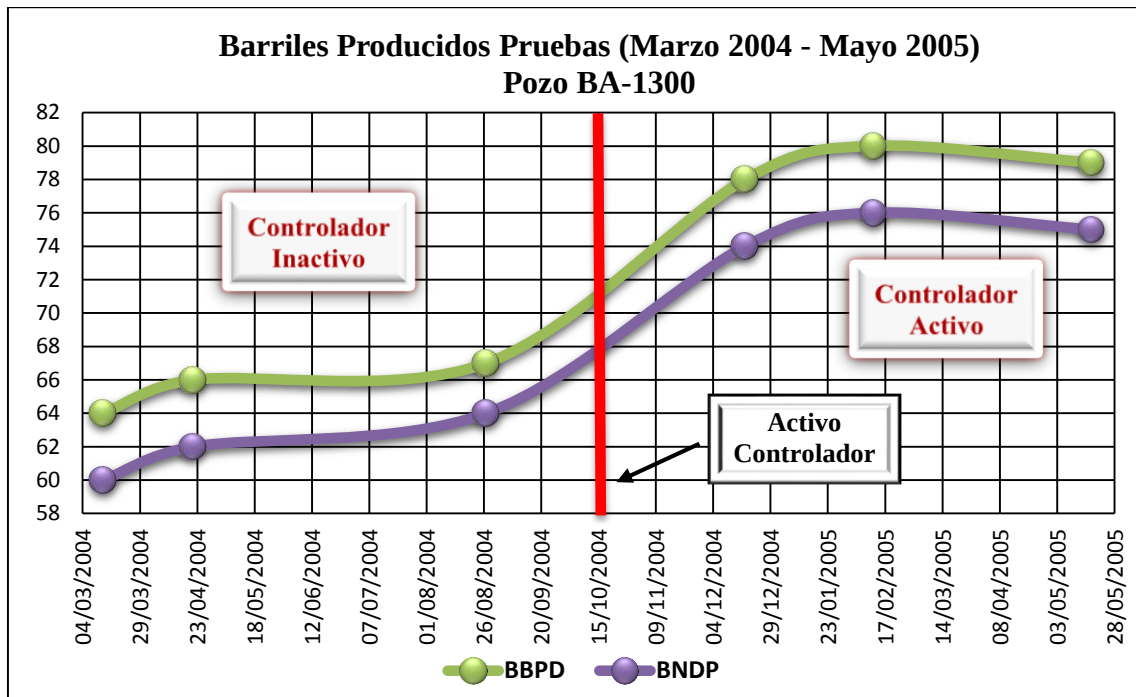
ANÁLISIS DEL POZO BA-1300

Tabla 4.5 Pruebas (Marzo 2004 – Mayo 2005) Pozo BA-1300

Fecha de Prueba	BBPD	BNDP	Gas Total (MPCD)	Gas Formación (MPCD)	Gas Lift (MPCD)	Condición
13/03/04	64	60	405	226	179	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 200 MPCD
21/04/04	66	62	417	238	179	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 200 MPCD
27/08/04	67	64	407	238	169	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 200 MPCD
18/12/04	78	74	761	590	171	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 40 OFF Set Point: 1000 MPCD
12/02/05	80	76	744	591	153	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 40 OFF Set Point: 1000 MPCD
18/05/05	79	75	776	611	165	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 40 OFF Set Point: 1000 MPCD

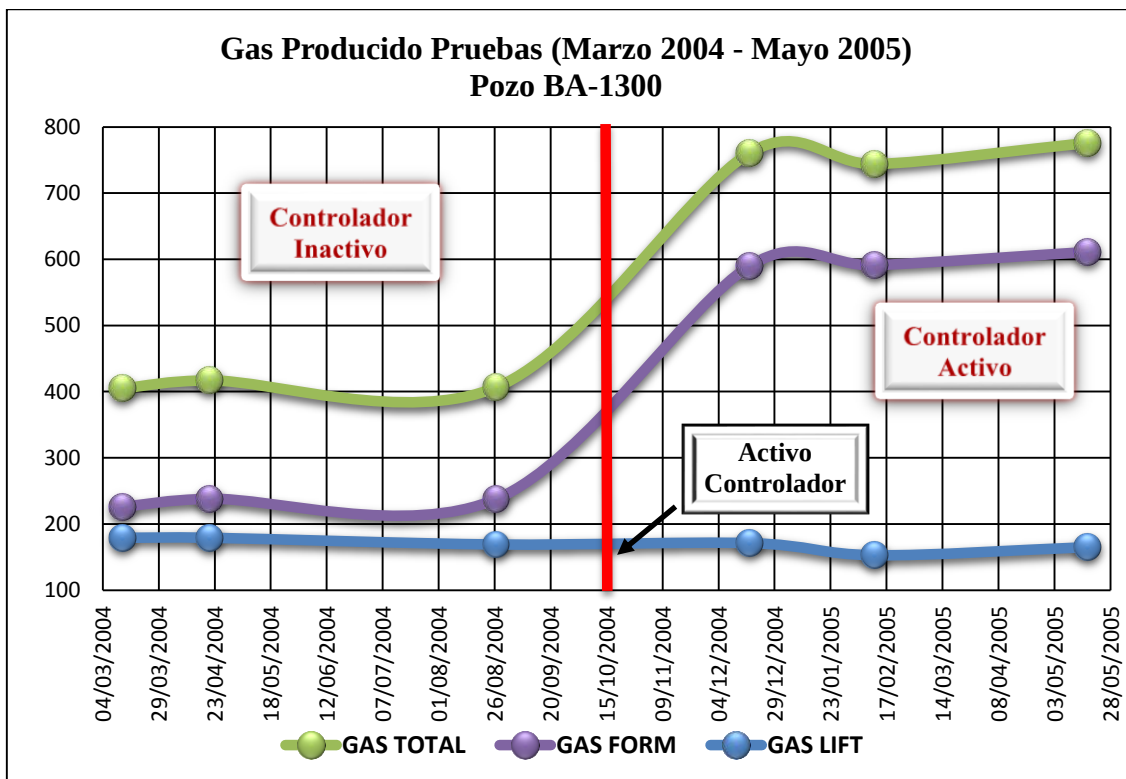
Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo BA-1300

Figura 4.7 Barriles Producidos Pruebas (Marzo 2004 – Mayo 2005) Pozo BA-1300



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo BA-1300

Figura 4.8 Gas Producido Pruebas (Marzo 2004 – Mayo 2005) Pozo BA-1300



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo BA-1300

Basado en los registros de pruebas realizados al pozo BA-1300 y cargados en el programa Centinela Pozo se puede establecer que para el año 2004 el pozo tenía una producción en promedio de 66 BBPD con un Gas Total de 400 MPCD y con una inyección de Gas Lift cercana a los 175 MPCD. Este comportamiento se mantuvo estable durante casi todo el año 2004.

El 15/10/04 se instaló Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie , quedando el mismo activo con Ciclo de 10 min ON y 40 min OFF, con un Set Point de 1000 MPCD. Posteriormente el pozo se midió el 18/12/04 dando como resultado un aumento de 16% en la producción, con 78 BBPD y 761 MPCD de Gas Total, manteniendo en promedio una inyección de Gas Lift similar a la que tenía el pozo antes de la activación del controlador, que es en promedio de 165 MPCD.

Comparado este resultado con la prueba anterior sin controlador, se puede establecer que la eficiencia del sistema es de “2” de acuerdo a los criterios establecidos en la Tabla 4.1. Debido a que su aplicación permitió aumentar la producción del pozo, manteniendo el mismo consumo de Gas Lift antes de la activación del controlador.

Posteriormente el pozo fue probado 2 veces más al año siguiente, en las fechas del 12/02/05 y 18/05/05 mostrando una producción constante y estable de 80 BBPD y 750 MPCD de Gas Total en promedio, y manteniendo un consumo de Gas Lift cercano a los 160 MPCD.

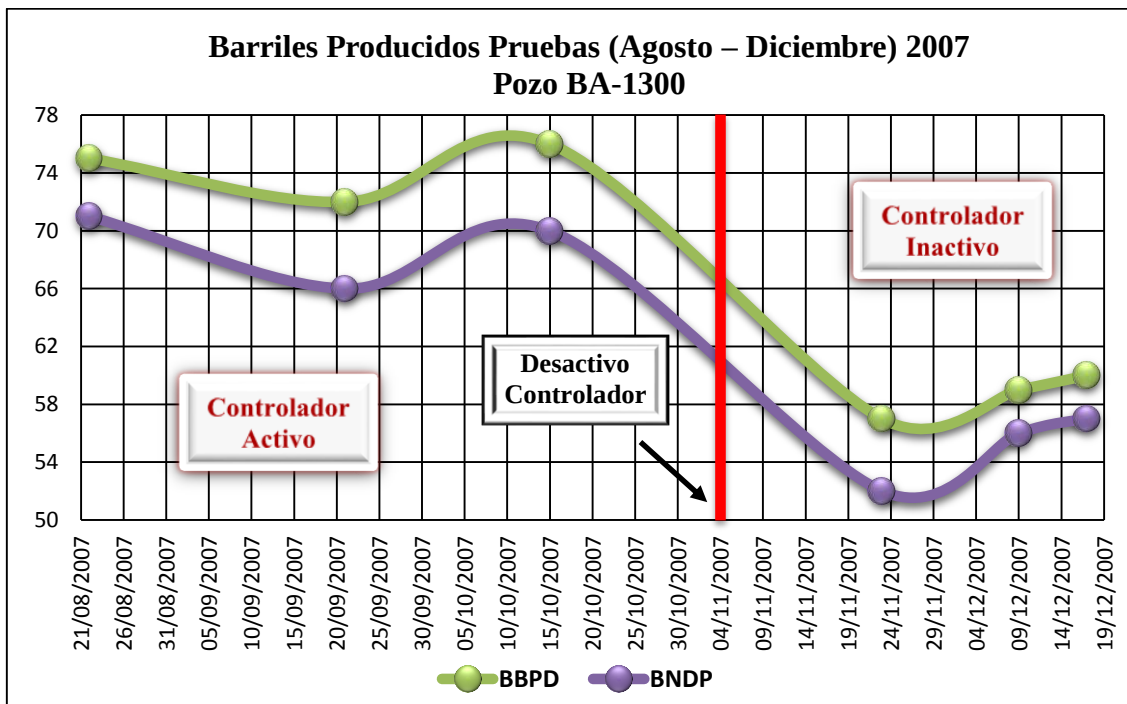
Estas pruebas permitieron comprobar que fue gracias a la incorporación del Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie que aumento la producción del pozo, y aunque no redujo su consumo de Gas Lift, su implementación fue igualmente exitosa debido a que utilizando el mismo volumen de gas, se obtuvo una mayor producción.

Tabla 4.6 Pruebas (Agosto – Diciembre) 2007 Pozo BA-1300

Fecha de Prueba	BBPD	BNDP	Gas Total (MPCD)	Gas Formación (MPCD)	Gas Lift (MPCD)	Condición
22/08/07	75	71	649	498	151	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 40 OFF Set Point: 1000 MPCD
21/09/07	72	66	662	497	165	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 40 OFF Set Point: 1000 MPCD
15/10/07	76	70	656	502	154	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 40 OFF Set Point: 1000 MPCD
23/11/07	57	52	792	291	501	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 500 MPCD
09/12/07	59	56	599	108	491	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 500 MPCD
17/12/07	60	57	607	111	496	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 500 MPCD

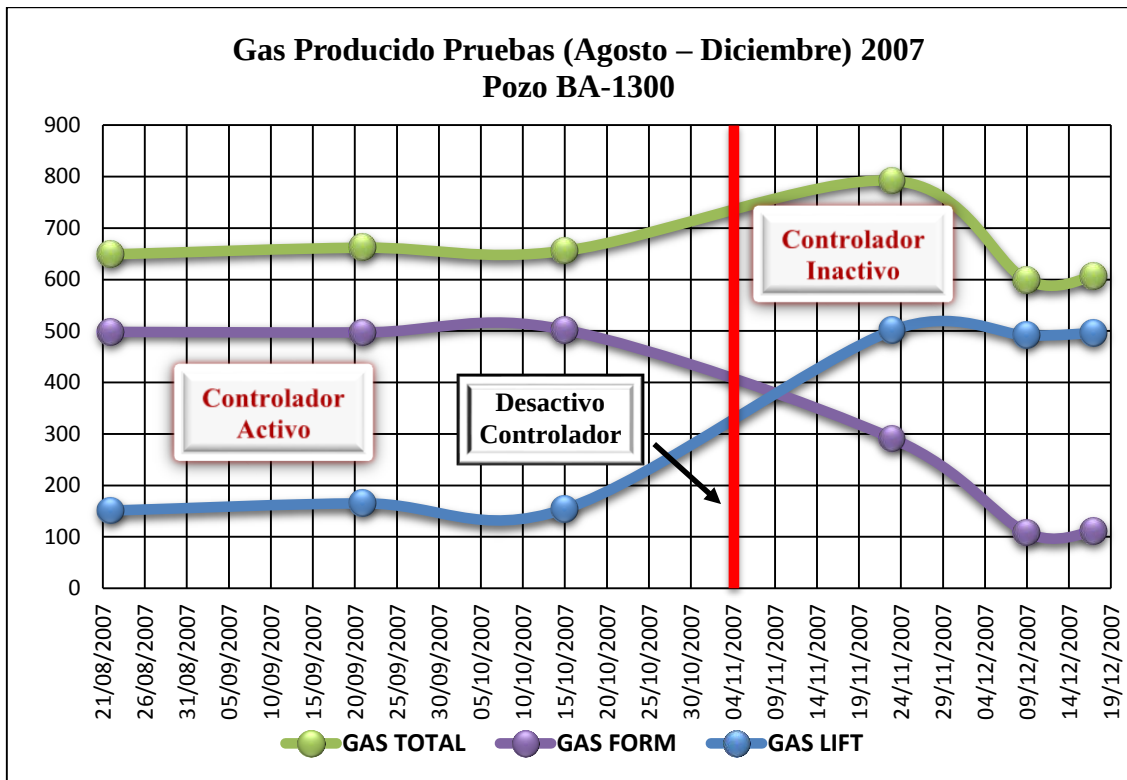
Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo BA-1300

Figura 4.9 Barriles Producidos Pruebas (Agosto – Diciembre) 2007 Pozo BA-1300



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo BA-1300

Figura 4.10 Gas Producido Pruebas (Agosto – Diciembre) 2007 Pozo BA-1300



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo BA-1300

Para el año 2007 el pozo BA-1300 venia trabajando con su controlador activo sin ningún tipo de novedad, manteniendo una producción estable y en promedio de 74 BBPD con 655 MPCD de Gas Total, con una inyección de Gas Lift de alrededor de 150 MPCD. Esta tendencia se mantuvo hasta el mes de Noviembre, cuando la línea de gas proveniente del Múltiple de Gas Lift que alimenta al pozo, comenzó a presentar filtraciones en su trayecto, para su reparación se debió dejar fuera de servicio el Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie, y para evitar futuras filtraciones se dejó inactivo el controlador el 04/11/07 luego de su reparación.

El 23/11/07 el pozo fue probado por primera vez luego de desactivar controlador, arrojando una disminución en su producción de 25%, con 57 BBPD y 792 de Gas Total, y un aumento considerable en su consumo de Gas Lift de 325%, lo que representa una inyección de 500 MPCD. Consecutivamente se realizaron 2 pruebas más al pozo mostrando una estabilidad en su comportamiento de producción y demostrando que desactivar el controlador influencio de forma negativa la producción del pozo.

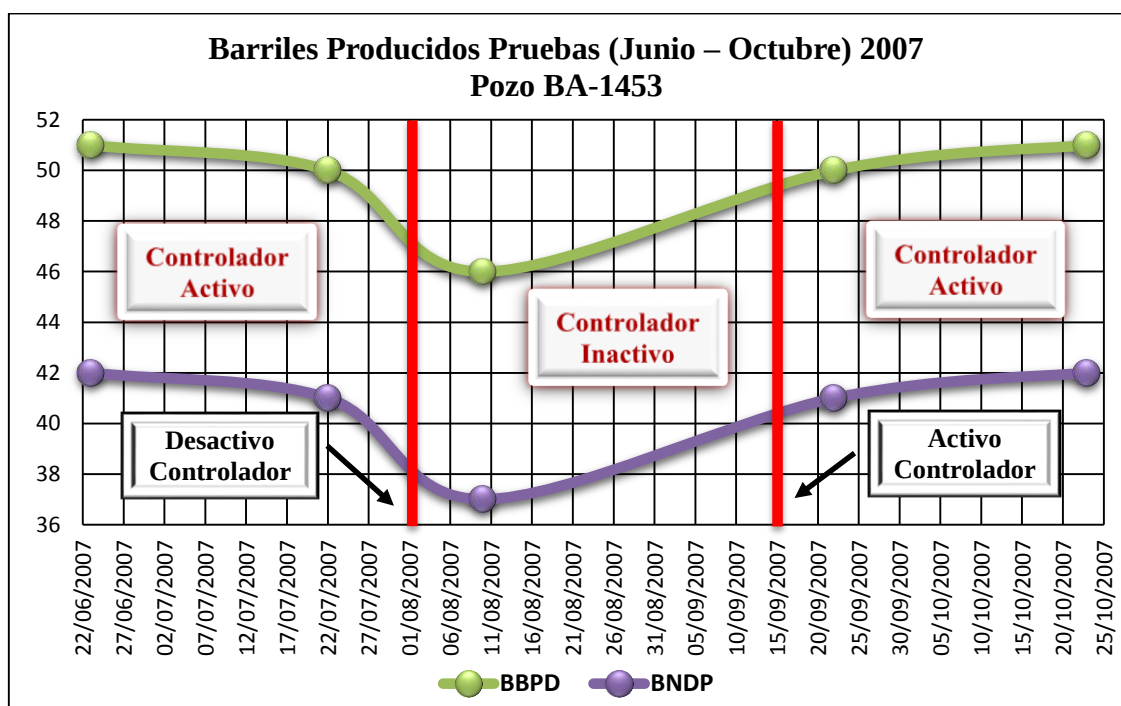
ANÁLISIS DEL POZO BA-1453

Tabla 4.7 Pruebas (Junio – Octubre) 2007 Pozo BA-1453

Fecha de Prueba	BBPD	BNDP	Gas Total (MPCD)	Gas Formación (MPCD)	Gas Lift (MPCD)	Condición
23/06/07	51	42	307	146	161	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 40 OFF Set Point: 1000 MPCD
22/07/07	50	41	303	142	161	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 40 OFF Set Point: 1000 MPCD
10/08/07	46	37	419	159	260	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 260 MPCD
22/09/07	50	41	313	160	153	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 40 OFF Set Point: 1000 MPCD
23/10/07	51	42	322	162	160	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 40 OFF Set Point: 1000 MPCD

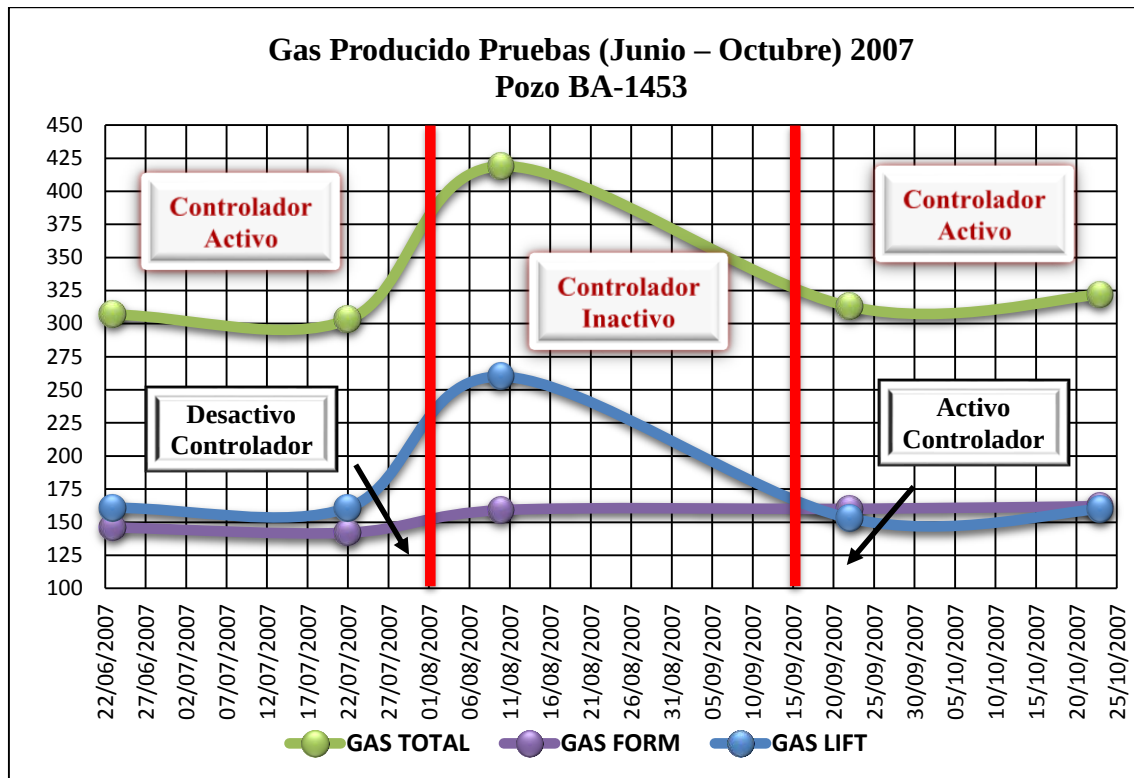
Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo BA-1453

Figura 4.11 Barriles Producidos Pruebas (Junio – Octubre) 2007 Pozo BA-1453



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo BA-1453

Figura 4.12 Gas Producido Pruebas (Junio – Octubre) 2007 Pozo BA-1453



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo BA-1453

De acuerdo a registros de Centinela el pozo BA-1453 se instaló Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie el 03/06/05, el mismo venía trabajando con normalidad manteniendo una producción en promedio de 50 BBPD y 300 MPCD de Gas Total, con una inyección de Gas Lift de aproximadamente 160 MPCD.

Este comportamiento se mantuvo hasta el 01/08/07 cuando se sacó fuera de servicio el sistema por presentar problemas la válvula motora al no sellar completamente, se dejó el pozo con inyección continua de 260 MPCD. El 10/08/07 se realizó prueba al pozo sin controlador activo, arrojando una disminución en su producción del 10%, con 46 BBPD y 419 MPCD de Gas Total, y un aumento de 62% en su consumo de Gas Lift, lo que representa una inyección de 260 MPCD.

Comparando esta prueba sin controlador con la prueba anterior con controlador activo, se puede observar que la desactivación del sistema de Gas Lift en superficie afectó en forma negativa al pozo, debido a que la producción del mismo bajó y aumentó su consumo de Gas Lift, lo cual indica que es necesario para ese pozo su implementación.

El 15/09/07 se puso nuevamente en servicio el Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie luego de reparar válvula motora, se dejó pozo activo con Ciclo de 10 min ON y 40 min OFF, con un Set Point de 1000 MPCD. Una semana después el 22/09/07 el pozo fue puesto a prueba dando como resultado un aumento del 10% en la producción, con 50 BBPD y 313 MPCD de Gas Total, con una disminución en su consumo del 59% lo cual representa una inyección de Gas Lift de 153 MPCD.

Comparado este resultado con la prueba anterior sin controlador, se puede establecer que la eficiencia del sistema es de “1” de acuerdo a los criterios establecidos en la Tabla 4.1. Debido a que su aplicación permitió aumentar la producción del pozo, y al mismo tiempo disminuir su consumo de Gas Lift. Posteriormente el pozo fue probado nuevamente el 23/10/07 mostrando una estabilidad en su producción de 51 BBPD y 322 MPCD de Gas Total, manteniendo un consumo de Gas Lift de 160 MPCD. Estas pruebas permitieron comprobar que el pozo trabaja de forma más eficiencia con el Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie.

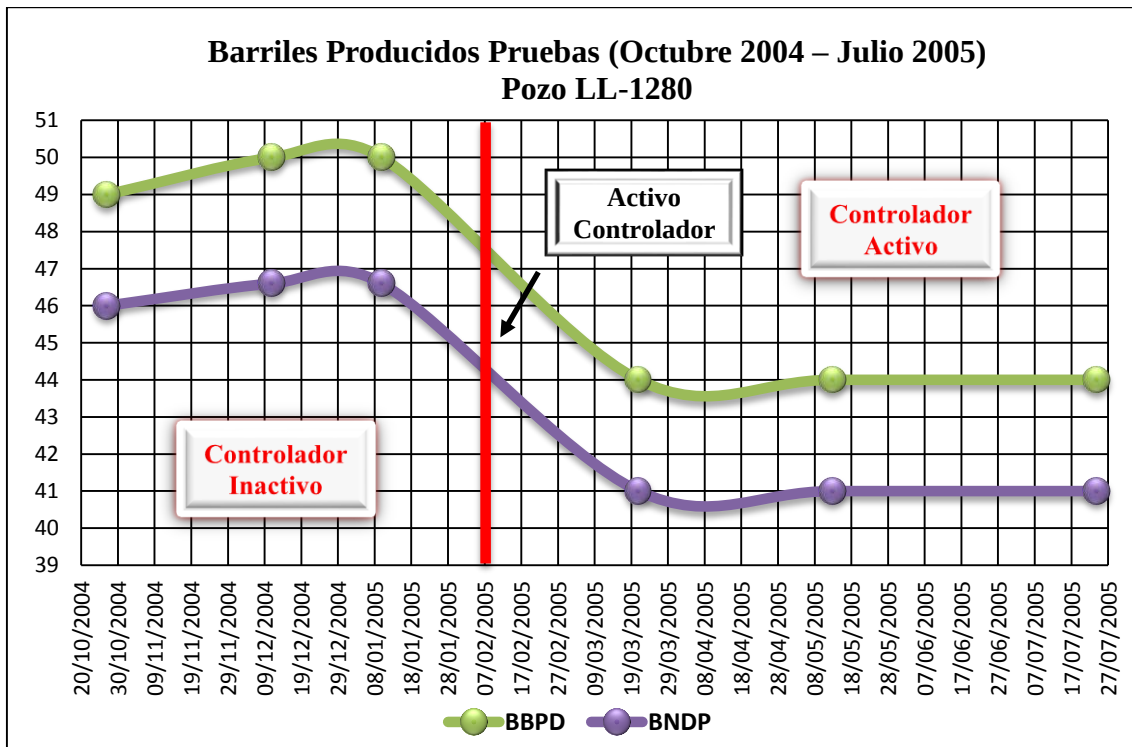
ANÁLISIS DEL POZO LL-1280

Tabla 4.8 Pruebas (Octubre 2004 – Julio 2005) Pozo LL-1280

Fecha de Prueba	BBPD	BNDP	Gas Total (MPCD)	Gas Formación (MPCD)	Gas Lift (MPCD)	Condición
27/10/04	49	46	300	36	264	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 250 MPCD
11/12/04	50	47	302	45	257	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 250 MPCD
10/01/05	50	47	292	42	250	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 250 MPCD
21/03/05	44	41	394	173	221	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 45 OFF Set Point: 1200 MPCD
13/05/05	44	41	390	176	214	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 45 OFF Set Point: 1200 MPCD
24/07/05	44	41	392	174	218	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 45 OFF Set Point: 1200 MPCD

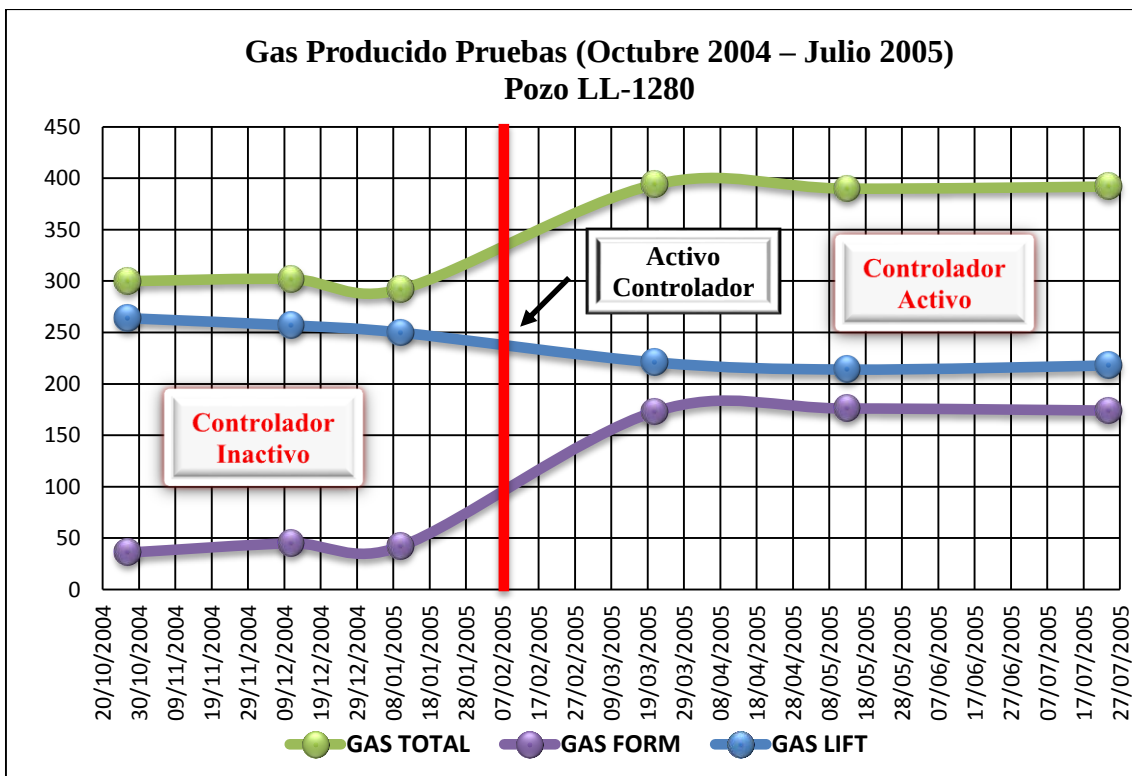
Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo LL-1280

Figura 4.13 Barriles Producidos Pruebas (Octubre 2004–Julio 2005) Pozo LL-1280



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo LL-1280

Figura 4.14 Gas Producido Pruebas (Octubre 2004 – Julio 2005) Pozo LL-1280



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo LL-1280

En base a los registro de pruebas cargados en el programa centinela, se puede establecer que para finales del año 2004 y principio del 2005 el pozo LL-1280, tenía una producción de 50 BBPD y un Gas Total de aproximadamente 300 MPCD, con una inyección de Gas Lift de alrededor de 250 MPCD.

El pozo mantuvo esta producción y condición de producción hasta el 07/02/2005, cuando se instaló el Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie. El cual fue activado con Ciclo de 10 min ON y 45 min OFF, con un Set Point de 1200 MPCD.

El pozo fue probado por primera vez con controlador el 21/03/05, dando como resultado una leve disminución en su producción del 13%, lo cual representa un producción de 44 BBPD y 394 MPCD de Gas Total, con una disminución en su consumo de Gas Lift del 13, para una inyección de 221 MPCD.

Basado en esta prueba se puede establecer que la eficiencia del controlador fue de “7” de acuerdo a los criterios establecidos en la Tabla 4.1. Debido a que su aplicación disminuyo levemente la producción del pozo, adicionalmente bajo el consumo de Gas Lift inyectado.

Posteriormente al pozo se le realizaron dos pruebas más el 13/05/05 y 24/07/05, ambas con controlador activo y manteniendo la misma configuración de su activación, estas pruebas mostraron una estabilidad en la producción y comportamiento del pozo en el cual se observó una producción constante y estable de 44 BBPD y 390 MPCD de Gas Total en promedio, con un consumo cercano a 220 MPCD de Gas Lift.

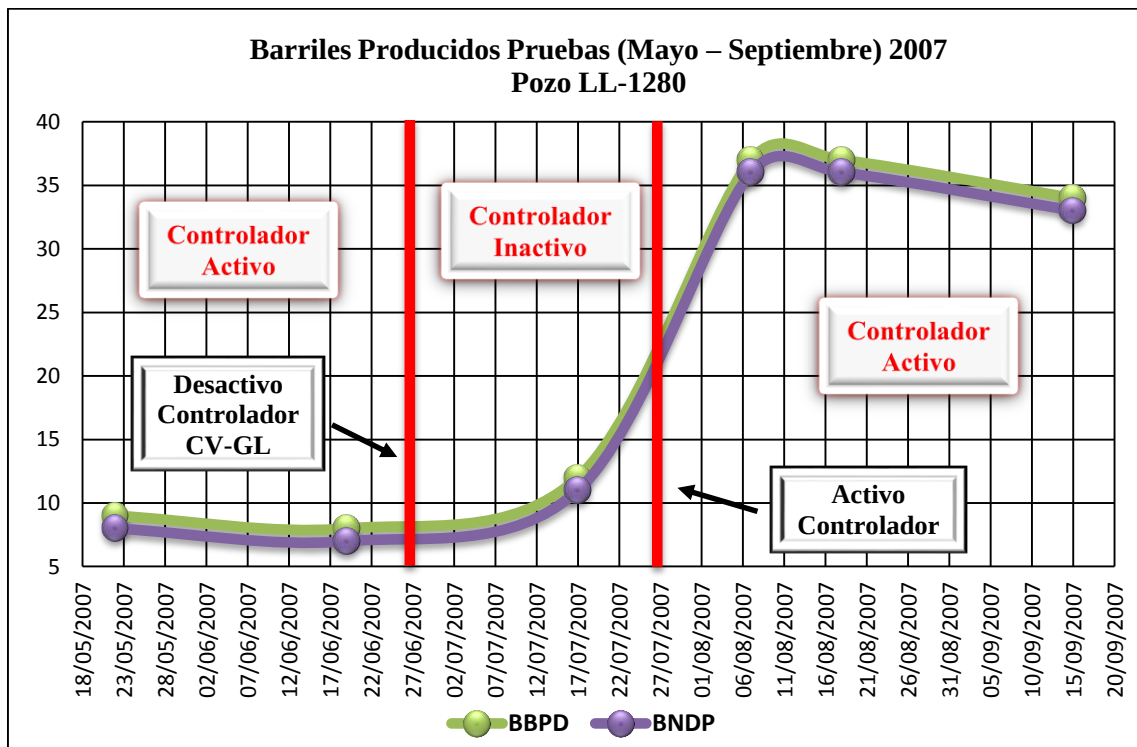
Estas dos pruebas adicionales permitieron comprobar que la afectación en la producción del pozo y la disminución en su consumo de gas, se debió sin duda alguna a la implementación del Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie.

Tabla 4.9 Pruebas (Mayo – Septiembre) 2007 Pozo LL-1280

Fecha de Prueba	BBPD	BNDP	Gas Total (MPCD)	Gas Formación (MPCD)	Gas Lift (MPCD)	Condición
22/05/07	9	8	482	267	215	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 45 OFF Set Point: 1200 MPCD
19/06/07	8	7	489	263	226	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 45 OFF Set Point: 1200 MPCD
17/07/07	12	11	439	76	363	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 350 MPCD
07/08/07	37	36	440	196	243	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 45 OFF Set Point: 1200 MPCD
18/08/07	37	36	437	203	236	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 45 OFF Set Point: 1200 MPCD
15/09/07	34	33	442	203	236	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 45 OFF Set Point: 1200 MPCD

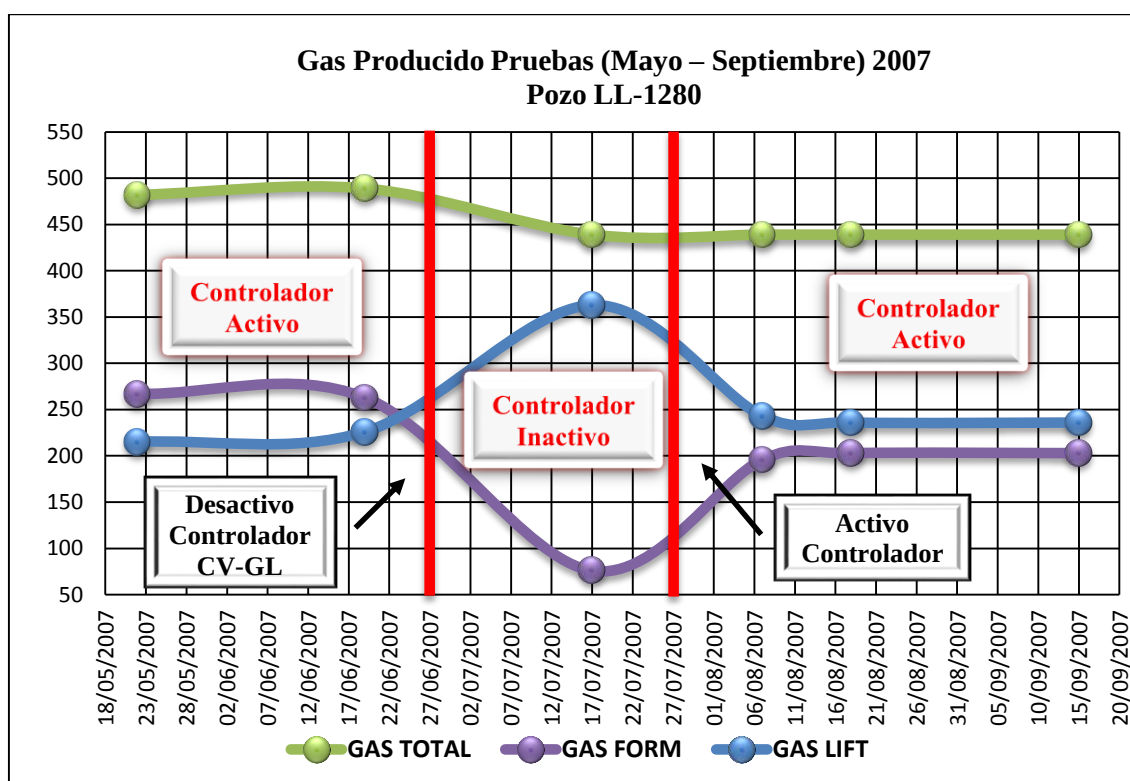
Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo LL-1280

Figura 4.15 Barriles Producidos Pruebas (Mayo – Septiembre) 2007 Pozo LL-1280



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo LL-1280

Figura 4.16 Gas Producido Pruebas (Mayo – Septiembre) 2007 Pozo LL-1280



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo LL-1280

En base a los registros de pruebas se puede observar que luego de 2 años con controlador activo, para mediados del año 2007 el pozo LL-1280 comenzó a presentar una considerable disminución en su producción, tal como lo muestran las pruebas realizadas el 22/05/07 y el 19/06/07, con una producción de 8 BBPD y 489 MPCD de Gas Total, con una inyección de Gas Lift de 226 MPCD.

Debido a esta baja de producción el 27/06/07 se desactivo controlador de Gas Lift es superficie, para realizar un cambio de válvula de Gas Lift (CV-GL). Luego de realizar la actividad con éxito, se dejó fuera de servicio el controlador y se activó el pozo con inyección continua de 350 MPCD.

El 17/07/07 se probó el pozo por primera vez luego de desactivar el controlador y haber realizado el CV-GL, arrojando en comparación a la prueba anterior un aumento en la producción del 50% lo cual representa una producción de 12 BBP y 439 MPCD de Gas Total, con un aumento en el consumo de Gas Lift del 60%, para una inyección de 363 MPCD.

En base a esta prueba se puede observar que el cambio de válvula realizado al pozo no tuvo el éxito que se esperaba, debido a que el aumento de producción fue muy bajo y se debió aumentar la inyección de Gas Lift al pozo. Sin embargo este es un pozo que requiere la implementación del controlador de superficie para alcanzar su potencial, por lo cual no se puede catalogar el CV-GL como deficiente hasta no ser probado con controlador activo.

El 27/07/07 se activó nuevamente Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie con Ciclo 10 min ON y 45 min OFF, con un Set Point de 1200 MPCD. Seguidamente el pozo fue puesto a prueba el 07/08/07 con esta configuración del controlador, mostrando un aumento significativo en la producción del pozo de poco más del 300%, lo cual equivale a una producción de 37 BBPD Y 440 MPCD de Gas Total, con una reducción en su consumo de Gas Lift del 33%, para una inyección de 243 MPCD.

Esta prueba permite establecer la eficiencia del controlador como “1” de acuerdo a los criterios establecidos en la Tabla 4.1. Debido a que su aplicación permitió aumentar la producción del pozo y adicionalmente redujo el consumo de Gas Lift inyectado al mismo.

El pozo fue probado posteriormente dos veces más el 18/08/07 y el 15/09/07, con controlador activo y manteniendo la misma configuración de su activación, estas pruebas mostraron una tendencia y estabilidad en la producción del pozo, con un promedio de producción de 36 BBPD y 440 MPCD de Gas Total, con una inyección constante y estable de 236 MPCD.

Estas pruebas permitieron establecer que el aumento de producción en el pozo se debió a la implementación del Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie, y adicionalmente se corroboró que este aumento en la producción se realizó con un uso más eficiente y óptimo del Gas Lift, si se compara con la prueba realizada sin controlador luego de haber realizado el CV-GL, cumpliendo cabalmente con la función principal de la implementación de este sistema de control de Gas Lift en superficie, que consiste en proporcionar una mayor producción al pozo con un uso más eficiente del gas utilizado.

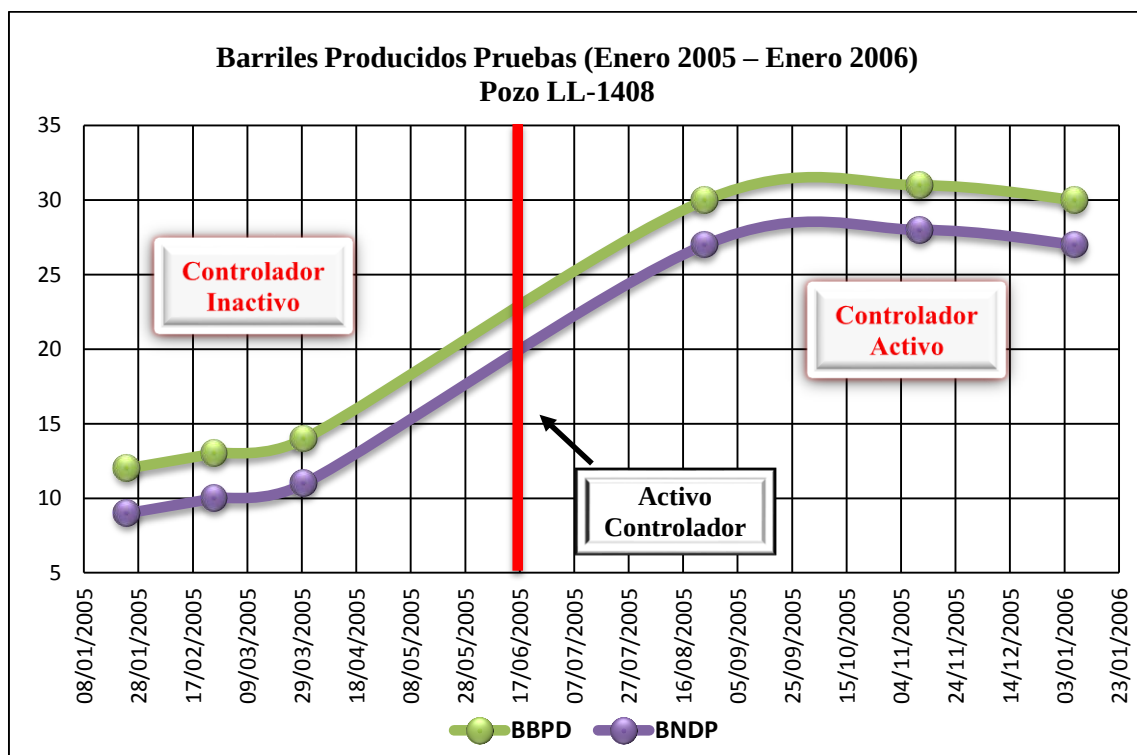
ANÁLISIS DEL POZO LL-1408

Tabla 4.10 Pruebas (Enero 2005 – Enero 2006) Pozo LL-1408

Fecha de Prueba	BBPD	BNDP	Gas Total (MPCD)	Gas Formación (MPCD)	Gas Lift (MPCD)	Condición
24/01/05	12	9	550	332	218	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 220 MPCD
25/02/05	13	10	566	343	223	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 220 MPCD
30/03/05	14	11	560	340	220	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 220 MPCD
24/08/05	30	29	1229	756	473	Controlador Activo Ciclo: 25 ON / 15 OFF Set Point: 1000 MPCD
11/11/05	31	30	1262	792	470	Controlador Activo Ciclo: 25 ON / 15 OFF Set Point: 1000 MPCD
07/01/06	30	29	1245	774	471	Controlador Activo Ciclo: 25 ON / 15 OFF Set Point: 1000 MPCD

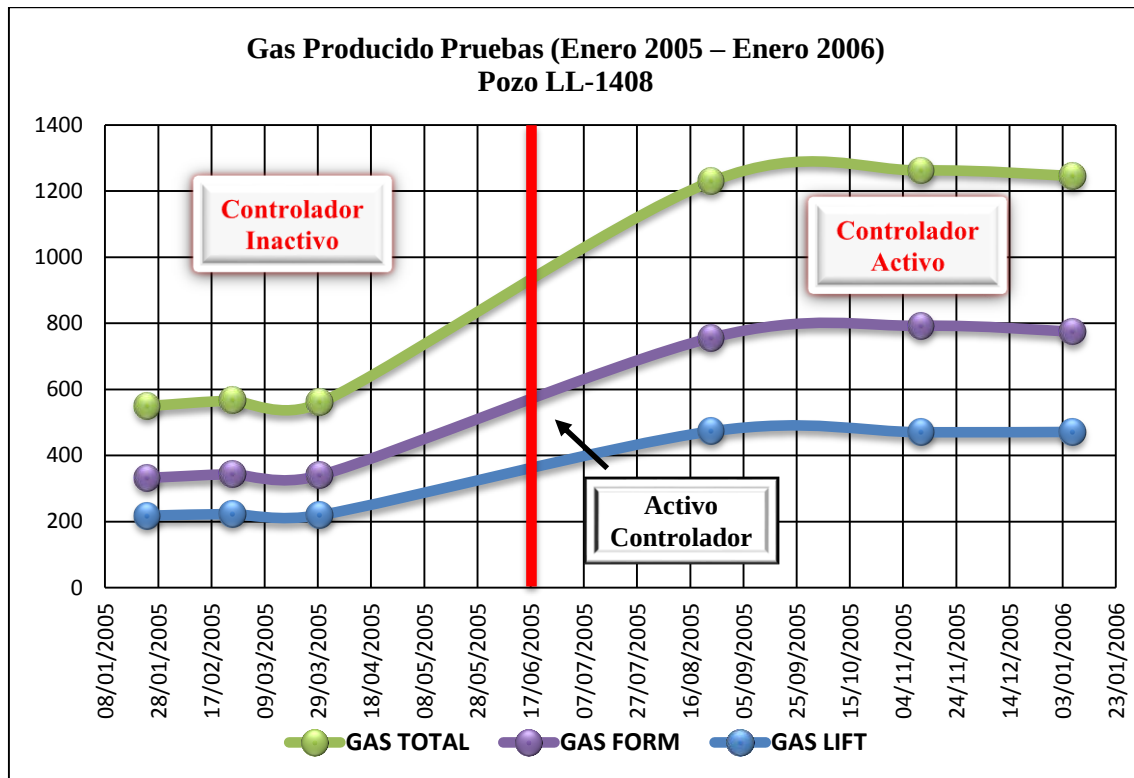
Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo LL-1408

Figura 4.17 Barriles Producidos Pruebas (Enero 2005 – Enero 2006) Pozo LL-1408



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo LL-1408

Figura 4.18 Gas Producido Pruebas (Enero 2005 – Enero 2006) Pozo LL-1408



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo LL-1408

En base a la información de las pruebas de pozos cargadas en centinela se puede observar que el Pozo LL-1408, para inicios del año 2005 tenía una producción promedio de 14 BBPD y un Gas Total de alrededor de 560 MPCD, con una inyección de Gas Lift de aproximadamente 220 MPCD.

El pozo mantuvo esta misma producción y condición de producción hasta el 17/06/05, cuando se instaló el Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie. El cual fue activado con Ciclo de 25 min ON y 15 min OFF, con un Set Point de 1000 MPCD.

A continuación el pozo fue probado el 24/08/05 con esta configuración, arrojando como resultado un aumento significativo de la producción del 200%, lo cual se traduce en una producción de 30 BBPD y 1229 MPCD de Gas Total, con un aumento igualmente significativo del 215% en su consumo de Gas Lift del 60%, para una inyección de 473 MPCD.

Esto permite catalogar la eficiencia del controlador como “3” de acuerdo a los criterios establecidos en la Tabla 4.1. Debido a que su aplicación permitió aumentar la producción del pozo, a pesar de que también aumento el consumo de Gas Lift inyectado al mismo.

Posteriormente el pozo fue probado dos veces más el 11/11/05 y el 07/01/06, con el controlador activo y manteniendo la misma configuración de su activación, estas pruebas mostraron una clara estabilidad en su producción de aproximadamente 30 BBPD y 1245 MPCD de Gas Total, con un consumo estable de Gas Lift de aproximadamente 470 MPCD.

Estas pruebas permitieron corroborar que el aumento de producción en el pozo se debió a la implementación del Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie, a pesar que este aumento se produjo con un aumento en el consumo de Gas Lift del pozo.

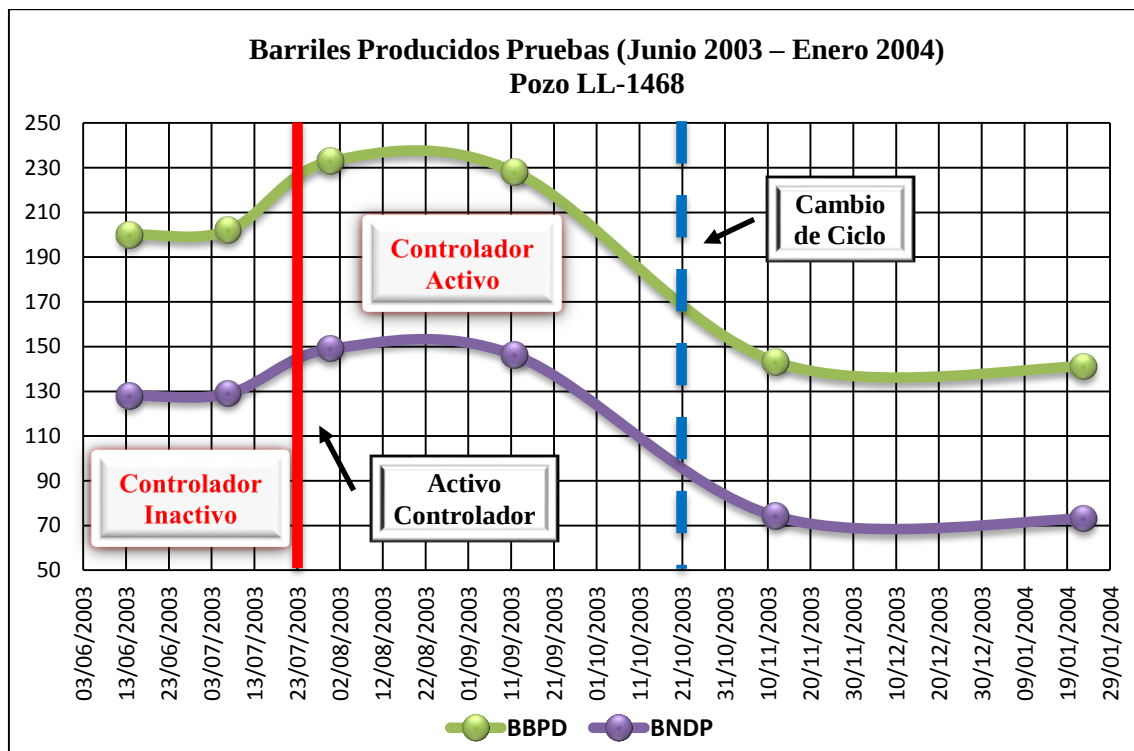
ANÁLISIS DEL POZO LL-1468

Tabla 4.11 Pruebas (Junio 2003 – Enero 2004) Pozo LL-1468

Fecha de Prueba	BBPD	BNDP	Gas Total (MPCD)	Gas Formación (MPCD)	Gas Lift (MPCD)	Condición
14/06/03	200	128	852	144	708	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 700 MPCD
07/07/03	202	129	853	145	708	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 700 MPCD
31/07/03	233	149	735	239	496	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 10 OFF Set Point: 1000 MPCD
12/09/03	228	146	755	253	502	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 10 OFF Set Point: 1000 MPCD
12/11/03	143	74	458	107	351	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 20 OFF Set Point: 1100 MPCD
23/01/04	141	73	465	105	360	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 20 OFF Set Point: 1100 MPCD

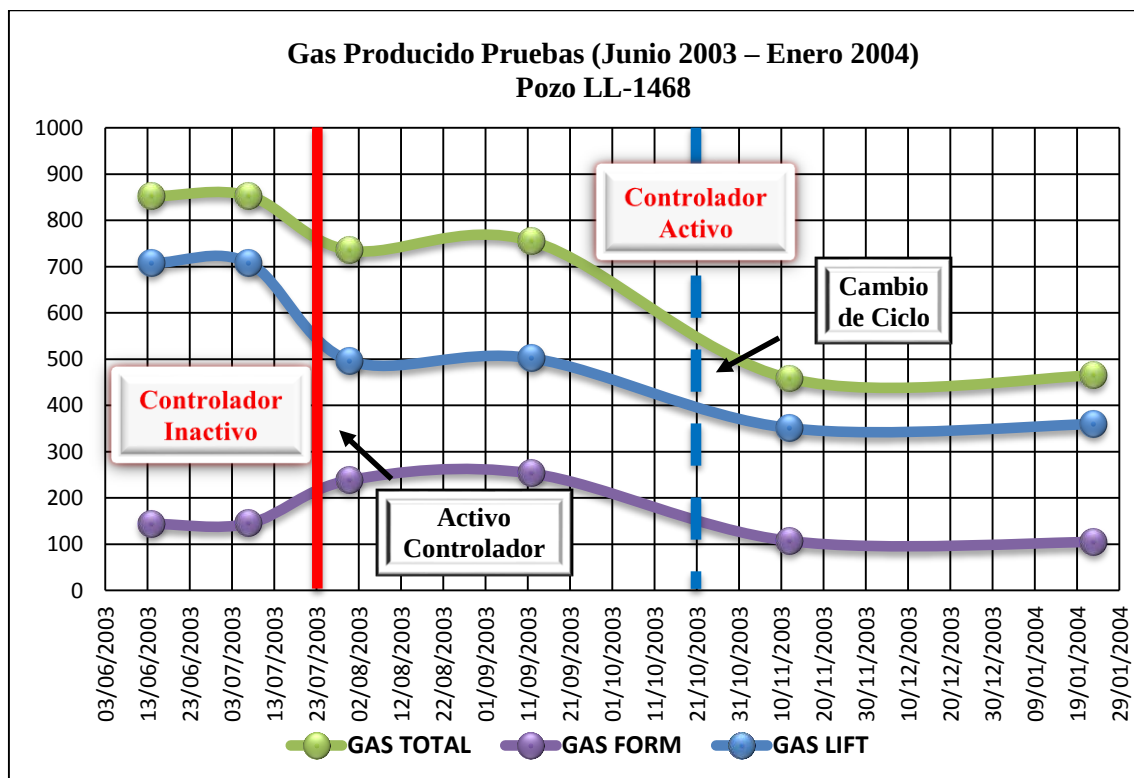
Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo LL-1468

Figura 4.19 Barriles Producidos Pruebas (Junio 2003 – Enero 2004) Pozo LL-1468



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo LL-1468

Figura 4.20 Gas Producido Pruebas (Junio 2003 – Enero 2004) Pozo LL-1468



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo LL-1468

De acuerdo a los registros cargados en el programa centinela de las pruebas del pozo LL-1468, se puede apreciar que para mediados del año 2003 el pozo tenía una producción constante de alrededor de 200 BBPD y un Gas Total de 850MPCD, con una inyección de Gas Lift de aproximadamente 700 MPCD.

El pozo se mantuvo con esta misma producción y condición de producción hasta el 23/07/03, cuando se instaló el Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie. El cual fue activado con Ciclo de 10 min ON y 10 min OFF, con un Set Point de 1000 MPCD.

Seguidamente el pozo fue probado por primera vez con controlador activo el 31/07/03, dando como resultado un aumento en la producción del pozo del 15%, lo cual se traduce en una producción de 233 BBPD y 735 MPCD de Gas Total, con una reducción significativa en el consumo de Gas Lift del 30%, para una inyección del 496 MPCD.

Basado en esta prueba se puede establecer la eficiencia del controlador como “1” de acuerdo a los criterios establecidos en la Tabla 4.1. Debido a que su aplicación permitió aumentar la producción del pozo y adicionalmente redujo el consumo de Gas Lift inyectado al mismo. Lo cual cumple cabalmente con el objetivo de la implementación del controlador de Gas Lift en superficie, que consiste en aumentar la producción con un uso más eficiente del gas utilizado como método de levantamiento.

Se realizó una segunda prueba al pozo con controlador activo y manteniendo la misma condición de su activación el 12/09/03, con la cual se observa un comportamiento estable es la producción del pozo de 228 BBPD y 755 MPCD de Gas Total, con una inyección de 502 MPCD de Gas Lift.

Esta segunda prueba permitió corroborar que el aumento de producción en el pozo se debió a la implementación del Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie, y adicionalmente establecer que este aumento se realizó con un uso más eficiente y óptimo del Gas Lift, cumpliendo cabalmente con la función principal de la implementación de este sistema de control de Gas Lift en superficie.

El 21/10/03 se realizó un cambio de Ciclo al Controlador de 10 min ON y 10 min OFF y un Set Point de 1000 MPCD, a 10 min ON y 20 min OFF y un Set Point de 1100 MPCD.

El 12/11/03 se probó el pozo por primera vez luego del cambio de ciclo, arrojando como resultado una disminución en la producción del pozo del 37%, es decir 143 BBPD y 458 MPCD de Gas Total, con una disminución en la inyección de Gas Lift del 30% lo que equivale a un consumo de 351 MPCD.

En base a esta prueba y los resultados obtenidos en la misma, se puede establecer que la eficiencia del ajuste de ciclo y Set Point realizado al controlador fue de “7” de acuerdo a los criterios establecidos en la Tabla 4.1. Esto se debe a que este ajuste de ciclo redujo la producción del pozo y al mismo tiempo, como se aumentó el tiempo OFF se redujo el consumo de gas al pozo.

Este ajuste se mantuvo y el pozo fue probado nuevamente el 23/01/04, esta segunda prueba determinó que la producción del pozo se mantuvo constante y estable, con una producción de 141 BBPD y 465 MPCD de Gas Total, manteniendo un consumo de Gas Lift de 360 MPCD.

Esta segunda prueba demostró que la disminución en la producción del pozo, se debió sin duda al cambio de ajuste realizado al controlador y que afectó de forma negativa la producción del pozo.

Sin embargo debido a que se realizaron dos cambios al controlador tanto de Ciclo como Set Point, no se puede establecer con certeza que parámetro afectó más a la producción.

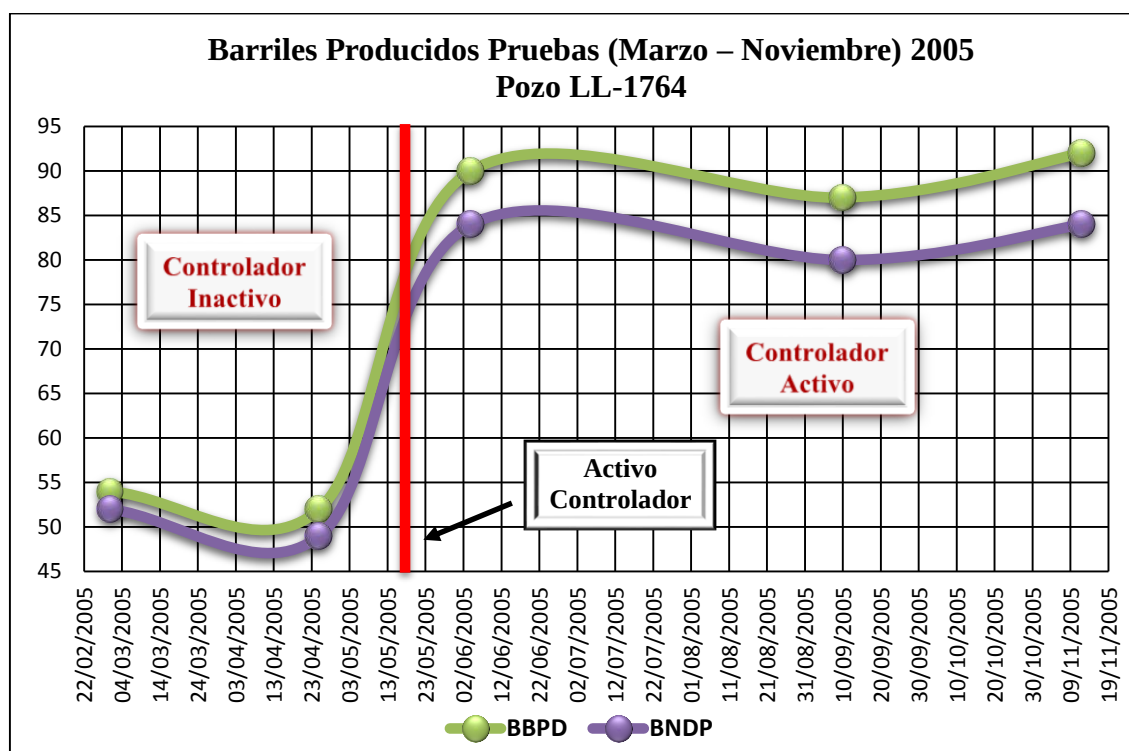
ANÁLISIS DEL POZO LL-1764

Tabla 4.12 Pruebas (Marzo – Noviembre) 2005 Pozo LL-1764

Fecha de Prueba	BBPD	BNDP	Gas Total (MPCD)	Gas Formación (MPCD)	Gas Lift (MPCD)	Condición
01/03/05	54	52	1113	959	154	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 150 MPCD
25/04/05	52	49	872	718	154	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 150 MPCD
04/06/05	90	84	1032	858	174	Controlador Activo Ciclo: 15 ON / 45 OFF Set Point: 1000 MPCD
10/09/05	87	80	1139	967	172	Controlador Activo Ciclo: 15 ON / 45 OFF Set Point: 1000 MPCD
12/11/05	92	84	982	809	173	Controlador Activo Ciclo: 15 ON / 45 OFF Set Point: 1000 MPCD

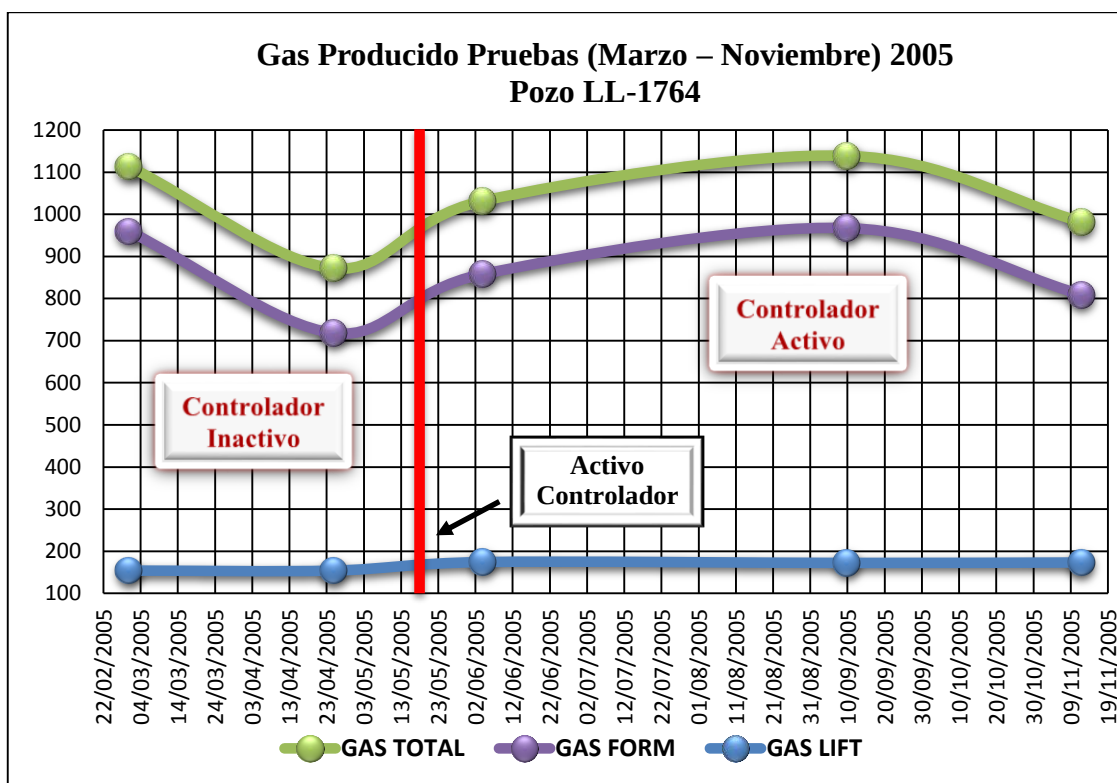
Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo LL-1764

Figura 4.21 Barriles Producidos Pruebas (Marzo – Noviembre) 2005 Pozo LL-1764



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo LL-1764

Figura 4.22 Gas Producido Pruebas (Marzo – Noviembre) 2005 Pozo LL-1764



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo LL-1764

Los registros de las pruebas realizadas al pozo LL-1764 cargadas en el Programa Centinela Pozo demuestran que para el año 2005 el pozo tenía una producción en promedio de 53 BBPD y 1000 MPCD de Gas Totas, con una inyección que rondaba los 150 MPCD de Gas Lift.

El 17/05/05 debido a la baja producción del pozo se instaló y activo controlador de Gas Lift en superficie, con Ciclo de 15 min ON y 45 min OFF, con Set Point de 1000 MPCD. A continuación el pozo fue puesto a prueba el 04/06/05 dando como resultado un aumento en la producción del 73%, con 90 BBPD y 1032 MPCD. Y un incremento en el consumo de Gas Lift del 13%, con una inyección de 174 MPCD.

Contrastando este resultado con la prueba anterior sin controlador, se puede establecer que la eficiencia del sistema es de “3” de acuerdo a los criterios establecidos en la Tabla 4.1. Debido a que su aplicación permitió aumentar la producción del pozo, pero aumentando un poco su consumo de Gas Lift.

Subsiguientemente el pozo fue probado 2 veces más el mismo año, en las fechas del 10/09/05 y el 12/11/05 mostrando que el pozo mantenía una producción sin grandes variaciones y muy cercana al promedio de 90 BBPD y 1000 MPCD de Gas Total, manteniendo la misma inyección de cuando se instaló el controlador de aproximadamente 170 MPCD.

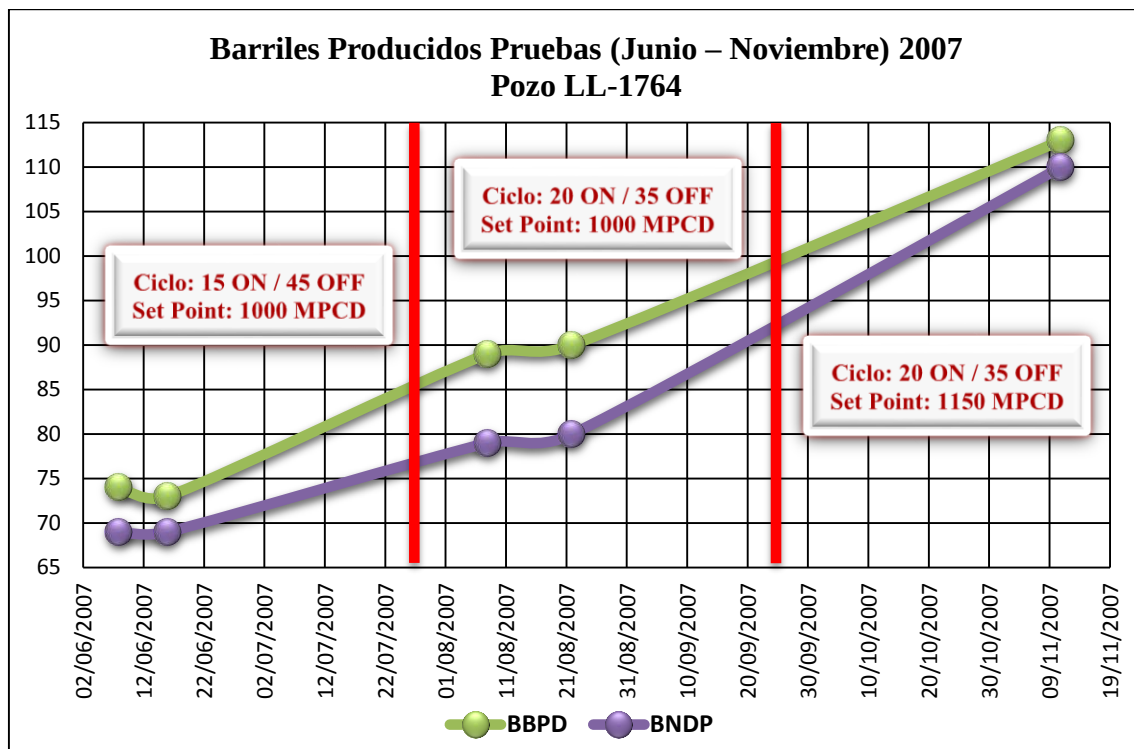
Estas pruebas permitieron comprobar que fue gracias a la incorporación del Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie que aumento la producción del pozo, y aunque aumento su consumo de Gas Lift, su implementación fue igualmente exitosa debido a que con muy poco aumento de inyección de gas, se obtuvo un aumento notorio de la producción.

Tabla 4.13 Pruebas (Junio – Noviembre) 2007 del Pozo LL-1764

Fecha de Prueba	BBPD	BNDP	Gas Total (MPCD)	Gas Formación (MPCD)	Gas Lift (MPCD)	Condición
08/06/07	74	69	627	347	280	Controlador Activo Ciclo: 15 ON / 45 OFF Set Point: 1000 MPCD
16/06/07	73	69	615	335	280	Controlador Activo Ciclo: 15 ON / 45 OFF Set Point: 1000 MPCD
08/08/07	89	79	952	587	365	Controlador Activo Ciclo: 20 ON / 35 OFF Set Point: 1000 MPCD
22/08/07	90	80	950	590	365	Controlador Activo Ciclo: 20 ON / 35 OFF Set Point: 1000 MPCD
11/11/07	113	110	1445	940	505	Controlador Activo Ciclo: 20 ON / 35 OFF Set Point: 1150 MPCD

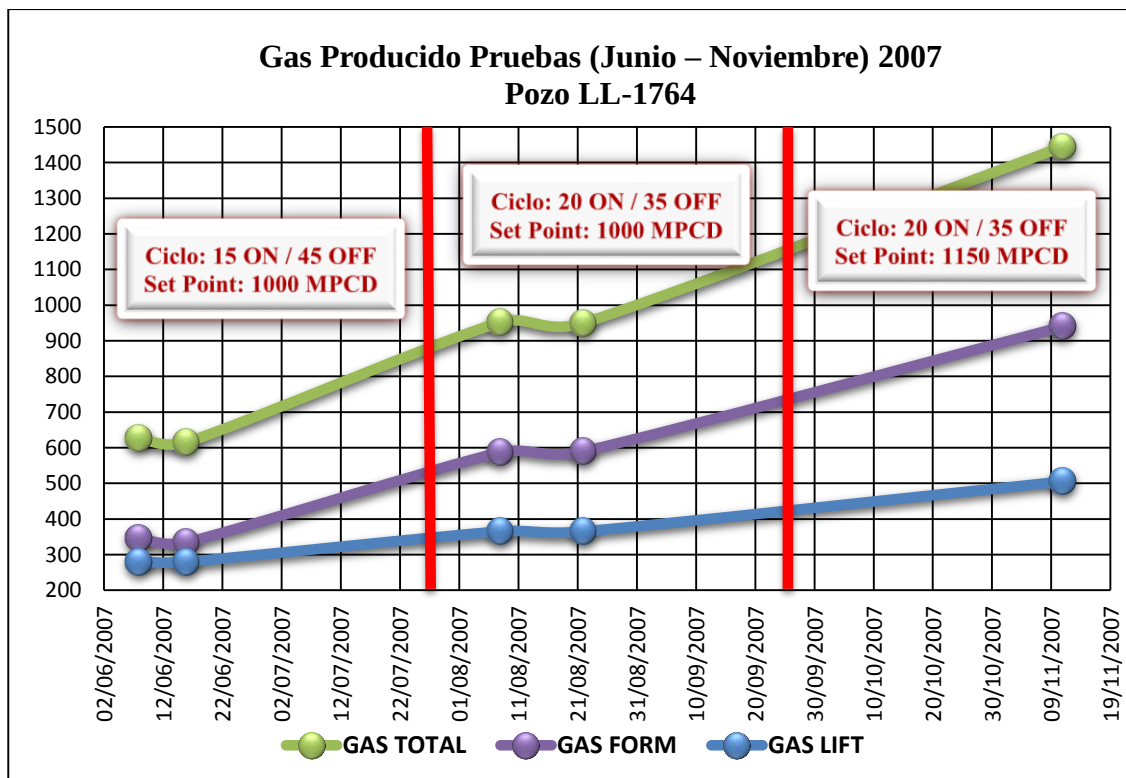
Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo LL-1764

Figura 4.23 Barriles Producidos Pruebas (Junio – Noviembre) 2007 Pozo LL-1764



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo LL-1764

Figura 4.24 Gas Producido Pruebas (Junio – Noviembre) 2007 Pozo LL-1764



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo LL-1764

En el 2007 el pozo LL-1764 luego de 2 años de producción con controlador activo, comenzó a declinar poco a poco su producción, pasando de 90 BBPD que producía cuando inicio su producción con controlador a 74 BBPD.

Para recuperar el potencial del pozo el 26/07/07 se realizó un cambio de Ciclo al controlador pasando de 15 min ON y 45 min OFF, con Set Point de 1000 MPCD a 20 min ON y 35 min OFF, manteniendo el mismo Set Point de 1000 MPCD.

Posteriormente el pozo fue probado con este nuevo ajuste el 08/08/07, mostrando un incremento en la producción del 22%, con 89 BBPD y 952 MPCD. Sin embargo debido a que se aumentó el tiempo ON y se redujo el tiempo OFF, el consumo de Gas Lift del pozo aumento 30%, lo cual equivale a una inyección de 365 MPCD.

Comparando esta prueba con la anterior realizada antes del ajuste de ciclo, se puede establecer que la eficiencia del ajuste en el sistema es de “3” de acuerdo a los criterios establecidos en la Tabla 4.1. Debido a que este cambio permitió aumentar la producción del pozo, a pesar del aumento del consumo de Gas Lift.

El 22/08/07 se realizó la segunda prueba con este nuevo ciclo, mostrando una tendencia en la producción del pozo y manteniendo una producción constante de 90 BBPD y 950 MPCD de Gas Total, manteniendo la misma inyección de Gas Lift de 365 MPCD. Esta segunda prueba también permitió corroborar que el aumento de producción del pozo se debió al cambio de ciclo realizado.

Luego del aumento de producción debido al cambio de ciclo, el 25/09/07 se realizó un nuevo ajuste al Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie. Se mantuvo el mismo Ciclo de 20 min ON y 35 min OFF, y se aumentó el Set Point de 1000 a 1150 MPCD.

Subsiguientemente el pozo fue probado el 11/11/07, mostrando un nuevo incremento en la producción esta vez de 25% con 113 BBPD y 1445 MPCD de Gas Total. Sin embargo debido a que se aumentó el Set Point, el consumo de Gas Lift del pozo aumento 38%, lo cual equivale a una inyección de 505 MPCD.

Comparando esta prueba con la anterior realizada antes del ajuste de Set Point, se puede establecer que la eficiencia del ajuste en el sistema es de “3” de acuerdo a los criterios establecidos en la Tabla 4.1. Debido a que este cambio permitió aumentar la producción del pozo, a pesar del aumento del consumo de Gas Lift.

El pozo mantuvo esta configuración hasta el 06/01/08 donde se dejó fuera de servicio el controlador de Gas Lift en superficie por problemas con el controlador. Desde entonces el pozo produjo sin controlador con una inyección de Gas Lift de 400 MPCD, y con una producción en promedio de 75 BBPD y 700 MPCD de Gas Total. Esta producción la mantuvo hasta el 24/11/10 cuando debió ser cerrado por alta producción de arena, la cual fue confirmada por medio de un chequeo de fondo realizado el mismo mes.

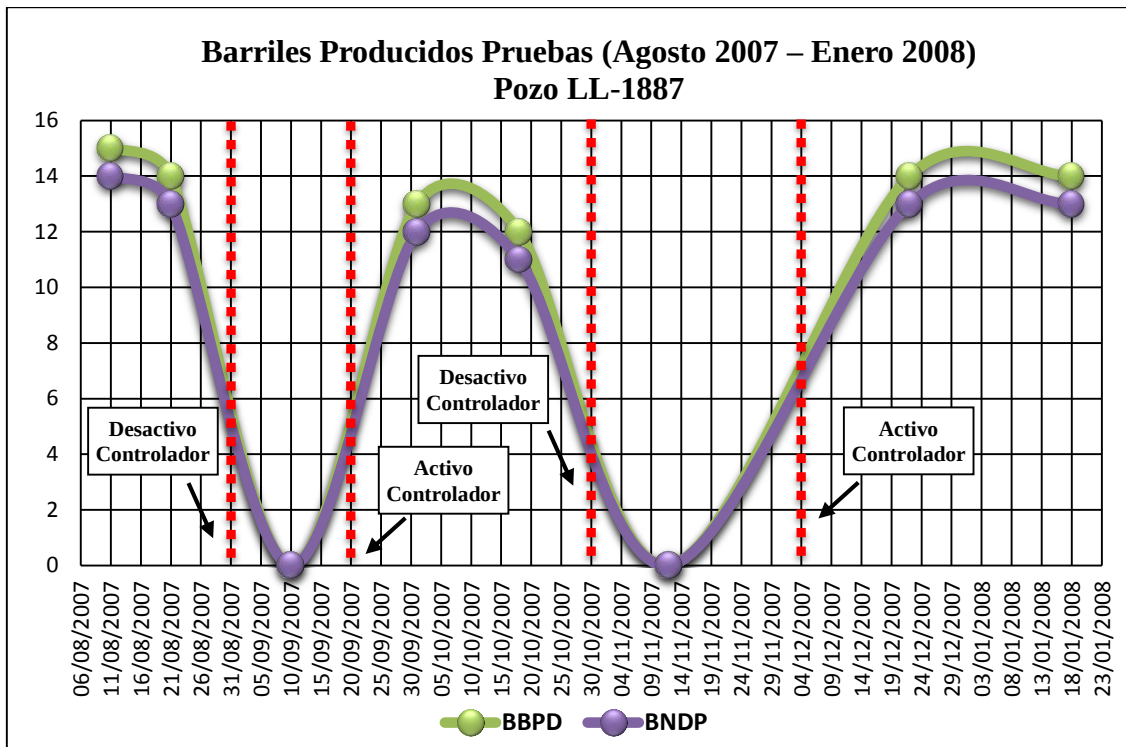
ANÁLISIS DEL POZO LL-1887

Tabla 4.14 Pruebas (Agosto 2007 – Febrero 2008) Pozo LL-1887

Fecha de Prueba	BBPD	BNDP	Gas Total (MPCD)	Gas Formación (MPCD)	Gas Lift (MPCD)	Condición
11/08/07	15	14	412	257	155	Controlador Activo Ciclo: 90 ON / 150 OFF Set Point: 450 MPCD
21/08/07	14	13	420	267	153	Controlador Activo Ciclo: 90 ON / 150 OFF Set Point: 450 MPCD
10/09/07	0	0	450	4	446	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajusta a 450 MPCD
01/10/07	13	12	401	227	174	Controlador Activo Ciclo: 90 ON / 150 OFF Set Point: 450 MPCD
18/10/07	12	11	416	238	178	Controlador Activo Ciclo: 90 ON / 150 OFF Set Point: 500 MPCD
12/11/07	0	0	298	0	298	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajusta a 300 MPCD
22/12/07	14	13	408	234	174	Controlador Activo Ciclo: 90 ON / 150 OFF Set Point: 500 MPCD
18/01/08	14	13	419	244	175	Controlador Activo Ciclo: 90 ON / 150 OFF Set Point: 500 MPCD

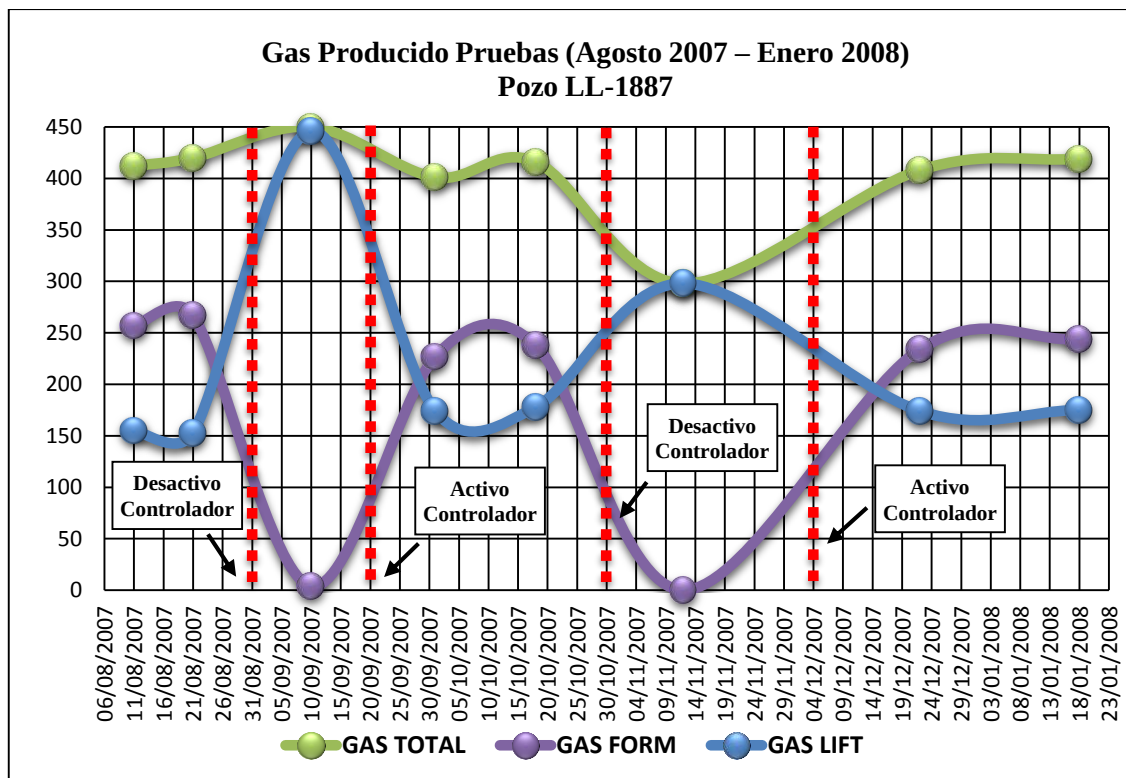
Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo LL-1887

Figura 4.25 Barriles Producidos Pruebas (Agosto 2007–Enero 2008) Pozo LL-1887



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo LL-1887

Figura 4.26 Gas Producido Pruebas (Agosto 2007 – Enero 2008) Pozo LL-1887



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo LL-1887

Pozo se instaló controlador de Gas Lift en superficie el 07/08/07, debido a que el mismo comenzó a presentar baja en su producción sin explicación aparente, última prueba realizada antes de activar controlador mostro una producción de 6 BBPD y 250 MPCD de Gas Total, con una inyección de Gas Lift de 150 MPCD. Por tal motivo se dejó activo controlador el mismo día de su instalación, con Ciclo 90 min ON y 150 min OFF, con un Set Point de 450 MPCD.

El pozo fue probado por primera vez con controlador el 11/08/07, arrojando un claro aumento en la producción de un 250%, con 15 BBPD y 412 MPCD de Gas Total manteniendo el mismo consumo de Gas Lift de aproximadamente 150 MPCD. Luego fue probado por segunda vez el 21/08/07, mostrando una clara tendencia de estabilización en la producción y en su inyección de gas.

El 31/08/07 se debió desactivar controlador de Gas Lift en superficie por presentar problemas en la válvula motora, la misma no cierra al 100%. Se dejó el pozo con controlador inactivo e inyección continua de 450 MPCD, se realizó prueba el 10/09/07 arrojando que el pozo se encontraba sin producir y recirculando el gas de inyección. Mostrando para ese momento que el pozo es de tan bajo aporte, que no puede producir sin el Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie activo.

El 20/09/07 se activó nuevamente controlador en superficie, luego de reparar válvula motora, y fue activado con Ciclo 90 min ON y 150 min OFF, con un Set Point de 450 MPCD. El pozo entro a prueba posteriormente el 01/10/07, mostrando una producción de 13 BBPD y 227 MPCD de Gas Total, con una inyección de Gas Lift de 174 MPCD, tendencia de producción igual a la q traía el pozo antes de desactivar controlador. La cual fue verificada con una segunda prueba realizada el 18/10/07, manteniendo su producción y consumo de Gas Lift.

El 30/10/07 el pozo fue cerrado y se desactivo controlador en superficie para reemplazar válvula merla en pozo enganche en gas a nivel de múltiple de Gas Lift, pozo fue puesto en producción luego de finalizar actividad el mismo día con controlador inactivo y con inyección continua de 300 MPCD.

El 12/11/07 el pozo fue probado con controlador inactivo, mostrando el mismo comportamiento que la prueba realizada el 10/09/07, pozo sin producir y recirculando el gas de inyección. Permitiendo comprobar que el pozo no produce al menos que el controlador de superficie se encuentre activo.

El 04/12/07 luego de reemplazar puesto de merla en el múltiple de Gas Lift y eliminar pozo enganche en gas, se activó nuevamente Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie con Ciclo 90 min ON y 150 min OFF, con un Set Point de 450 MPCD. Las pruebas realizadas el 22/12/07 y el 18/01/08 mostraron que el pozo recupero su producción normal con 14 BBPD y 400 MPCD de Gas Total, con un consumo fijo de 170 MPCD de inyección de Gas Lift.

Trabajo de Word Over realizado el 18/08/08 comprobó que el pozo presenta un hueco en la tubería de producción a 3432', lo cual permite explicar por qué el pozo solo produce con controlador activo, y recircula gas cuando el mismo se encuentra desactivado, el gas inyectado pasa por el casing al tubing a través del hueco en la tubería, e impide que las válvulas de gas operen al no alcanzar su presión de apertura.

Mas sin embargo cuando el controlador está en funcionamiento, durante el ciclo OFF de 150 min, es decir 2 horas y medias, el pozo tiene el tiempo suficiente para restaurar sus presiones de fondo y llenar el tubing por encima del hueco en la tubería, cuando el ciclo ON inicia el hidrocarburo dentro del casing y el tubing por encima del hueco puede ser impulsado a la superficie con ayuda del Gas Lift inyectado al pozo.

El pozo actualmente continúa produciendo con el Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie activo, manteniendo el mismo Ciclo de 90 min ON y 150 min OFF, con un Set Point de 450 MPCD. Pozo aún continúa con hueco en la tubería de producción. Última prueba realizada el 28/04/15 arrojó una producción de 15 BBPD con 291 MPCD de Gas Total, y un consumo de 177 MPCD de inyección en Gas Lift, demostrando que el pozo aún mantiene su producción y la misma inyección de gas.

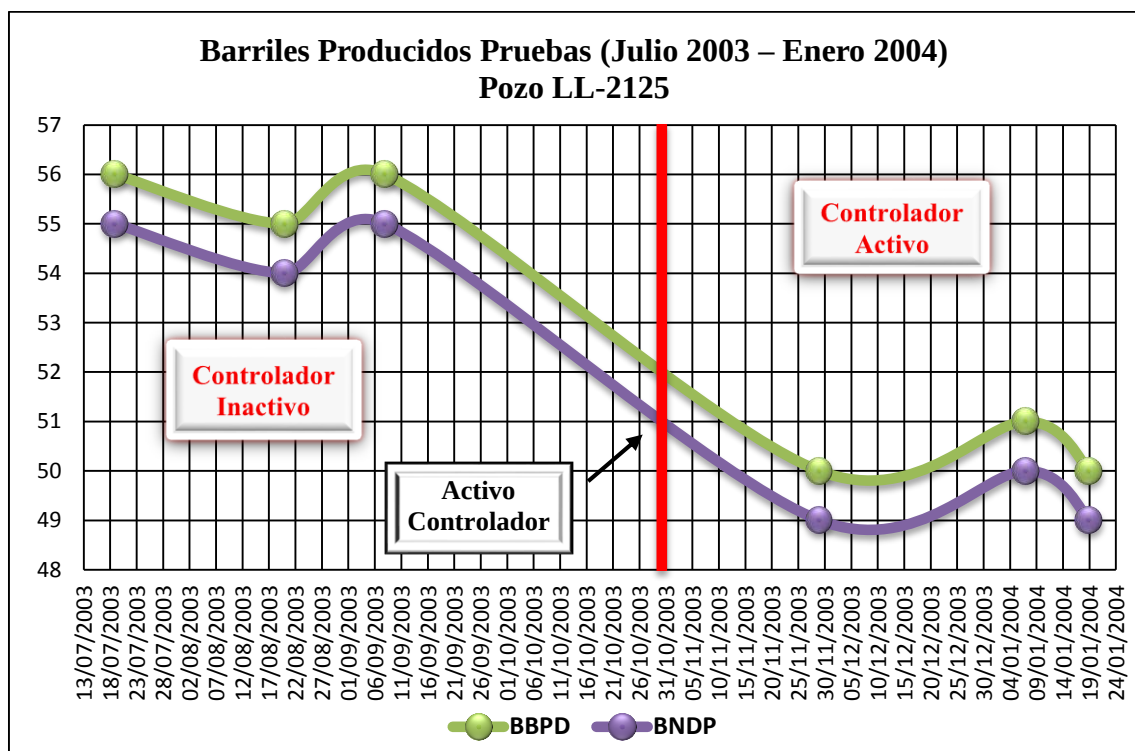
ANÁLISIS DEL POZO LL-2125

Tabla 4.15 Pruebas (Julio 2003 – Enero 2004) Pozo LL-2125

Fecha de Prueba	BBPD	BNDP	Gas Total (MPCD)	Gas Formación (MPCD)	Gas Lift (MPCD)	Condición
19/07/03	56	55	578	180	398	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 400 MPCD
20/08/03	55	54	566	158	408	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 400 MPCD
08/09/03	56	55	563	159	404	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 400 MPCD
29/11/03	50	49	509	333	176	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 35 OFF Set Point: 800 MPCD
07/01/04	51	50	521	341	180	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 35 OFF Set Point: 800 MPCD
19/01/04	50	49	508	331	177	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 35 OFF Set Point: 800 MPCD

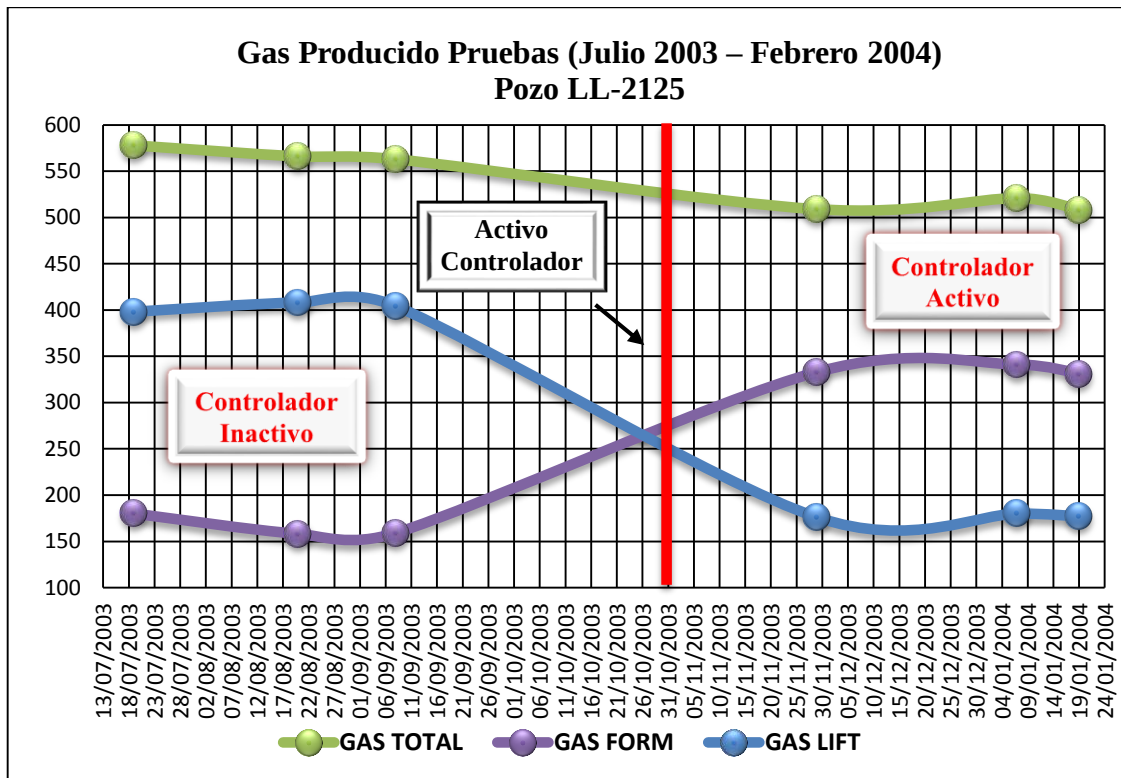
Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo LL-2125

Figura 4.27 Barriles Producidos Pruebas (Julio 2003 – Enero 2004) Pozo LL-2125



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo LL-2125

Figura 4.28 Gas Producido Pruebas (Julio 2003 – Febrero 2004) Pozo LL-2125



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo LL-2125

En base a las pruebas realizadas al pozo LL-2125 y a los registros del Programa Centinela, se puede establecer que para mediados del año 2003 el pozo tenía una producción promedio de 55 BBPD y 566 MPCD de Gas Total, con una inyección que se encuentra alrededor de los 400 MPCD de Gas Lift.

El 31/10/03 se instaló y activo por primera vez en el pozo el Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie , con Ciclo de 10 min ON y 35 min OFF, con un Set Point de 800 MPCD.

Posteriormente el pozo se probó el 29/11/03 con esta configuración en el controlador, arrojando una leve disminución en la producción del mismo del 10%, lo que equivale a 50 BBPD y 509 MPCD de Gas Total. Adicionalmente el controlador ocasiono en el pozo una reducción considerable del 56% en su inyección, para un consumo de 176 MPCD de Gas Lift.

Comparando esta prueba con la realizada anteriormente sin controlador, se puede establecer que la eficiencia del sistema es de “7” de acuerdo a los criterios establecidos en la Tabla 4.1. Debido a que su aplicación disminuyó levemente la producción del pozo, al igual que redujo notoriamente su consumo de Gas Lift.

Posteriormente el pozo fue probado dos veces más al año siguiente, el 07/01/04 y el 19/01/04 mostrando un comportamiento constante y una estabilidad en la producción del pozo de 50 BBPD y 500 MPCD de Gas Total en promedio, con una inyección sin mucha variación cercana a los 180 MPCD.

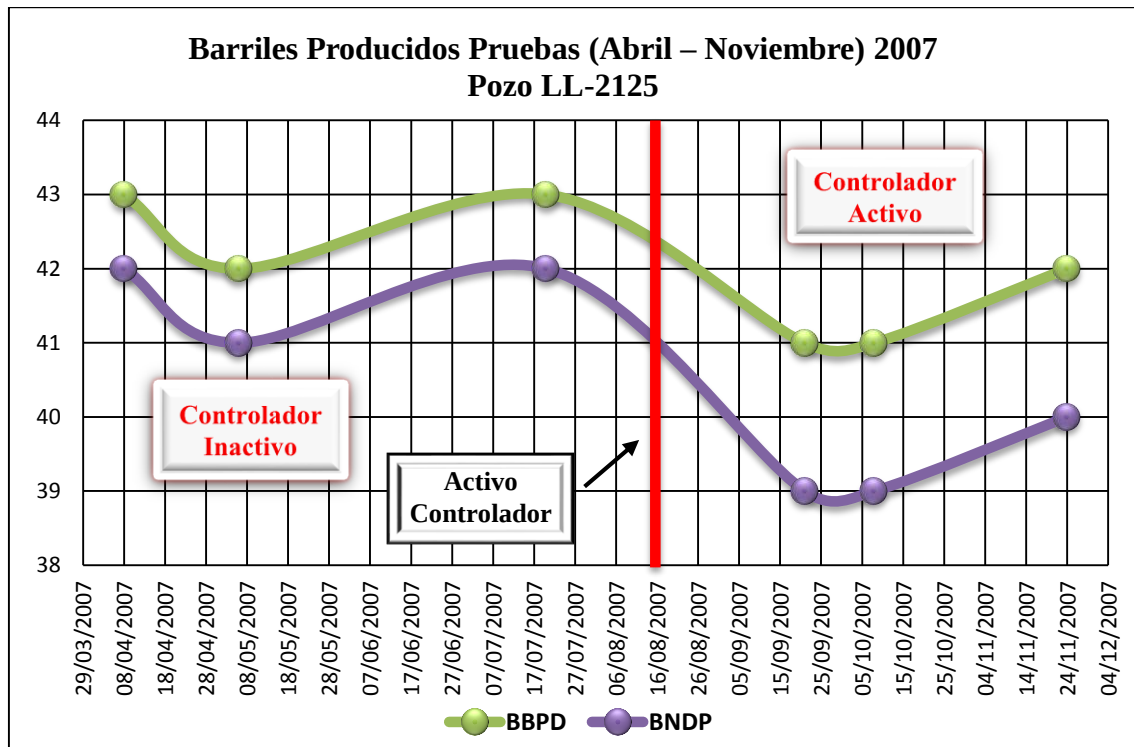
Por medio de esta sucesión de pruebas se pudo corroborar que el cambio en la producción del pozo, se debió a la implementación del Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie, y aunque el pozo bajó levemente su producción sin duda alguna el ahorro en el consumo de Gas Lift del pozo es notorio, bajando a más de la mitad del que era necesario sin controlador, lo cual demuestra que el controlador permite un uso más óptimo y eficiente del gas requerido para la producción del pozo.

Tabla 4.16 Pruebas (Abril – Noviembre) 2007 Pozo LL-2125

Fecha de Prueba	BBPD	BNDP	Gas Total (MPCD)	Gas Formación (MPCD)	Gas Lift (MPCD)	Condición
08/04/07	43	42	502	228	274	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 300 MPCD
06/05/07	42	41	511	237	274	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 300 MPCD
20/07/07	43	42	505	231	274	Controlador Inactivo Inyección Continua Ajustado a 300 MPCD
21/09/07	41	39	530	324	206	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 30 OFF Set Point: 800 MPCD
08/10/07	41	39	537	331	206	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 30 OFF Set Point: 800 MPCD
24/11/07	42	40	532	326	206	Controlador Activo Ciclo: 10 ON / 30 OFF Set Point: 800 MPCD

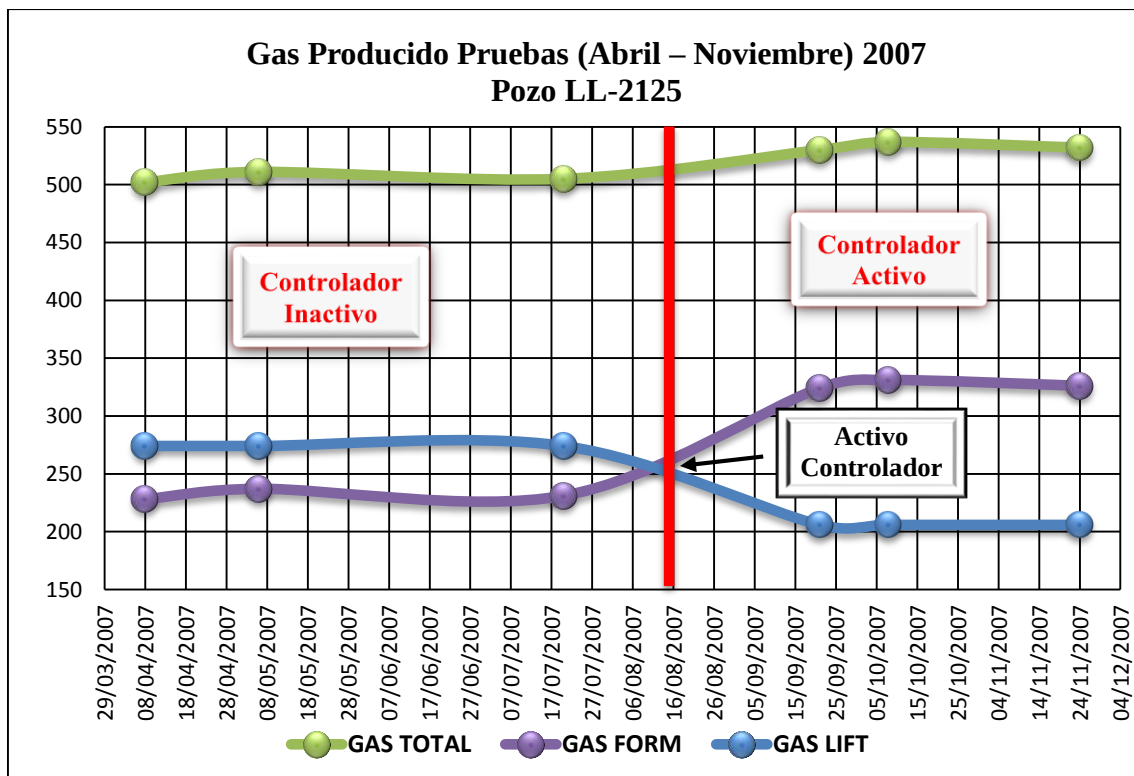
Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo LL-2125

Figura 4.29 Barriles Producidos Pruebas (Abril – Noviembre) 2007 Pozo LL-2125



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo LL-2125

Figura 4.30 Gas Producido Pruebas (Abril – Noviembre) 2007 Pozo LL-2125



Fuente: Programa Centinela y G1532 del Pozo LL-2125

Para finales del año 2005 se dejó fuera de servicio el controlador de superficie por presentar problemas en la válvula motora, desde entonces se mantuvo con una inyección continua de aproximadamente 300 MPCD. Para mediados del 2007 en base a las pruebas del pozo se puede apreciar que tenía una producción de 43 BBPD y 505 de Gas Total, para una inyección de 274 MPCD de Gas Lift.

EL 16/08/07 fue instalado nuevamente en el pozo sistema de controlador en superficie, con Ciclo 10 min ON y 30 min OFF, con un Set Point de 800 MPCD. A continuación el pozo fue probado con esta configuración el 21/09/07, en esta prueba se pudo apreciar que la producción del pozo se mantuvo casi constante con una variación muy mínima de 41 BBPD y 530 MPCD de Gas Total, y con una leve reducción del 25% en el consumo del pozo para una inyección de 206 MPCD de Gas Lift.

En base a esta prueba y comparada con la anterior sin controlador, se puede concluir que la eficiencia del sistema es de “4” de acuerdo a los criterios establecidos en la Tabla 4.1. Debido a que la activación del controlador no afectó a la producción del pozo, sin embargo sí redujo la inyección en el mismo, permitiendo usar de forma más eficiente y óptima el Gas Lift.

El pozo fue puesto a pruebas dos veces más el 08/10/07 y el 24/11/07, mostrando un comportamiento constante y una estabilidad en la producción del pozo de 41 BBPD y 530 MPCD de Gas Total en promedio, con una inyección fija de 206 MPCD de Gas Lift.

Estas pruebas permitieron establecer que la variación en el comportamiento del pozo se debió a la implementación del Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie, y que el mismo permitió mantener la producción utilizando un menor volumen de gas.

El pozo mantuvo su Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie hasta el 07/10/09 cuando debió ser cerrado por presentar presencia de arena en la caja de choque, desde entonces y hasta la fecha el pozo aún se encuentra cerrado y actualmente en Categoría 3 por alta producción de arena.

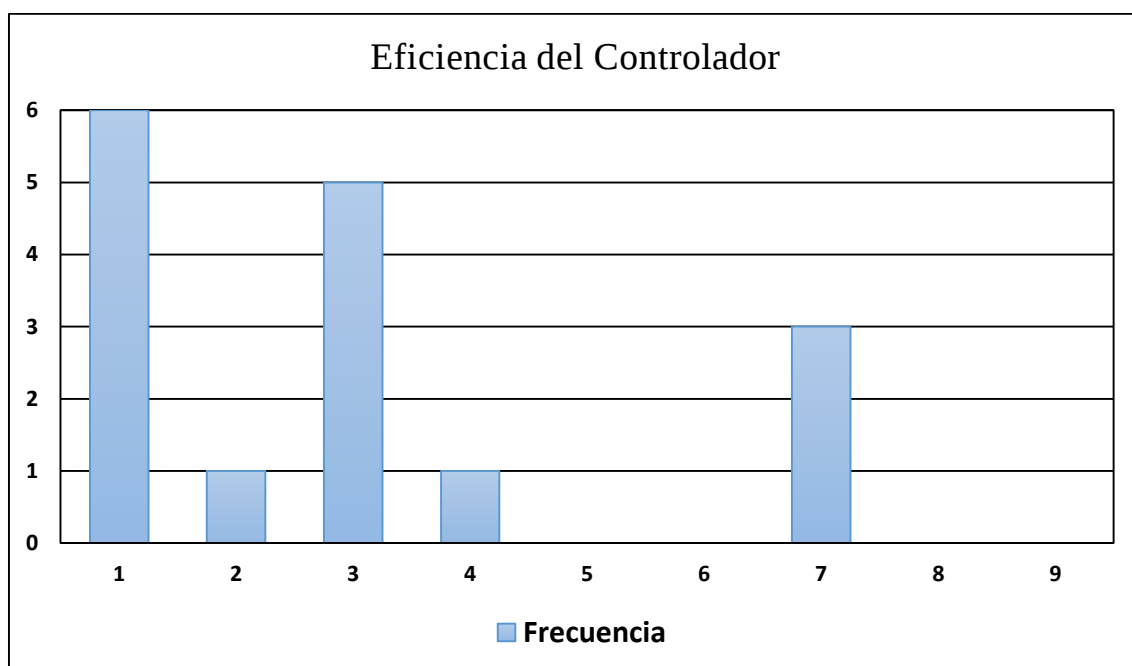
EVALUACIÓN DEL CONSUMO DE GAS LIFT

En base a los resultados obtenidos y las pruebas realizadas a los pozos, se puede establecer cual eficiencia tiene mayor tendencia o frecuencia a ocurrir en los pozos, cuando se activa o se realiza algún cambio en el Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie. En la tabla 4.17 y la Figura 4.31, se observa esta frecuencia.

Tabla 4.17 Frecuencia de Eficiencia del Controlador

Eficiencia del Controlador	Frecuencia
1	6
2	1
3	5
4	1
5	0
6	0
7	3
8	0
9	0

Figura 4.31 Frecuencia de Eficiencia del Controlador



Como se puede observar en la Figura 4.31 y en la Tabla 4.17, cuando se activa el Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie en los pozos, la tendencia del mismo es aumentar su producción de forma significativa, esto se puede notar debido a una mayor ocurrencia en la eficiencia “1” y “3”.

No obstante aunque hay una clara tendencia en el aumento de producción del pozo, producto de la implementación del sistema, no hay un comportamiento claro o notorio en el consumo del gas lift, debido a que la mitad de los pozos que aumentaron su producción, también disminuyeron ampliamente el gas lift requerido para su producción, pero el resto aumento su consumo de gas aunque no de una manera tan relevante.

Esto permite establecer que el sistema es muy útil y práctico para aumentar la producción del pozo, pero en lo que se refiere al consumo de gas del mismo el pozo tiene la misma posibilidad de aumentar o disminuir su consumo, esto va a depender principalmente del pozo en sí mismo, más que del sistema de controlador como tal.

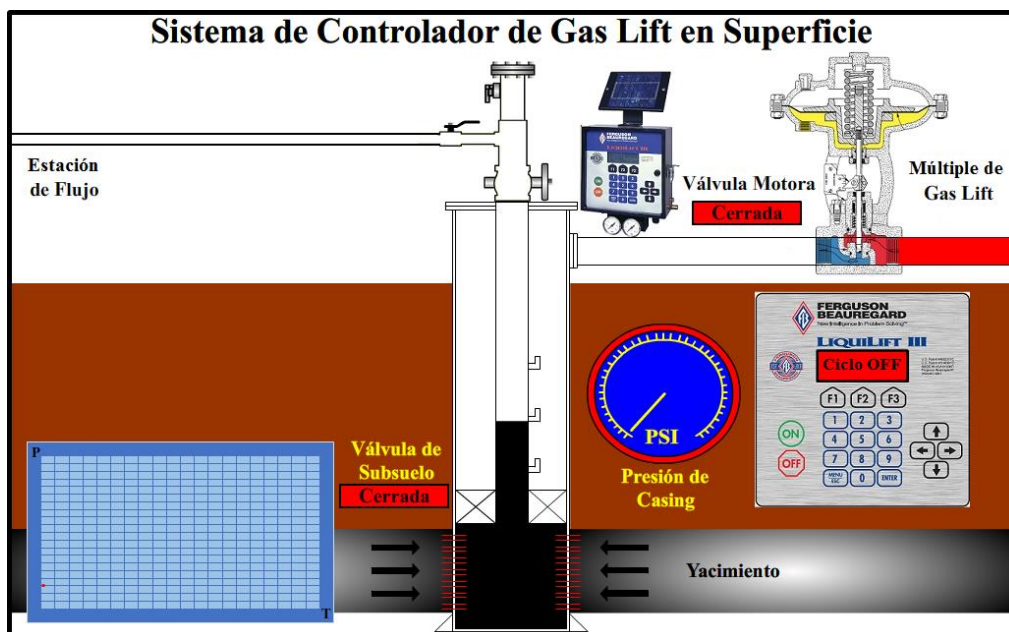
En menor medida se puede apreciar el pozo tiende a bajar su producción, lo cual se percibe en la eficiencia “7”, sin embargo, esta reducción de la producción es muy baja si se compara con la producción del pozo en sí mismo, y se compensa con el ahorro producido en el consumo de gas lift, el cual suele ser muy notorio y significativo.

Finalmente se puede apreciar que otra tendencia del sistema es el de mantener la producción del pozo, como se observa en la eficiencia “4” aunque en esta investigación solo se pudo apreciar una sola vez. Adicionalmente de permitir mantener la producción también, ocasiona una reducción del consumo de gas, permitiendo un uso más eficiente del mismo.

En base a todo lo antes mencionado se puede establecer que el Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie, permite utilizar de forma más eficiente el gas lift requerido por los pozos para su producción, permitiendo aumentar la producción de los mismos con un menor uso del gas, lo cual lo convierte en un mecanismo de optimización muy útil para los pozos de alto consumo de gas lift y baja producción.

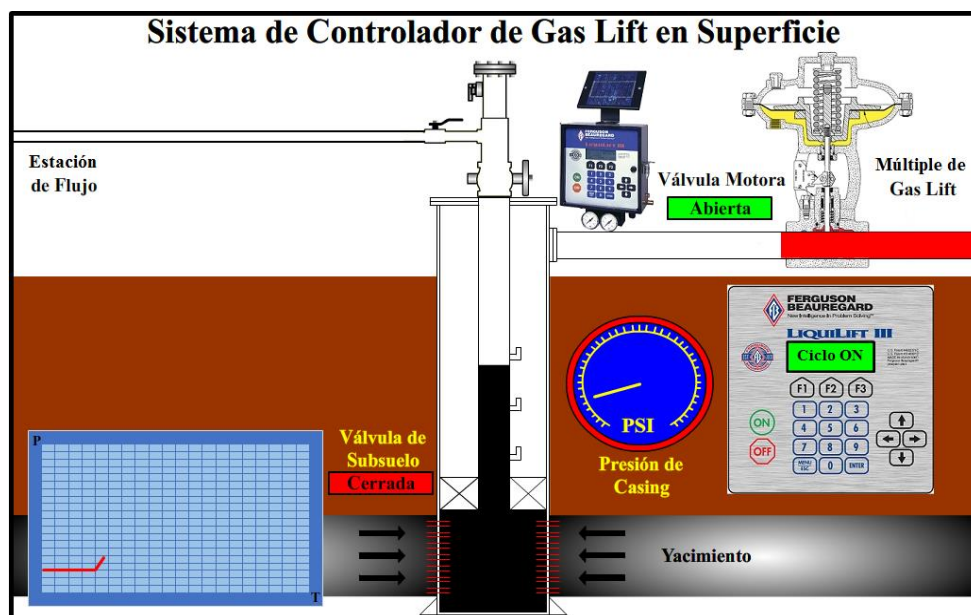
PROGRAMA DE VISUALIZACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROLADOR DE GAS LIFT EN SUPERFICIE

Figura 4.32 Inicio del “Ciclo OFF”



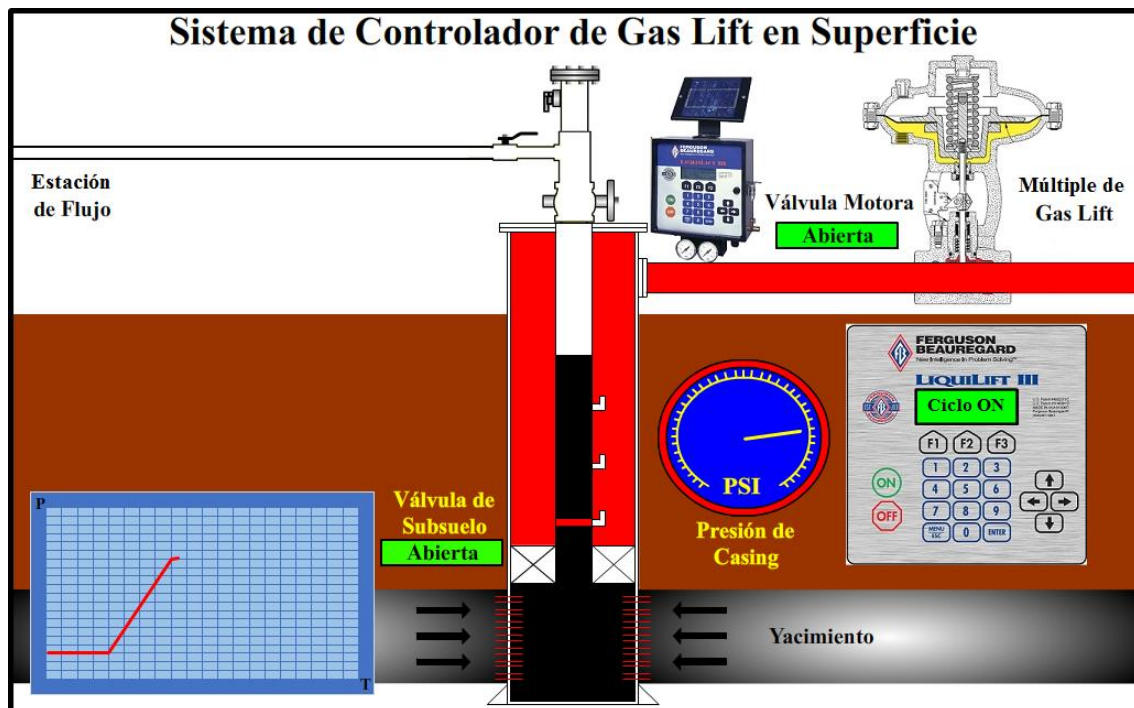
Cuando inicia el Ciclo del Sistema el Controlador se encuentra en el tiempo OFF, por lo cual la Válvula Motora se encuentra cerrada y no hay paso de gas del Múltiple de Gas Lift al pozo, este estado se mantiene durante el tiempo que allá sido programado en el controlador, al mismo tiempo el nivel de hidrocarburo aumenta dentro de la tubería de producción, a medida que el pozo restaura su presión de fondo.

Figura 4.33 Fin del “Ciclo OFF” e Inicio del “Ciclo ON”



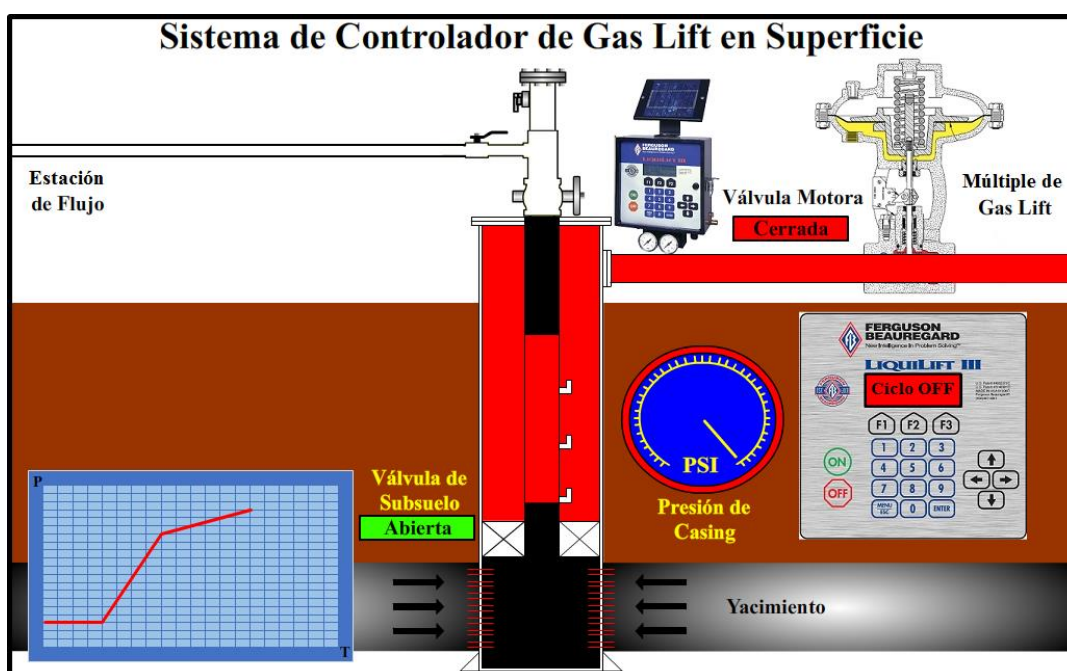
Una vez finalizado el Ciclo OFF inmediatamente comienza a correr el tiempo del Ciclo ON, durante este lapso el controlador deja pasar gas al diafragma de la válvula motora lo cual permite que se abra y deje pasar gas del Múltiple de Gas Lift al pozo de producción, lo cual ocasiona un aumento progresivo en la presión del Casing que se ve reflejado en las cartas o discos de medición.

Figura 4.34 Apertura de la Válvula de Subsuelo



Cuando la presión en el casing alcanza la presión de apertura de la válvula de subsuelo, ocasiona que la misma se abra permitiendo el paso de gas del casing al tubing, creando dentro de la tubería un tapón de gas, que sirve de pistón para levantar el petróleo que se encuentra por encima de la última válvula hasta la superficie. La presión en el casing sigue aumentando pero a una velocidad más lenta, debido a que el volumen de gas que entra al pozo desde la válvula motora es mayor al que la válvula de subsuelo deja pasar al pozo.

Figura 4.35 Fin del “Ciclo ON” Cierre de la Válvula Motora



Luego de finalizar el Ciclo ON el controlador cierra el paso de gas al diafragma de la válvula motora, cerrándola e impidiendo el paso de gas al pozo, para optimizar el Gas Lift es necesario que el Ciclo ON finalice en el momento que el petróleo llegue a la superficie, si finaliza después se estará inyectando gas de más al pozo el cual no es necesario, y si finaliza antes se corre el riesgo que la válvula de subsuelo se cierre y la energía del tapón de gas no sea suficiente para llevar el petróleo a la superficie.

Figura 4.36 Cierre de la Válvula de Subsuelo

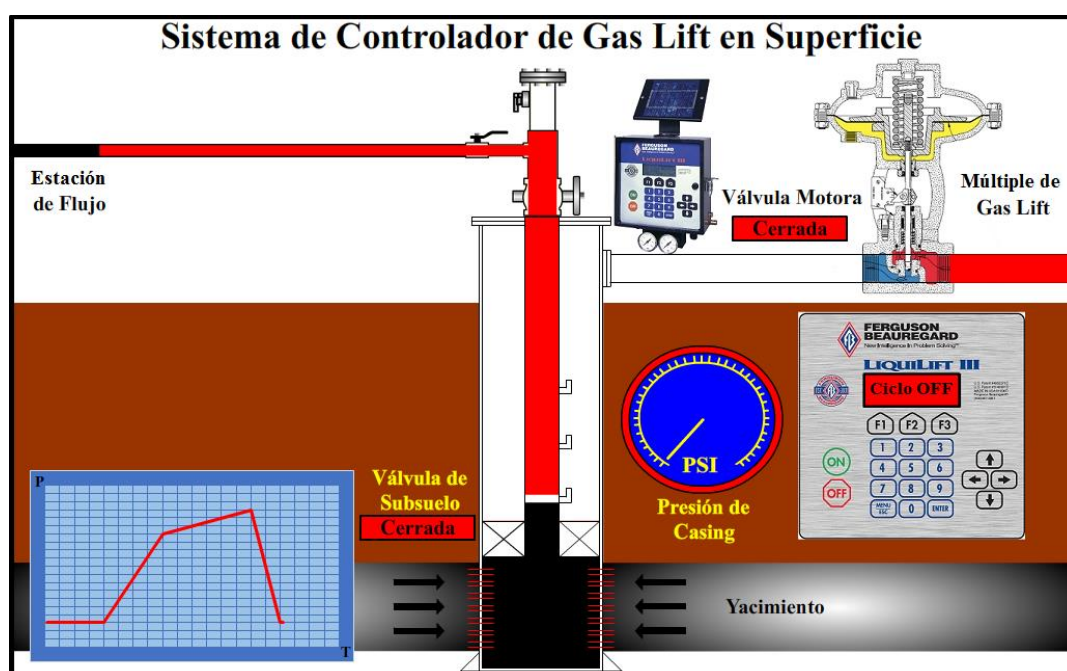
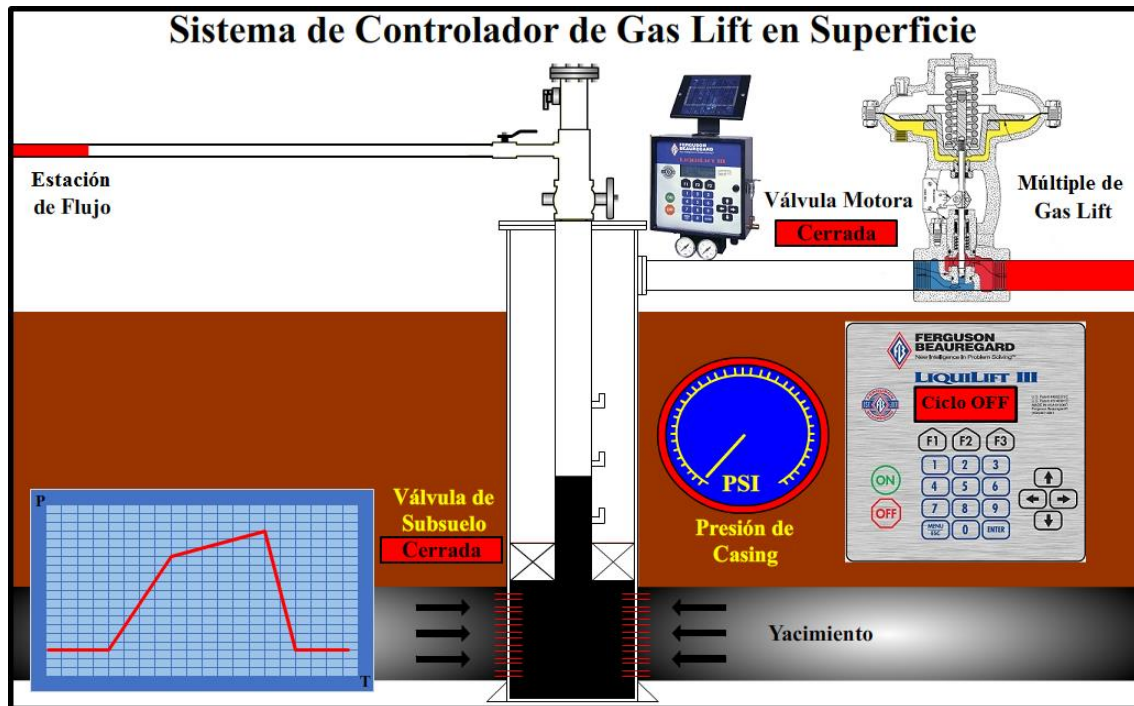


Figura 4.37 Fin de Ciclo del Sistema



Finalmente luego de cerrar la válvula de subsuelo y con el petróleo en la superficie, el mismo termina de ser llevado a la estación de flujo con la ayuda de la energía restante del tapón de gas y por el diferencial de presión entre la estación de flujo y el pozo. Por último el ciclo se vuelve a repetir de la misma forma una y otra vez durante todo el día, el número de ciclos que realice el sistema durante el día dependerá del Tiempo ON y OFF que se programen en el controlador, y la producción diaria del pozo será la suma de lo producido durante cada ciclo en un periodo de 24 horas.

CONCLUSIONES

1).- Los rangos y condiciones de operatividad del Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie, son los mismos que se requieren para implementar en un Sistema de Gas Lift Intermitente tradicional, los cuales comprenden en esencia: bajo Índice de Productividad (IP), baja presión de fondo fluyente (P_{wfs}), una baja tasa de producción (Q) y un sistema de compresión de gas en superficie.

2).- El Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie es usado para optimizar y usar de forma más eficiente el Gas Lift inyectado a los pozos, principalmente cuando estos se encuentra consumiendo un gran volumen de gas y arrojando una baja producción, también se utiliza para hacer intermitentes pozos colapsados desde superficie y cuando se desconoce el daño de formación del pozo y la producción del mismo es muy baja o casi nula.

3).- Entre las ventajas del Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie se encuentran que permite optimizar el caudal de gas por ciclo sin realizar cambios de válvulas de subsuelo, se puede ajustar el tiempo de ciclo independientemente del volumen de gas por ciclo, es posible hacer intermitente el pozo desde superficie en caso de que la válvula de subsuelo quede abierta, o que la tubería se encuentre colapsada, permite encontrar el tiempo de ciclo óptimo y la cantidad mínima de gas a inyectar de una manera totalmente independiente.

4).- Entre las desventajas del Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie tenemos que se incremente el esfuerzo requerido en mantenimiento, ya que se requiere equipos adicionales en comparación con el método tradicional de control de inyección y la presión del múltiple de inyección de gas puede caer a niveles inaceptables si varios pozos de un mismo múltiple se encuentran inyectando gas al mismo tiempo.

5).- Se debe realizar mantenimiento preventivo periódicamente a todos los componentes y elementos que conforman el Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie, con el propósito de mantener en buen estado y en óptimo funcionamiento el sistema, y reemplazar las partes o elementos que sufran averías o defectos en el menor tiempo posible.

6).- Las pruebas realizadas a los pozos demuestran que el Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie, permite utilizar de forma más eficiente el Gas Lift requerido por los pozos para su producción. En base a los resultados obtenidos se puede establecer que este sistema no solo permite aumentar la producción del pozo, sino que también puede reducir sustancialmente el consumo de gas del mismo, convirtiendo este método en un sistema muy eficiente de producción.

7).- Este sistema es sin duda muy útil y practico en pozos que se encuentran colapsados o donde la válvula de subsuelo quedo abierta y es necesario hacer intermitente al pozo desde la superficie, de esta forma no se requieren trabajos mayores para remplazar la tubería dañada o realizar un cambio de válvula de Gas Lift, permitiendo que el pozo se puede poner a producción mientras se espera la realización de estos trabajos en caso de ser necesario.

8).- El cálculo de volumen de gas inyectado a los pozos mediante este sistema, aunque diferente de calcular y determinar en comparación al método tradicional, resulta sencillo y si se realiza de forma adecuada, pero puede arrojar volúmenes muy alto y erróneos si se comete un error durante su cálculo o si desconoce el funcionamiento de este sistema y no se conocen las variables que intervienen en los cálculos.

9).- Se debe mantener en perfecto estado y muy bien calibrado los registradores de presión diferencial utilizados para la medición de los volúmenes de gas inyectado al pozo, debido a que una mala calibración o mal ajuste del equipo se verá reflejado un cálculo erróneo y elevado del consumo de Gas Lift.

RECOMENDACIONES

1).- Luego de realizar un Cambio de Válvula de Gas Lift (CV-GL), realizar al menos dos pruebas al pozo que permitan verificar la eficiencia de la actividad realizada y tener una tendencia clara de su producción luego del Cambio de Válvula, posteriormente activar controlador de Gas Lift en superficie y probar al menos dos veces el pozo, para comparar estas pruebas con las anteriores realizadas antes de la activación del controlador, y establecer la eficiencia del mismo.

2).- No realizar al mismo tiempo cambios al controlador del Set Point y del Ciclo ON y OFF, debido a que al momento de una evaluación no será posible determinar si el aumento o disminución de la producción se debe al cambio del Set Point o del Ciclo ON y OFF. Se debe realizar un cambio a la vez y probar el pozo luego de cada cambio realizado, y de esta forma ver cómo se comporta el pozo bajo diferentes condiciones de producción.

3).- Realizar las pruebas al pozo lo más pronto que sea posible, luego de realizar algún cambio en la condición del controlador (cambio de Ciclo o Set Point), así como cuando se activa o se deja fuera de servicio el mismo. Esto con el objetivo de que la variación en la producción se deba exclusivamente al cambio realizado al controlador y no a otro factor o variable.

4).- No activar el Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie inmediatamente después de realizar un Cambio de Válvula de Gas Lift (CV-GL), se recomienda probar el pozo luego de finalizar con éxito la actividad, sin controlador activo y posteriormente activar o instalar el controlado, e inmediatamente probar nuevamente el pozo de esta forma se podrá realizar un mejor análisis del comportamiento de producción del pozo.

5).- Mantener un constante seguimiento, evaluación y diagnósticos de los pozos con controlador de Gas Lift en superficie, con la finalidad de obtener la combinación de Set Point y Ciclo más idónea para cada pozo que permita obtener la mayor producción, con el menor consumo de gas.

6).- Realizar el mantenimiento correspondiente a cada uno de los componentes del Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie, en los tiempos que se estipulan en este trabajo especial de grado o antes de ser posible, realizando las actividades mencionadas para cada componente, con el propósito de garantizar el buen funcionamiento de cada elemento y del sistema en general.

7).- Mantener en buen estado y lo mejor calibrado posible los registradores de presión diferencial de los pozos con Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie , debido al gran volumen de gas instantáneo que manejan “Set Point”, para poder evitar cálculos erróneos del volúmenes de gas inyectado al pozo.

8).- Llevar un control y registro minucioso de los discos de Gas Lift de los pozos con controlador en superficie, y garantizar que cada prueba que se realice a los pozos tenga un disco de 24 horas que permita evaluar el comportamiento del mismo y la inyección exacta que se está realizado para su producción.

9).- Mediante el Programa Centinela y AICO realizar un seguimiento a los pozos con controlador de superficie, y garantizar que al menos semanalmente tengan por lo menos un valor de Gas Lift cargado en estos programas. No permitir que pase más de una semana sin tener datos del gas de inyección de estos pozos cargados en Centinela, de esta forma se evita que las pruebas cargadas más reciente tengas errores debido a un Gas Lift con mucho tiempo cargado en el programa, y que no corresponde con el Gas Lift al momento de realizar la prueba de producción.

10).- Expresar de forma clara y precisa en las Cartas o Discos de Presión Diferencial de los pozos con controlador de Gas Lift, todos los datos para la correcta identificación y cálculos de Gas Lift del pozo, entre estos datos tenemos: N° Pozo, Fecha en que se colocó el disco de presión (DD/MM/AAAA), Plato Orificio, Punto de Ajuste, Set Point, Gas Lift, Múltiple de Gas Lift y Estación de Flujo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1).- Zimmerman, W.: **“Manual Básico de Gas Lift”, Lagoven S.A. Tía Juana. Venezuela 1976.**
- 2).- Mayhill, T. D.: **“Simplified Method for Gas Lift Well Problem Identification and Diagnosis”, SPE Paper No. 5151. 1974.**
- 3).- Faustinelli J.: **“Curso de Levantamiento Artificial por Gas”. Corpoven S.A. Pto. La Cruz. Mayo 1992.**
- 4).- Ricardo Maggiolo.: **Curso Taller “Gas Lift Básico” ESP OIL Engineering Consultants. Maracaibo – Venezuela (2004).**
- 5).- Fideas G. Arias.: **“El Proyecto de Investigación”, Introducción a la Metodología Científica. 5ta. Edición. Caracas – Venezuela. (2006).**
- 6).- Balestrini, M.: **“Como se Elabora el Proyecto de Investigación”. 5ta. Edición. Caracas – Venezuela. (2006). BL Consultores Asociados.**
- 7).- Ferguson Beauregard Inc.: **“Manual LiquiLift III Electronic Controller”. (2012).**
- 8).- Genuine KIMRAY INC. Qualiyl Since 1948.: **“Catalogo Kimray INC. Válvulas Motoras de Alta Presión” (1992).**
- 9).- PDVSA Lagopetrol.: **“Manual CENTINELLA 2000” (2000).**
- 10).- PDVSA Lagopetrol.: **“Guía del Usuario AICO” Manual (2010).**
- 11).- PDVSA Lagopetrol.: **“MODULO POZO” Manual de Documentación (2000).**

- 12).- PDVSA Lagopetrol.: **“Determinación y Seguimiento del Potencial de Producción de Petróleo” Manual de Estudios Integrados de Yacimientos (2013).**
- 13).- Blann, J. R., Redden, D. y Glen Sherman, T. A.: **“Optimizing Gas-Lift Systems”, SPE Paper No. 5150. 1974.**
- 14).- Gómez, V. R.: **“Optimization of Continuous Flow Gas-Lift Systems”, M.S.Tesis. Tulsa University.1974.**
- 15).- Luis E. Gomes B.: **“Propuesta de Optimización del Método del Levantamiento Artificial por Gas, en el Campo Onado, Municipio Aguasay, Estado Monagas. Trabajo Especial de Grado. Caracas, Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo, 2012.**
- 16).- F. Robledo.: **“Optimización del Sistema de Gas Lift del Campo Libertador”. Tesis, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2006.**
- 17).- García, C. Andriuska D y Quintero, L. Evelyn.: **“Planificación de la Aplicación del Levantamiento Artificial por Gas en el Campo Socororo Noreste” Tesis. Caracas, UCV. Faculta de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo, 2005.**

GLOSARIO DE TÉRMINOS

BBPD: Barriles Brutos por Días.

BNPD: Barriles Netos por Días.

CV-GL: Cambio de Válvula de Gas Lift.

Factor de Orificio: Constante que permite calcular la tasa de inyección de gas al multiplicarla por las lecturas apropiadas de la presión estática y presión diferencial a través de la placa de orificio, obtenidas con un determinado medidor o registrador de flujo.

G1532: Informe generado por el Programa Centinela Pozo, donde se visualizan las pruebas, muestras, cambios de estados, presiones y Gas Lift cargados al pozo durante cualquier periodo de su historia de producción.

Gas Lift: Método de levantamiento artificial que utiliza gas comprimido para asistir al levantamiento de los fluidos.

LAG: Siglas usadas para abreviar el método “Levantamiento Artificial por Gas”.

LAGI: Siglas usadas para abreviar el método “Levantamiento Artificial por Gas Intermitente”.

Levantamiento Artificial: Método de producción donde se utiliza una fuente externa de energía en la columna de fluido con el fin de levantarla desde el subsuelo hasta la superficie.

Mandril: Tramo de tubería especial que posee receptáculo para asentar la válvula de levantamiento.

MPCD: Miles de Pies Cúbicos por Días.

Plantas compresoras: Sistema de compresores que suministran la energía requerida al gas de levantamiento.

Plf: Presión de la Línea de Flujo.

Psep: Presión del Separador en la Estación de Flujo.

Pwf: Presión de cabezal en superficie.

Pwf: Presión de Fondo.

Pwfs: Presión de Fondo Fluyente.

Pws: Presión Estática del Yacimiento.

Re: Radio de Presión Estática del yacimiento.

Registrador de Flujo: Aparato de medición que registra en una carta la presión de flujo (estática, azul) del gas con un resorte y la caída de presión (diferencial, roja) a través de la placa-orificio con una cámara de fuelle.

Rw: Radio del Hoyo

Set Point: Punto de Ajuste o Punto de Control.

ΔP_c : Caída de presión en la completación.

ΔP_l : Caída de presión en la línea de flujo.int

ΔP_p : Caída de presión en el pozo.

ΔP_y : Caída de presión en el yacimiento.