



EVALUACIÓN DE LOS SISTEMAS DE COMPRESORES DE VIGA Y PATIN PARA EL
MANEJO DE GAS DE ANULARES DEL CAMPO LLANITO



EVALUACION DE LOS SISTEMAS DE COMPRESORES DE VIGA Y PATIN PARA EL MANEJO DE GAS DE ANULARES DEL CAMPO LLANITO

LARRY ALEXANDER RAMIREZ VEGA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2011

EVALUACION DE LOS SISTEMAS DE COMPRESORES DE VIGA Y PATIN PARA EL MANEJO DE GAS DE ANULARES DEL CAMPO LLANITO

LARRY ALEXANDER RAMIREZ VEGA

**Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Tutor UIS.

**OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO
Ingeniera de Petróleos UIS**

Tutor ECOPETROL.

**RICARDO GONZALEZ MORENO
Jefe de Departamento SOM**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2011

Con todo mi afecto, cariño y amor a:

Mi Dios, por mantenerme en los momentos difíciles y ayudarme a salir de ellos, por su incomparable amor y por hacer de este sueño una realidad; a Anna Sofía, el regalo más lindo que Dios me ha dado, mi alegría y mi mayor amor; a Lorena por abrirme las puertas de su corazón y ser pieza fundamental de este proyecto de vida; a mis padres: Jairo Ramírez y Ángela Vega por su apoyo incondicional en todos los momentos, por su comprensión y enseñanzas, pues gracias a ellos he llegado a ser lo que soy; a mis hermanos: Jhon y Valentina por ser una voz de apoyo y darme la mano en los momentos en los que los necesite; a la Familia Verbel González quienes me apoyaron incansablemente en este proceso; a mis amigos: Gutty, Javier, Silvia, Sandra, Oscar, Edwar quienes con su aporte recorrieron este camino junto a mí, siendo de vital importancia en los momentos difíciles y de gran compañía en los momentos de alegría; Mil gracias a todos por hacer este sueño realidad.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander y la Escuela de Ingeniería de Petróleos por formar profesionales con alta calidad académica y ética.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y a ECOPETROL S.A. por brindarme la oportunidad de afianzar mis conocimientos

A los Ingenieros Ricardo González Tutor ECOPETROL S.A. y Olga Patricia Ortiz, directora de este proyecto por brindarnos sus conocimientos, el apoyo y la confianza para culminar con éxito este proyecto.

Al Ingeniero Jorge Andrés Sáchica y Helmuth Salazar por su paciencia y apoyo en el trabajo de Campo

A los Ingenieros Edwinder Bolaños y Lorena Yuldana, por su apoyo y soporte brindado a lo largo del proyecto.

En general a todos aquellos que aportaron e hicieron posible la finalidad de este trabajo.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	16
1. GENERALIDADES DEL CAMPO.....	18
1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	18
1.2. RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO.	19
1.3. ESTRATIGRAFÍA.....	20
1.3.1. Terciario.....	20
1.3.2. Formación Real	22
1.3.3. Formación Colorado (Zona A)	22
1.3.4. Formación Mugrosa.....	23
1.3.5. Formación Esmeralda – La Paz (Zona D)	23
1.4. MARCO ESTRUCTURAL.....	24
1.5. HISTORIA DE PRODUCCIÓN.	25
1.6. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO.....	27
1.7. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS.	28
2. PRODUCCIÓN DE GAS DEL CAMPO LLANITO	30
2.1. CARACTERIZACIÓN DEL GAS DEL CAMPO LLANITO	31
2.2. PRODUCCIÓN DE GAS MEDIANTE EL USO DE BOMBEO MECÁNICO	33
2.2.1. Diseño y problemas operacionales.....	35
2.2.2. Operación de pozos.	39
3. COMPRESORES.....	47
3.1. COMPRESOR DE VIGA.....	49
Rango de Operaciones OFC.....	51
3.2. COMPRESOR DE PATÍN.....	52
Condiciones Operacionales.....	53
4. IMPACTO DEL INCREMENTO DE LA PRESIÓN DEL REVESTIMIENTO EN CABEZA DE POZO SOBRE LA PRODUCTIVIDAD DE PETRÓLEO	56
5. ANÁLISIS Y RESULTADOS	58

5.1. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS.....	58
5.2. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA Y RESULTADOS	60
6. ANÁLISIS ECONOMICO	99
6.1. ESCENARIOS GASJACK®.....	101
6.2. ESCENARIOS OFC™	102
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	104
8. BIBLIOGRAFIA	106
ANEXOS	108

LISTA DE FIGURAS.

Figura 1. Ubicación del Campo Llanito	19
Figura 2. Columna estratificada generalizada para los campos del Activo Llanito.	21
Figura 3. Principales Topes y discordancias encontrados en los pozos del Activo Llanito	22
Figura 4. Comportamiento de la producción de fluidos del campo Llanito	27
Figura 5. Características de un Yacimiento tipo Black Oil.....	28
Figura 6. Curva histórica de producción de Campo Llanito.....	30
Figura 7. Curva histórica de producción de Campo Llanito.....	31
Figura 8. Comportamiento del gas en solución como mecanismo predominante de producción.	32
Figura 9. Esquema de un Sistema de Bombeo Mecánico.	33
Figura 10. Dinagrama considerando efectos de presión de gas.	36
Figura 11. Diferentes tipos de separadores de gas.....	37
Figura 12. Cartas dinagráficas utilizando controlador y Timer.	42
Figura 13. Cartas dinagráficas utilizando controlador de llenado.....	44
Figura 14. Esquema de conexión del OFC.	50
Figura 15. Compresor de Viga.	51
Figura 16. Compresor de Patín.	53
Figura 17. Esquema de conexión del Compresor de Patín.....	54
Figura 18. Esquema instalación Compresor de Patín.	54
Figura 19. Unidades de Bombeo Mecánico Llanito 36, 93 y 114	61
Figura 20. Unidades de Bombeo Mecánico Llanito 128	62
Figura 21. Unidades de Bombeo Mecánico Llanito 109	62
Figura 22. Unidades de Bombeo Mecánico Llanito 121 y 91	63

Figura 23. Unidades de Bombeo Mecánico Llanito 124	64
Figura 24. Unidades de Bombeo Mecánico Llanito 122	64
Figura 25. Unidades de Bombeo Mecánico Llanito 130	65
Figura 26. Unidades de Bombeo Mecánico Llanito 103	66
Figura 27. Niveles y Sumergencia obtenidos durante la prueba. Llanito 109	68
Figura 28. Dinagramas. Llanito 109	69
Figura 29. Dinagrama Llanito 109, GasJack® ON/OFF	69
Figura 30. Producción de Aceite, Agua y Gas durante la prueba. Llanito 109	70
Figura 31. Niveles y Sumergencia obtenidos durante la prueba. Llanito 124	71
Figura 32. Dinagramas. Llanito 124	72
Figura 33. Producción de Aceite, Agua y Gas durante la prueba. Llanito 124	73
Figura 34. Niveles y Sumergencia obtenidos durante la prueba. Llanito 91	75
Figura 35. Producción de Aceite, Agua y Gas durante la prueba. Llanito 91	75
Figura 36. Dinagramas. Llanito 91	76
Figura 37. Niveles y Sumergencia obtenidos durante la prueba. Llanito 128	77
Figura 38. Producción de Aceite, Agua y Gas durante la prueba. Llanito 128	78
Figura 39. Dinagramas. Llanito 128	78
Figura 40. Niveles y Sumergencia obtenidos durante la prueba. Llanito 93	79
Figura 41. Producción de Aceite, Agua y Gas durante la prueba. Llanito 93	82
Figura 42. Dinagramas. Llanito 93	83
Figura 43. Niveles y Sumergencia obtenidos durante la prueba. Llanito 130	85
Figura 44. Producción de Aceite, Agua y Gas durante la prueba. Llanito 130	85
Figura 45. Dinagramas. Llanito 93	86
Figura 46. Niveles y Sumergencia obtenidos durante la prueba. Llanito 103	87
Figura 47. Producción de Aceite, Agua y Gas durante la prueba. Llanito 103	88
Figura 48. Dinagramas. Llanito 103	89
Figura 49. Niveles y Sumergencia obtenidos durante la prueba. Llanito 36	90
Figura 50. Dinagramas. Llanito 36	91
Figura 51. Niveles y Sumergencia obtenidos durante la prueba. Llanito 114	93
Figura 52. Producción de Aceite, Agua y Gas durante la prueba. Llanito 114	94

Figura 53. Dinagramas. Llanito 114	94
Figura 54. Nivel y Sumergencia con el OFC. Llanito 114.....	98
Figura 55. Relación Costo Beneficio modelo compra GasJack®.....	102
Figura 56. Relación Costo Beneficio modelo pesimista compra GasJack®.....	103

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Características del Yacimiento	28
Tabla 2. Propiedades de los fluidos de Yacimiento.	29
Tabla 3. Rango de viscosidades y gravedad API para el activo Llanito.	29
Tabla 4. Cromatografía característica del gas, Campo Llanito.	32
Tabla 5. Pozos seleccionados para el pre-test.	58
Tabla 6. Hoja de datos Llanito 36, 93 y 114	61
Tabla 7. Hoja de datos Llanito 128	62
Tabla 8. Hoja de datos Llanito 109	63
Tabla 9. Hoja de datos Llanito 121 y 91	63
Tabla 10. Hoja de datos Llanito 124	64
Tabla 11. Hoja de datos Llanito 122	65
Tabla 12. Hoja de datos Llanito 130	65
Tabla 13. Hoja de datos Llanito 103	66
Tabla 14. Data Collection Llanito 109	67
Tabla 15. Data Collection Llanito 124	71
Tabla 16. Data Collection Llanito 121	73
Tabla 17. Data Collection Llanito 91	74
Tabla 18. Data Collection Llanito 128	76
Tabla 19. Data Collection Llanito 93	80
Tabla 20. Data Collection Llanito 130	84
Tabla 21. Data Collection Llanito 103	87
Tabla 22. Data Collection Llanito 36	89
Tabla 23. Data Collection Llanito 114	92
Tabla 24. Cantidad de compresores utilizados en el análisis económico.	100
Tabla 25. Costos de compra de los sistemas.	100
Tabla 26. Conclusiones Modelo de compra GasJack®.	101
Tabla 27. Conclusiones Modelo de compra OFC™.	103

ANEXOS

ANEXO A. Producción asociada, capex y flujo de caja, modelo que incluye compra de sistema GasJack®, mes 1 al 36.....	108
ANEXO B. Opex, utilidades y flujo de caja, modelo compra sistema GasJack®, mes 1 al 36.	109
ANEXO C. Producción asociada, capex y flujo de caja, modelo que incluye compra de sistema OFC™, mes 1 al 36.....	110
ANEXO D. Opex, utilidades y flujo de caja, modelo compra sistema OFC™, mes 1 al 36.....	111
ANEXO E. Tabla de actualización de datos, informe del pozo y de la unidad.....	112

RESUMEN

TITULO*

EVALUACIÓN DE LOS SISTEMAS DE COMPRESORES DE VIGA Y PATÍN PARA EL MANEJO DE GAS DE ANULARES DEL CAMPO LLANITO.

AUTOR**

LARRY ALEXANDER RAMIREZ VEGA

PALABRAS CLAVES

COMPRESOR DE VIGA, COMPRESOR DE PATÍN, NIVEL DE LÍQUIDO, SUMERGENCIA, GAS DE ANULARES, INTERFERENCIA POR GAS, UNIDAD DE BOMBEO.

DESCRIPCIÓN

El campo Llanito de ECOPETROL S.A. perteneciente al activo del mismo nombre, se encuentra ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en el departamento de Santander. El campo cuenta con 108 pozos perforados, de los cuales 50 se encuentran activos. De estos 50 pozos, 49 producen por Bombeo Mecánico y 1 con Bomba de Cavidades Progresivas.

Las altas presiones de burbuja y el mecanismo predominante de producción del campo Llanito, gas en solución, conlleva a producir gas asociado en forma conjunta con la producción de petróleo, generando deficiencias en el sistema de levantamiento artificial y una contrapresión en la cabeza del pozo por la presencia de gas en el anular afectando considerablemente las formaciones productoras.

Una baja eficiencia volumétrica en las bombas de subsuelo genera la no recuperación de gran parte de la producción aportada por el yacimiento, reduciendo la rentabilidad y por tanto la vida económica útil de los pozos, además se generan daños mecánicos en el sistema de levantamiento artificial aumentando los costos de producción.

La utilización de compresores brindan una alternativa para la solución de este problema, por tal razón y basados en un protocolo de prueba se lleva a cabo la evaluación de dicha alternativa por medio del presente trabajo.

*Trabajo de grado

**Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Directores: Ingeniera de Petróleos Olga Patricia Ortiz Cancino.

ABSTRACT

TITLE*

EVALUATION SYSTEMS BEAM GAS COMPRESSORS AND SKATE FOR HANDLING GAS FIELD OF RING OF LLANITO.

AUTHOR**

LARRY ALEXANDER RAMIREZ VEGA

KEYWORDS

BEAM GAS COMPRESSOR, COMPRESSOR SKID, FLUID LEVELS, SUBMERGENCE, GAS RING, INTERFERENCE BY GAS PUMP UNIT.

DESCRIPTION

Ecopetrol's fields Llanito are located in the basin of Middle Magdalena Valley in the department of Santander. These fields have drilled 108 wells, of which 50 are active. Of these 50 wells, 49 produced by Mechanical Pumping and 1 Progressive Cavity Pump

The high pressure bubble and the predominant mechanism Llanito field production, gas in solution, leading to associated gas produced in conjunction with oil production, creating gaps in the artificial lift system and a back pressure on the wellhead by the presence of gas in the annular formations significantly affecting production.

Low volumetric efficiency in underground pumps generated non recovery of much of the production provided by the reservoir, reducing the profitability and there the useful economic life of wells also generated mechanical damage to the artificial lift system to increase production costs.

The use of compressors provide an alternative for solving this problem, for this reason and based on a testing protocol is carried out the evaluation of this alternative through this work.

*Degree Work

**Physical_Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Directors: Petroleum Engineer Olga Patricia Ortiz Cancino.

INTRODUCCIÓN

La explotación del campo Llanito ha sido hasta el momento de tipo primario, teniendo como principal mecanismo de producción gas en solución, ahora bien, si a tal hecho se le suma que de acuerdo a las presiones adquiridas, las Arenas B, C y D que están en explotación, se encuentran por debajo de la presión de burbuja, se podría concluir que es factible encontrar gas en la producción inicial de un pozo de petróleo nuevo, razón por lo cual se debe convivir con la producción de líquido y gas.

En la actualidad, el 99% del campo produce por bombeo mecánico, el cual es un sistema muy sensible al aumento de la presión en la cabeza del revestimiento (CHP). Este aumento en la CHP se debe principalmente a pozos con bajo índice de productividad, además de que el gas que se produce por el anular, encuentra alguna restricción de flujo, ya sea por el bloqueo de la válvula en superficie, o por la falta de una red de anulares, motivo por el cual se origina el cambio en esta variable. Por esta razón, la mayoría de las veces es necesario ventear este gas a la atmósfera contaminando el medio ambiente, algunas veces creando atmósferas explosivas y/o desperdiciando la energía contenida en él. El uso inadecuado de este Sistema de Levantamiento Artificial para la extracción de petróleo y gas, puede llevar a generar grandes pérdidas económicas por baja eficiencia del sistema, fallas mecánicas, contaminación del medio ambiente y desperdicio de hidrocarburos, a tal punto que puede llegar a dejar inoperable un campo de producción maduro o marginal.

Es por tal motivo que se hace necesaria la aplicación de nuevas tecnologías, con el objeto darle solución al gas de anulares, principal fuente de contrapresión y a su vez obtener un aprovechamiento de dicho fluido.

La aplicación de los Compresores de Viga y Patín respectivamente, son los sistemas mayormente utilizados en el mundo gracias a su bajo costo de operación y a su funcionalidad, por tal razón ECOPEPETROL S.A junto con la compañía GLOBAL OIL FLOW INTERNATIONAL (Proveedores de los sistemas SmartJack™- Compresor de Viga y GasJack®® - Compresor de Patín) llevo a cabo un protocolo de prueba en el activo Llanito en donde se realizo la evaluación y documentación del sistema, tomando de referencia variables como: eficiencia de la bomba, CHP, Niveles de fluido entre otras.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO

1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA.

El campo llanito está ubicado en la parte norte de la Concesión de Mares, en el Departamento de Santander, Cuenca del Valle Medio del Magdalena entre las fallas de Cimitarra y la Salina, al norte de la ciudad de Barrancabermeja. Limitan al norte con el Rio Sogamoso, al sur con el campo Casabe, al este con la Ciénaga San Silvestre y al oeste con la Ciénaga de Llanito.

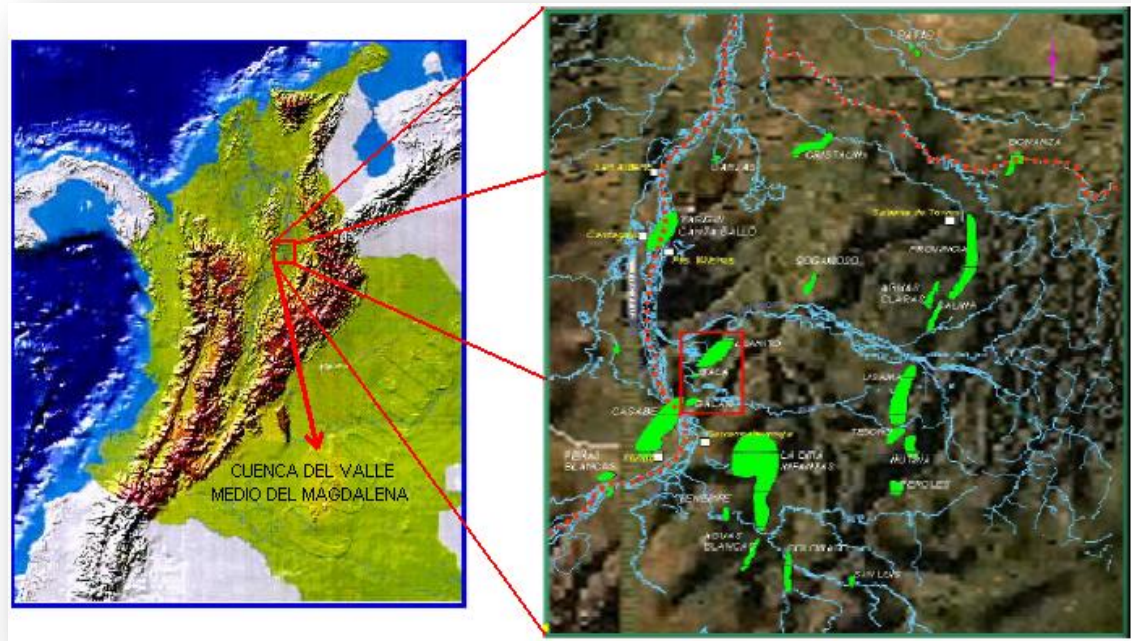
Cartográficamente está comprendido dentro de las siguientes coordenadas geográficas (Gauss):

N: 1'288,000 a 1'277,000

E: 1'022,000 a 1'030,000

El activo tiene una extensión aproximada de 35 Km² donde se han perforado alrededor de 108 pozos con áreas de drenaje para cada uno de ellos entre 15 y 20 acres. Su explotación ha sido hasta el momento de tipo primario y tiene como mecanismo de producción gas en solución y empuje parcial de agua. Los principales intervalos productores los constituyen areniscas de las zonas B y C de la Formación Mugrosa, las zonas A y D de la Formación Colorado y Esmeralda-La Paz, respectivamente y un intervalo arenoso del Toro Shale en toda el área. El aceite original reportado en la actualidad es de 280 Mbbls de los cuales a la fecha se cuenta con un acumulado de 39 Mbbls de petróleo extraídos, alcanzando de esta manera un factor de recobro del 14,1%

Figura 1. Ubicación del Campo Llanito



Fuente. Estudio Integrado de Yacimiento Campo Llanito-Gala. Ecopetrol 2003

1.2. RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO.¹

La exploración inició el 19 de febrero de 1955 con la perforación de Llanito 1, el cual perforó las formaciones del grupo calcáreo Basal, hasta una profundidad de 13561 ft, sin encontrar manifestaciones de Hidrocarburos.

A partir de la perforación del pozo Llanito 1 y hasta octubre de 1960, se perforaron siete (7) pozos adicionales, teniendo como objetivo el terciario (zonas C y B de la formación Mugrosa), sin obtener producción comercial en ellos; dos de estos pozos (Llanito 6 y 8) fueron abandonados como acuíferos.

En diciembre de 1960, se terminó el pozo Llanito 9, en zonas D y B, con una producción inicial de 580 BAPD en flujo natural.

¹ Estudio integrado de Yacimientos Campo Llanito Gala. Ecopetrol 2003

Durante 1977 se termina el pozo Llanito Norte 1 con el objeto de delimitar el campo hacia el Norte.

A partir de 1981 se inicia el segundo desarrollo del Campo Llanito con la perforación de 8 pozos reduciendo el espaciamiento de 120 a 60 acres, durante este desarrollo se perforan 30 pozos, 28 de los cuales resultan productores.

1.3. ESTRATIGRAFÍA.²

Con base en la información de la columna perforada por los pozos del campo Llanito y el conocimiento geológico que se tiene de la cuenca, a continuación se resume una descripción litológica de tope a base de las formaciones encontradas. La Figura 2 y 3 muestran la columna estratigráfica perforada, los topes y espesores encontrados.

1.3.1. Terciario

La mayor parte de la secuencia Terciaria está presente en el área, los pozos comienzan la perforación en superficie sobre la Formación Real, continuando la perforación de las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeralda-La Paz y terminando sobre las Formaciones Cretáceas. Tanto sísmicamente como en la información de los pozos se observa esta secuencia. Los estratos del Terciario tienen buzamientos muy suaves, menores de 10 grados.

² Estudio integrado de Yacimientos Campo Llanito Gala. Ecopetrol 2003

Figura 2. Columna estratificada generalizada para los campos del Activo Llanito.

ERA	PERIODO	EPOCA	EDAD	FORMACION	ZONA	DESCRIPCION	
CENOZOICO	CUATERNARIO	HOLOCENO		MESA		Conglomerados y areniscas de grano grueso con intercalaciones de limolitas, arcillolitas y suelos fósiles	
		PLEISTOCENO					
	TERCIARIO	NEOGENO	PLIOCENO	Tardío	REAL		Areniscas: grano grueso, estratificación cruzada. Arcillolitas pardo grisáceas, capas delgadas de yeso, restos de madera. Conglomerados y areniscas de grano grueso, friables, intercalaciones de arcillolitas grises y moteadas.
				Temprano			
			MIOCENO	Tardío			
				Medio			
		PALEOGENO	OLIGOCENO	Tardío	MUGROSA	B	Topo La Cira Shale, fosilíferas. Secuencia alterna de areniscas grano decreciente con intercalaciones de arcillolitas pardo rojizas. Topo lutitas Fósiles de Mugrosa. Secuencia fluvio deltaica con niveles delgados de areniscas de grano fino, lenticulares, con intercalaciones limo arcillosas pardo grisáceas. Facies de "Ponts Bar".
				Temprano		C	Areniscas de grano grueso, friables, glauconíticas, con estratificación cruzada festoneada.
			EOCENO	Tardío	ESMERALDA - LA PAZ	D	Areniscas de grano fino a medio, fluvio deltaicas, con intercalación de arcillolitas gris verdosas.
				Medio			
				Temprano			
			PALEOCENO	Tardío	Discordancia Eoceno-Paleoceno		
	Temprano						
	MESOZOICO	CRETACEO	Tardío	Maestrichtiano	UMIR		Lutitas gris oscuras a negras, carbonosas.
Campaniano							
Santoniano				LA LUNA	Galembó	Pujamaña	Chert negro con intercalaciones de lutitas silíceas. Shale calcáreo negro.
Coniaciano							
Turoniano							
Cenomaniano			Salada		Calizas negras piritosas		
Temprano			Albiano	SIMITI		Shale calcáreo carbonoso.	
			Aptiano	TABLAZO		Calizas gris-oscuras a negras, fosilíferas	
			Barremiano	PAJA		Shale negro limoso, carbonoso, ligeramente calcáreo, fosilífero.	
			Hauteriviano	ROSABLANCA		Calizas grises, masivas, arcillo arenosas.	
			Valanginiano	TAMBOR		Areniscas transgresivas gruesas a finas.	
	Berriasiano						
JURASICO			GIRON		Areniscas conglomeráticas grises a rojas, arcósicas, con intercalaciones de arcillolitas rojas.		

Fuente. Estudio Integrado de Yacimientos Campo Llanito-Gala. Ecopetrol 2003

Figura 3. Principales Topes y discordancias encontrados en los pozos del Activo Llanito

PETROFISICA		ESTRATIGRAFICA	
Discordancia Base La Cira Shale	LaCiraShale	MLCSH	FORMACION COLORADO
	Colorado-A1	MTOC	
	Colorado-A2	MTOC2	
Discordancia Base Colorado	Colorado-A3	MTOC3	
	Colorado-A4	MTOC4	FORMACION MUGROSA ZONA B
	FosilesMugrosa	MFOSM	
	Mugrosa-B1	MTOMB	
	Mugrosa-B2	MTOMB3	
Discordancia Base Zona B	Mugrosa-B3	MTOMB4	
	Mugrosa-B4	MTOMB5	FORMACION MUGROSA ZONA C
	Mugrosa-C1	MTOMC	
	Mugrosa-C2	MTOMC2	
	Mugrosa-C3	MTOMC3	FORMACION ESMERALDA-LA PAZ
	Esmeralda-D1	MTEE	
	Esmeralda-ToroShale	MTETT	
		DISCORDANCIA TK	

Fuente. Estudio Integrado de Yacimientos Campo Llanito-Gala. Ecopetrol 2003

1.3.2. Formación Real

Constituida por arenisca cuarzosa de grano medio a conglomerático, subangular a subredondeado con intercalaciones arcillosas de colores grises verdoso, rojizo y violeta, parcialmente limosas; existen pequeños lentes de carbón lignítico micropiritoso. En el campo los pozos comienzan la perforación en esta formación, que tiene 2660 pies de espesor aproximadamente.

1.3.3. Formación Colorado (Zona A)

Su tope lo constituye el horizonte la Cira Shale, compuesto por lutita gris verdosa, sublaminar, micromicácea, con inclusiones carbonáceas y de pirita. El resto de la secuencia es predominantemente arenosa con intercalaciones limo-arcillosas. Los intervalos arenosos son de grano medio a fino, de composición silíceo color gris verdoso y regular selección. Las arcillolitas son gris clara, amarillas y violetas, con inclusiones de cuarzo. Su espesor aproximado es de 2500 pies.

1.3.4. Formación Mugrosa

El tope de la formación lo marca un paquete de lutita de aproximadamente 200 pies de espesor, con abundantes fósiles conocidos como los Fósiles de Mugrosa. Esta Formación se encuentra dividida en dos zonas:

➤ **Zona B:** Se caracteriza por presentar una secuencia limo-arcillosa de coloraciones pardas-amarillentas a grises, con intercalaciones de areniscas gris verdosa, de grano fino. La proporción de la fracción arenosa aumenta hacia la base. Su espesor promedio es de unos 1400 pies.

➤ **Zona C:** Compuesta de arenisca gris-verdosa, grano medio a grueso, subangular a sub-redondeada, matriz arcillosa, regular a pobre selección, con delgadas intercalaciones de arcillolita gris verdosa, gris oscura, rojiza y blocosa. Con un espesor promedio de 550 pies.

1.3.5. Formación Esmeralda – La Paz (Zona D)

Predominan los sedimentos limo-arcillosos de coloraciones de grises a gris clara, con delgadas intercalaciones hacia el tope de areniscas blancas, de grano medio

a fino, de regular a buena selección, con inclusiones de materia orgánica. Espesor aproximado en el área de 500 pies.

Hacia la base de esta formación es muy característico en el área un paquete de 280 pies aproximadamente de espesor de lutita llamada el Toro Shale, de color crema, silíceo, dura, con inclusiones microscópicas de cuarzo hialino; hacia la parte inferior presenta un intervalo de arenisca conglomerática, con matriz arcillosa, selección regular e inclusiones de materia orgánica, con importantes manifestaciones de Hidrocarburos.

1.4. MARCO ESTRUCTURAL.³

La Tectónica presente en el Campo Llanito obedece a un régimen transtensivo dextral, la cual consta de una componente extensiva provocando fallamiento normal y además presenta un movimiento relativo de dos bloques adyacentes en sentido derecho.

Este tipo de fallamiento puede tener una gran extensión lineal como la falla de Bucaramanga – Santa Marta, o puede ocurrir dentro de áreas locales o subregionales limitadas como un sistema de longitud finita.

Este sistema algunas veces es referido como compartimental debido a la deformación independiente a ambos lados de la falla.

En el campo como se mencionó anteriormente existen dos sistemas predominantes de fallamiento: Un sistema longitudinal (NE-SW) relacionado al fallamiento Casabe-Galán-Llanito y un sistema de fallas normales transversales

³ Modelo geoestadístico para el área Llanito. ICP 2008.

(E-W) relativamente reciente asociado al “Trend” de fallas de rumbo del Río Sogamoso.

El fallamiento regional de Casabe-Galán-Llanito es un “Trend” estructural de tipo normal, que genera un gran anticlinal con rumbo NE y con pliegues menores de anticlinales y sinclinales alternos, con distribución de ejes en “echelon” (escalonados) y cabeceo preferencialmente al Norte. El intenso fallamiento transversal generó tectónica de bloques escalonados, limitados al norte y al sur por fallas normales.

1.5. HISTORIA DE PRODUCCIÓN.⁴

1961-1964: Se inicia la explotación del campo Llanito con una producción de 1,400 BOPD, porcentaje de agua menor del 10% y relación gas-aceite de 600 pc/bbl. En este período se completo lo que se conoce como el primer ciclo de desarrollo, habiéndose perforado hasta ese entonces 42 pozos productores.

1964-1976: Este periodo se caracterizó inicialmente por el mantenimiento en la producción del área en un promedio de 3,400 BOPD y BSW del orden del 25%, debido a la realización de trabajos remediales y reterminaciones.

A partir de 1968, se observa una declinación constante en la producción de aceite, del 6% anual aproximadamente y un incremento paulatino del porcentaje de agua del área, finalizando este periodo con una producción promedio de 2,200 BAPD, 50% BSW y relación gas-aceite de 350 pc/bbl.

⁴ Estudio integrado de Yacimientos Campo Llanito Gala. Ecopetrol 2003

1976-1981: Se observa un incremento en la producción de aceite del campo Llanito a 1,800 BOPD aproximadamente, como resultado de los cañoneos de arenas adicionales.

1981-1984: Se observa la tendencia ascendente en la producción del área como resultado del programa de perforación en el campo Llanito para reducir espaciamiento de 60 a 30 acres, alcanzando una producción máxima aproximada de 5,500 BOPD y un corte de agua del 40%.

1989-2003: La producción del campo ha venido con una declinación aproximada de 10% anual, manteniéndose por los trabajos de Cañoneo adicional.

2003-2010: La declinación se mantiene en aproximadamente 10% anual, la cual se ha mantenido por los trabajos de Cañoneo adicional.

La Figura 4, muestra el comportamiento de la producción de fluidos totales, petróleo, corte de agua y relación gas aceite del campo Llanito. Esta historia de desarrollo del campo se ve claramente reflejado en la historia de producción del mismo, actualmente el campo Llanito produce 3,300 BOPD.

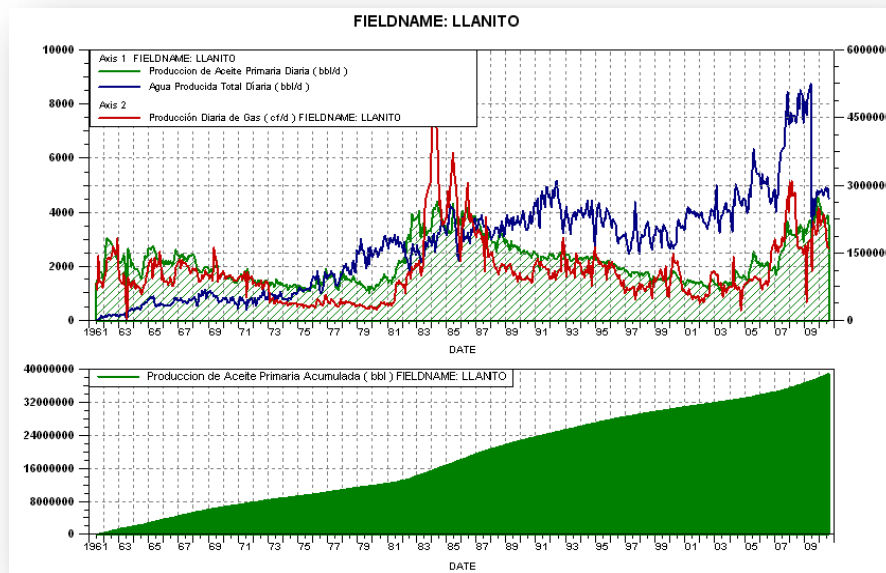
La presión original de yacimiento de la Formación Mugrosa se estima en 2300 psi a 5200 pies para la zona B y en 2600 psi a 6200 pies para la zona C.

De acuerdo con el comportamiento de la producción, el yacimiento ha mostrado un descenso de la presión que se observa más drástico en los primeros cinco años de producción, sin embargo después de este tiempo la presión trata de mantenerse, así que se puede concluir que el mecanismo de producción predominante es una combinación de gas en solución y empuje parcial de agua.

Teniendo en cuenta la energía del yacimiento y los mecanismos de empuje con los que cuenta, algunos de sus pozos perforados inician su producción en flujo

natural y de acuerdo al comportamiento de la caída de presión y los respectivos caudales de los fluidos, se hace necesario implementar en los pozos, sistemas de levantamiento artificial como lo es el bombeo mecánico (BM) de manera predominante y bombas de cavidades progresivas (BCP) de acuerdo a las diferentes variables de producción y características del yacimiento.

Figura 4. Comportamiento de la producción de fluidos del campo Llanito



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

1.6. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO.

La Tabla 1 presenta un resumen de las propiedades del yacimiento para las cuatro zonas productoras del campo llanito. La zona A corresponde a la Formación Colorado, las Zonas B y C a la Formación Mugrosa y la Zona D a las Formaciones Esmeralda y La Paz respectivamente.

Tabla 1. Características del Yacimiento

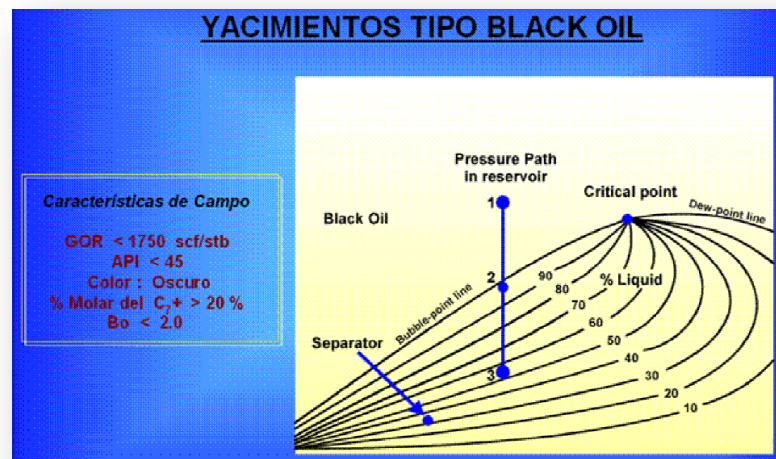
Horizonte Productor	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Espesor Petrolífero	26 - pies	50 pies	40 pies	18 pies
Porosidad Promedio	21	17%	18%	15%
Permeabilidad	250	150 md	180 md	160 md
Saturación de Agua	25%	40%	40%	47%
Salinidad de Agua Formación	18000 ppm	23500 ppm	29900 ppm	32000 ppm
Presión de Yacimiento	1880	2400 psi	2800 psi	3200 psi
Presión Actual (PSI)	1600	900-1500	1100	900
Temperatura de Yacimiento		135 °F	140 °F	140 °F
Gravedad API	18.4-Gas	21 °API	23 °API	24 °API
GOR (inicial)	150	200	200	370
F.V.F		1.094	1.105	1.206
BSW inicial	0	0-3%	0-3%	0-3%

Fuente. Estudio Integrado de Yacimientos Campo Llanito-Gala. Ecopetrol 2003

1.7. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS.

El petróleo presente en el yacimiento del campo Llanito es de base nafténica y su gravedad API oscila entre 18 y 24°, clasificándose como Black Oil (Figura 5). De acuerdo a la información de presiones adquirida recientemente se determina que inicialmente el yacimiento, se encontraba subsaturado y que actualmente la presión en las Arenas B, C y D que están en explotación, se encuentran por debajo de la presión de burbuja.

Figura 5. Características de un Yacimiento tipo Black Oil.



Fuente. Estrategias de desarrollo a corto plazo campo Llanito. ICP 2008

La Tabla 2 muestra los resultados obtenidos mediante análisis realizados por el Instituto Colombiano del Petróleo ICP en cuanto a la descripción de los fluidos que se encuentran en cada una de las formaciones productoras del campo Llanito.

La gravedad API y la viscosidad del petróleo del Campo Llanito, varía de acuerdo con la zona productora, al igual que la gravedad API, donde se observa que en las formaciones menos profundas la gravedad es más alta (Tabla 3).

Tabla 2. Propiedades de los fluidos de Yacimiento.

Parámetros	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Gravedad API	18.4	20	22	24
Viscosidad (cp)	50	19.4	12.1	5
Tipo de crudo	Nafténico	Nafténico	Nafténico	Nafténico
Factor volumétrico	1.058	1.094	1.105	1.2
Factor volumétrico a Pb	1.061	1.096	1.109	1.206
GOR Inicial (SCF/STB)	150	500	400	600

Fuente. Estudio Integrado de Yacimientos Campo Llanito-Gala. Ecopetrol 2003

Tabla 3. Rango de viscosidades y gravedad API para el activo Llanito.

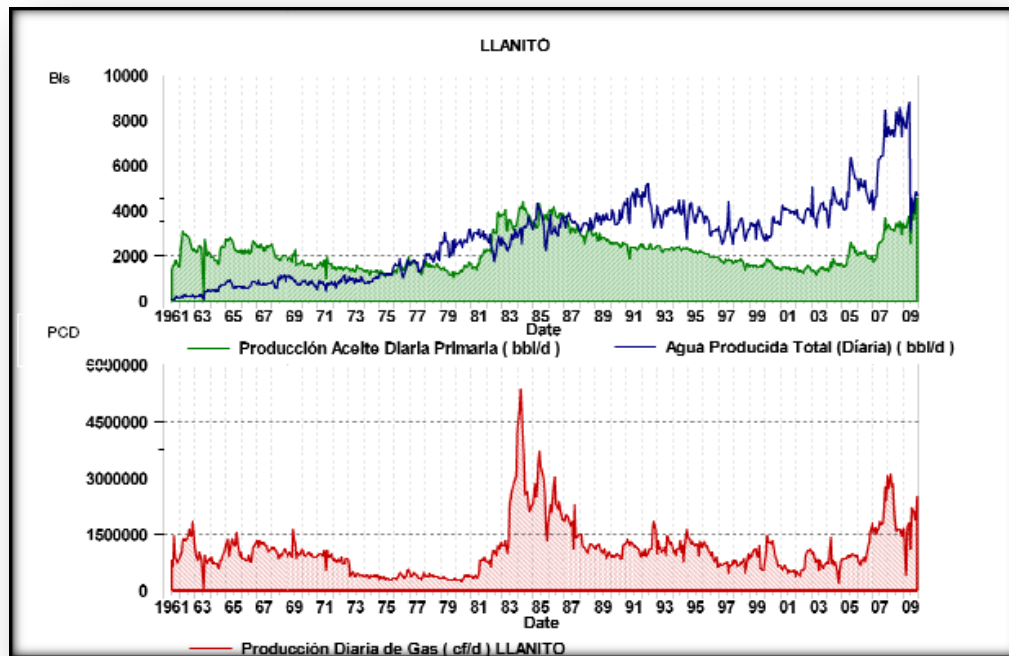
Yacimiento	Viscosidad (cp)		Gravedad api	
	Rango	Promedio	Rango	Promedio
Zona A	53-170	110	16-19	18
Zona B	20-70	45	18-21	19
Zona C	12-46	26	24-25	24
Zona D	8-18	13	25-26	25

Fuente. Estudio Integrado de Yacimientos Campo Llanito-Gala. Ecopetrol 2003

2. PRODUCCIÓN DE GAS DEL CAMPO LLANITO

El Campo Llanito inicia la producción de gas inmediatamente comienza su explotación, efecto asociado a su principal mecanismo de producción “Gas en Solución”. Tras el segundo desarrollo del campo Llanito en 1984, basado principalmente en una campaña de perforación para reducción de espaciamiento, se alcanzó el pico máximo de producción con 5,5 Millones de pies cúbicos por día (Figura 6).

Figura 6. Curva histórica de producción de Campo Llanito.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

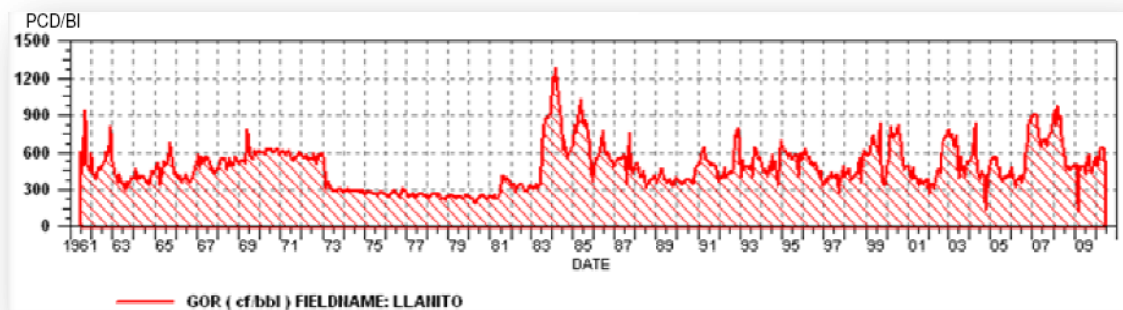
La producción de gas del campo Llanito al día de hoy es cercana a los 2,2 millones de pies cúbicos por día, producción que es comprimida y enviada a la Gerencia Complejo de Barrancabermeja para consumo interno de equipos como calderas y hornos.

2.1. CARACTERIZACIÓN DEL GAS DEL CAMPO LLANITO

El gas libre del yacimiento se ubica en arenas de la formación Colorado, las cuales fueron parcialmente explotadas, el gas asociado hace parte de la producción de hidrocarburos de las formaciones Mugrosa y Esmeralda.

Las siguiente gráfica presenta el comportamiento del GOR (Relación Gas / Petróleo) en pies cúbicos de gas por barril de petróleos producido. El comportamiento de esta variable indica que el mecanismo de producción es el gas en solución.

Figura 7. Curva histórica de producción de Campo Llanito.

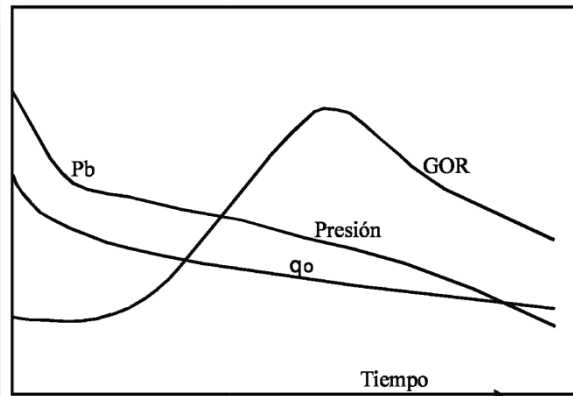


Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Actualmente no se tiene en explotación las reservas de gas libre; el cien por ciento (100%) de la producción de gas a junio de 2010 proviene del gas asociado a la producción de petróleo, lo que origina restricciones a la producción de líquidos en algunos pozos.

El gas del campo Llanito es seco, y principalmente está compuesto por Metano en porcentajes superiores al 80%, presenta bajo contenido de dióxido de carbono y no hay presencia de ácido sulfhídrico. La Tabla 4 presenta una cromatografía realizada en la estación de recolección Llanito Nororiental.

Figura 8. Comportamiento del gas en solución como mecanismo predominante de producción.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Tabla 4. Cromatografía característica del gas, Campo Llanito.

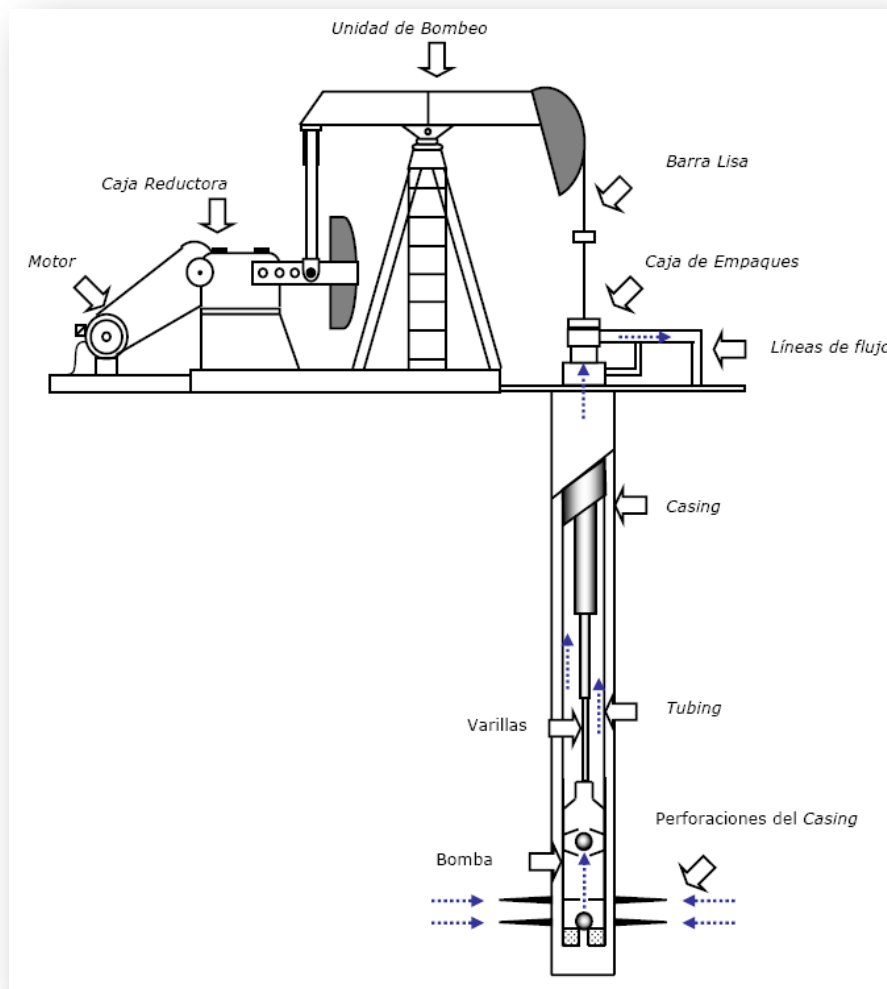
FECHA	ESTACION NOR
HORA	04/11/2009
C1	86,489
C2	4,309
C3	1,929
IC4	0,875
NC4	0,711
IC5	0,410
NC5	0,263
C6+	0,839
O2	1,352
N2	2,658
H2	0,000
CO	0,000
CO2	0,165
H2S	0,000
Total	100,000
Gravedad específica	0,67177
Dens, Lbs/Gl	0,05127
Peso Molecular	19,40189
GPM	1,58527
BTU Neto Ideal	1010,4513
BTU Neto Real	1013,2750
BTU Bruto Ideal	1073,5646
BTU Bruto Real	1076,565
Factor Compresibilidad	0,99721

Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

2.2. PRODUCCIÓN DE GAS MEDIANTE EL USO DE BOMBEO MECÁNICO

El uso del sistema de Bombeo Mecánico (Figura 9) para la producción de petróleo y gas asociado, ha evolucionado rápidamente, sin embargo la utilización de este sistema muchas veces plantea un gran desafío en cuanto a la optimización y producción de este tipo de pozos.

Figura 9. Esquema de un Sistema de Bombeo Mecánico.



Fuente. NAVARRETE, Juan C. y TORRES. Juan E. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander, 2000.

Existen numerosas razones para aliviar la presión del gas del revestimiento en pozos que producen por medio de Bombeo Mecánico, entre las cuales podemos mencionar las siguientes:

- ✓ Reducir la presión en la cara de la formación e incrementar la producción del pozo.
- ✓ Recolectar el gas que está siendo descargado a la atmósfera, e incrementar la producción y los beneficios económicos (pequeñas cantidades de gas inyectado en las líneas de flujo y/o de ventas, puede significar mejor flujo de caja y menos problemas de operación).
- ✓ Extraer mayor cantidad de gas de pozos de bajo potencial, para ser usado como combustible en los diferentes equipos de producción y tratamiento de crudo.
- ✓ Eliminar los problemas de bloqueo o interferencia por gas ("Gas lock") en las bombas de subsuelo. La extracción de gas y por consiguiente la reducción de la presión en el revestimiento, conlleva una mayor liberación de gas en solución en el pozo, el cual migra hacia el espacio anular para ser removido por compresión, obteniendo así una operación de bombeo más eficiente por parte de la bomba de subsuelo.
- ✓ Impulsar el gas de baja presión en las líneas de venta.
- ✓ Mantener pozos en producción cuando la presión de las líneas de flujo se incrementa debido problemas en los equipos de compresión corriente abajo, o a la entrada de pozos nuevos a la corriente de producción, impidiendo el flujo normal de los pozos existentes.

El inicio de aplicación del Bombeo Mecánico en pozos con producción de gas comenzó con el conocimiento de algunas experiencias de utilización de este sistema en pozos que producen por debajo del caudal crítico de ahogue (también denominados pozos sin sumergencia), en los cuales es usado de manera intermitente con controlador *pump off*. El controlador opera por llenado de bomba;

cuando el pozo presenta un buen nivel de líquido, el Bombeo Mecánico arranca y opera hasta descargar el pozo completamente, parando nuevamente por bajo llenado de bomba y dejando acumular líquido con el pozo surgiendo.

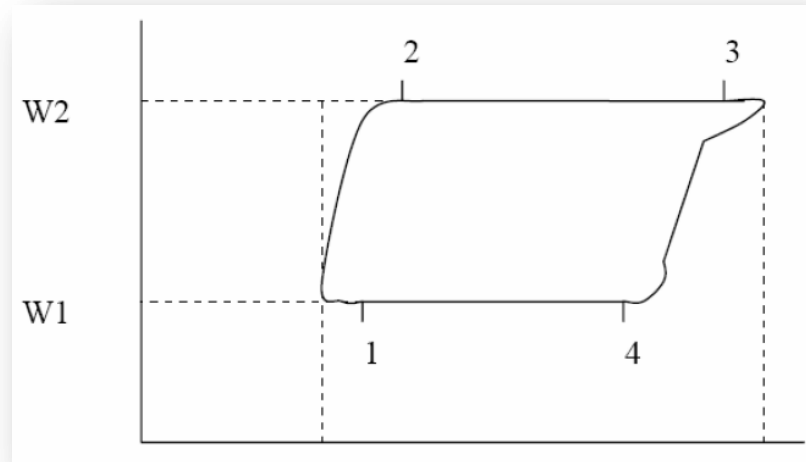
2.2.1. Diseño y problemas operacionales.

Para operar y producir pozos con gas en bombeo mecánico es fundamental un adecuado diseño de fondo, que varía según las particularidades de cada pozo: la profundidad, la distribución de las zonas abiertas a producción, las características de los fluidos, los caudales de líquido y gas, entre otros, son todos factores importantes para determinar la mejor opción.

A esto hay que agregarle que siempre dentro de la bomba habrá una cierta cantidad de gas libre que impedirá que la válvula viajera se abra instantáneamente, siendo necesario llegar a la presión de disolución del gas del petróleo, dentro de la bomba, para que aquella se abra y la válvula fija se cierre, en la carrera descendente, obteniéndose ahora un gráfico como el de la Figura 10, en donde se puede observar que el máximo impulso que se imprime a la sarta de varillas es cuando el vástago inicia su carrera ascendente, conllevando a la baja eficiencia de la bomba.

Los diseños estándares constan de un *cuello* seguido de un *tubing*, y el *tubing* corto con niples para alojar la bomba de subsuelo. La totalidad de los diseños incluyen ancla, ó empaques sin cauchos para tensionar la tubería contra el revestimiento y su profundidad cambia según la disposición de las zonas abiertas a producción. Normalmente se sienta sobre todos los intervalos abiertos, para disminuir las probabilidades de depositación de arena sobre el ancla, que en un futuro dificulte su trabajo para liberar.

Figura 10. Dinagrama considerando efectos de presión de gas.



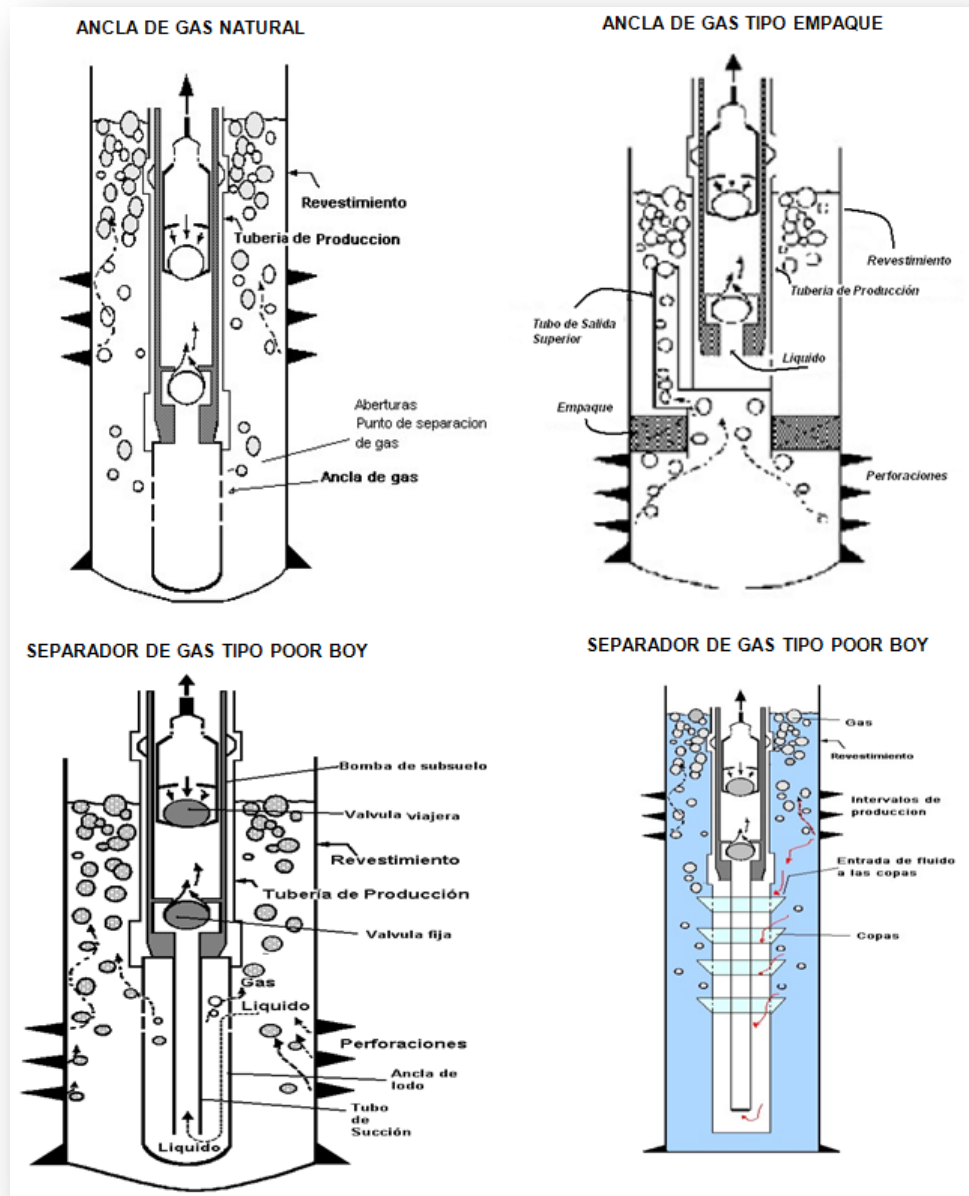
Fuente. DIAZ CABRERA, Jorge Antonio y LOPEZ URIBE, Juan Enrique. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2007.

Los intervalos abiertos que tienen buena productividad, permiten mantener el ancla libre de arena, ya que la producción anular ayuda a evitar la depositación de sólidos sobre ésta.

La no utilización de filtros, se debe a que presentan inconvenientes de taponamiento que generalmente conducen a una intervención del pozo con equipo de *pulling*. Esto debido a la mezcla de arena con fluido viscoso ó emulsionado que provoca el taponamiento.

Existen diseños particulares para casos en que las disposiciones de las zonas abiertas a producción así lo exijan, como por ejemplo cuando se tienen capas productoras de gas por debajo de la succión de la bomba. En este caso se incluye en el diseño un ancla separadora de gas. El dispositivo ayuda a producir y operar pozos en forma convencional, evitando bloqueos y mitigando interferencias graves por gas. (Figura 14).

Figura 11. Diferentes tipos de separadores de gas.



Fuente. Manual Bombeo Mecánico – Autor.

Las ventajas del separador son:

- La descentralización del separador de gas en el casing, asegura que una mínima cantidad de gas ingrese a la bomba.

- El mayor flujo de gas ocurre por el lado más ancho del anular.
- El diámetro exterior máximo del separador de gas (sin considerar la dimensión de los flejes) es el diámetro exterior de la cupla superior.
- El área de las ventanas y de succión supera el área de succión de la bomba recomendada.
- El filtro es de tipo placa perforada y está situado en el cuello del separador.
- El material de los separadores es de acero SAE1030.
- La longitud total de los separadores es de 4.5 metros.

Las desventajas:

- Se debe colocar un tapón para obligar a todo el fluido a entrar por el separador. Esto puede afectar pozos con producción de arena, ya que el separador puede taponarse y obligar a una intervención.
- Se genera una leve restricción al flujo, especialmente en fluidos viscosos ó emulsionados.

Las bombas de fondo ó profundidad juegan un papel muy importante y una correcta selección previene un gran número de trastornos en la operación y producción del pozo. La totalidad de las bombas empleadas tienen distintos dispositivos para evitar bloqueos de gas y mejorar la eficiencia mediante la disminución del efecto del gas dentro de la bomba.

Los dispositivos incorporados a las bombas son los siguientes:

Ring valve: actúa en el momento que comienza la carrera descendente disminuyendo la presión sobre la válvula viajera, de modo que favorece su apertura inmediata. Ayuda a disminuir los efectos de compresión de gas en la bomba.

Dispositivo mecánico: fuerza a la válvula viajera a abrir en la finalización de la carrera descendente. Evita los bloqueos por gas, siempre que la bomba esté bien espaciada.

Dispositivo móvil de antibloqueo: ayuda a abrir la válvula viajera en el momento del inicio de la carrera descendente, disminuyendo los efectos de compresión de gas y mejorando la eficiencia del bombeo.

Es común combinar dispositivos con el fin de minimizar los efectos del gas en el funcionamiento de la bomba. La combinación más usada es *ring valve* y dispositivo mecánico.

Los diseños de varillas no difieren en nada de los convencionales. Los diámetros utilizados en pulgadas son 1, 7/8, 3/4 y barras de peso. Las exigencias de las varillas incrementan con el corte de agua en los pozos, al densificar la columna y generar emulsiones. Sin embargo, comparado con las fallas de tubería y de bombas, son el elemento que menos fallas presenta.

Los vástagos pulidos ó barra lisa en este tipo de pozos son de 1,5 pulgadas y 26 pies. Los vástagos requieren mayor longitud que los convencionales (22 pies), porque las armaduras en boca de pozo poseen mayor altura que las convencionales y de esta manera se puede operar con carrera de 168 pulg o más sin ningún problema. En los casos de pozos que requieren una carrera menor a 168 pulgadas se pueden emplear vástagos convencionales de 22 pies.

2.2.2. Operación de pozos.

Cada pozo productor es característico, es decir, cada uno tiene diferente configuración de zonas productoras y diferentes caudales de gas, líquido y agua. Por lo cual es muy difícil establecer parámetros operativos para englobar la totalidad de los pozos con producción de gas.

Como una de las medidas adoptadas para ayudar a la operación y correcta explotación de estos pozos, se implementaron controladores de pozos *pump off* para cada uno de los pozos con bombeo mecánico que presenten baja ó nula sumergencia.

Con el objetivo de realizar un análisis más minucioso, se clasificaron tres grupos de pozos, con diferentes características en cuanto a comportamiento, caudales y distribución de las zonas de producción.

A continuación se detallan cada uno de los grupos y las características sobresalientes de su operación:

- Grupo de pozos 1: pozos con escasa producción de líquidos y abundante producción de gas. La principal característica es que producen con surgencia o semisurgencia por *casing* y *tubing*, es decir pueden llevar los fluidos hasta superficie algunas veces sin acción de bombeo. Una de las formas de reconocer esta clase de comportamiento es mediante la carta dinamométrica característica de este tipo de pozos y por la imposibilidad de la toma de muestra líquida en boca de pozo, dado que sólo produce gas con líquido en forma de niebla. Para el caso del campo Llanito este comportamiento es muy difícil de encontrar, pero en algunos casos se ha dado.

La carta dinamométrica no muestra un trabajo de bomba efectivo, únicamente produce un efecto de agitación en el fondo. Esto se debe a que el pozo tiene energía suficiente como para mantener las válvulas de la bomba abierta. A medida que el pozo pierde energía se comienza a acumular líquido en el fondo, dado que el caudal de gas no es suficiente como para elevar la totalidad del líquido a la superficie todo el tiempo.

Este efecto genera un trabajo de bomba intermitente, es decir, sólo durante algunas pocas emboladas se aprecia trabajo efectivo de bomba. Operativamente el comportamiento de este tipo de pozos genera numerosos inconvenientes. Cuando no se dispone de un caudal de líquido que colabore con la lubricación del vástago pulido, son frecuentes las roturas de empaquetaduras, generando derrames y trastornos operativos.

Para la operación de este tipo de pozo se implementó el uso del modo *timer* en el controlador, que posibilita accionar el motor después de un tiempo suficiente de paro, de manera que el pozo haya acumulado un cierto nivel de líquido en el fondo. De este modo en el momento del arranque del bombeo, la bomba tiene un nivel de líquido sobre ella que le permite realizar un trabajo de bomba.

El bombeo de líquido hacia la superficie produce que el vástago pulido se mantenga lubricado, eliminando por completo los problemas de desgaste de empaquetaduras. Para determinar los tiempos de paro y marcha adecuados que posibiliten solucionar los problemas operativos y maximizar la producción, es necesario realizar algunas pruebas a distintos tiempos de paro, ya que cada pozo tiene un tiempo de paro y marcha óptimo.

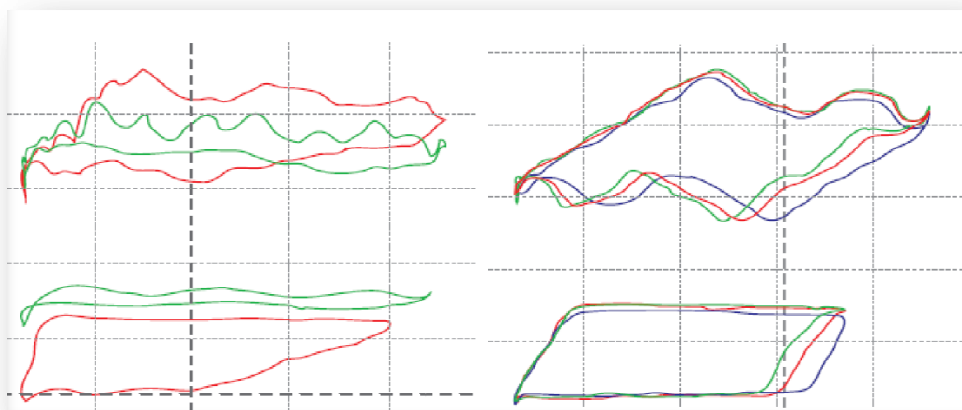
Las pruebas tienen como objetivo establecer un tiempo de parada, que permita tener un arranque de bomba con un llenado de bomba entre el 80 y 100%, y un tiempo de marcha suficiente como para restablecer la condición de surgencia.

En muchas ocasiones lograr un 100% de llenado de bomba en el momento del arranque requiere de un tiempo de paro muy prolongado, y una columna de líquido tal, que puede generar interferencia en los intervalos productores de gas, trayendo como consecuencia pérdida de producción. Debido a las diferentes características de los pozos, es imposible establecer un tiempo

de marcha y paro estándar que pueda llegar a ser aplicado en todos los casos, por tal razón cada pozo tiene sus tiempos óptimos de operación.

En la Figura 12, se puede observar que el dinamómetro azul es la carta de paro y el rojo es la de arranque. Su forma similar indica la eficiencia en un sistema bien controlado con tiempo de parada.

Figura 12. Cartas dinagráficas utilizando controlador y Timer.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Para operar bajo estas condiciones es importante contar con unidades de bombeo que no sean balanceadas a aire, porque al tener tiempos de paro normalmente prolongados generan en muchas ocasiones la despresurización del cilindro, derivando en un arranque fallido de la unidad.

En caso de tener que acudir a este tipo de unidades, se recomienda utilizar uno que se encuentre en perfecto estado, a fin de evitar despresurización del cilindro en los momentos del paro.

- Grupo de pozos 2: se clasifican dentro de este grupo a los pozos que han perdido potencial de gas y se comportan prácticamente como un pozo convencional de producción primaria. Es decir, caudales medios de gas (30 – 250 mil pies cúbicos de gas por día) y caudales de líquido medios (30 – 200 barriles por día). Son pozos los cuales su comportamiento es estable y de detenerse la acción mecánica del bombeo, no produce por el *tubing* por sí solo, dado que no cuenta con la energía suficiente para hacerlo, únicamente produce pequeñas cantidades de gas por *casing*. Estos son los pozos que sufren cuando la presión en cabeza del revestimiento (CHP) aumenta.

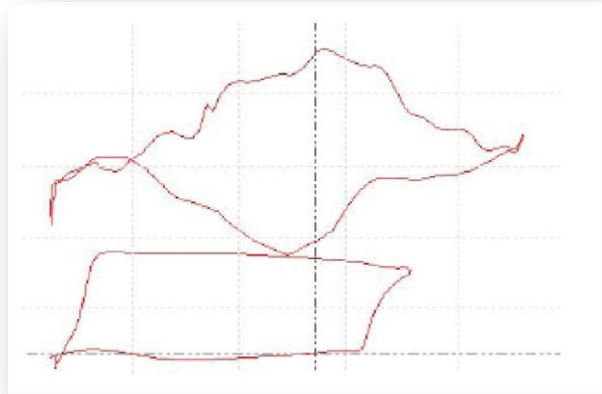
Las cartas dinamométricas de estos pozos son fáciles de identificar porque presentan en la mayoría de los casos una marcada compresión de gas. Son propensos a los bloqueos por gas y es muy difícil lograr buenas eficiencias de bombeo. Para estos pozos como para la mayoría de los pozos con alta relación gas-líquido, es recomendable el uso de unidades de bombeo con carreras largas y baja velocidad de bombeo, con el propósito de beneficiar la acción de la bomba en el fondo del pozo.

El uso de controladores *pump off* permiten operar los pozos evitando los bloqueos por gas. El parámetro de control utilizado para este tipo de pozos es el llenado de bomba de la carta dinamométrica de fondo. Se introduce un valor de referencia de llenado para que el pozo detenga el estado de marcha cuando el llenado de la bomba sea inferior a este valor seteado. Sin embargo, no todos los pozos cuentan con controladores y los que cuentan con esta tecnología presentan problemas de comunicación que no se han solucionado.

Los valores de porcentaje de marcha diarios resultan muy variables según cada pozo y son ni más ni menos que el resultado de los parámetros que se

le establecen al controlador para que comande el funcionamiento del pozo y el régimen de producción (carrera y frecuencia de bombeo).

Figura 13. Cartas dinagráficas utilizando controlador de llenado.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

En la Figura 13 se observa un pozo operando al 62% de marcha diaria. El ciclo normal de bombeo para este caso es 30 minutos de paro y 40 minutos de marcha. La carta dinamométrica azul corresponde a la carta de arranque, la carta roja corresponde a un tiempo intermedio de marcha antes de efectuar la carta verde, que corresponde a la de paro.

Para establecer el modo de operación óptimo de producción hay que evaluar las cartas dinamométricas que el pozo manifiesta en el momento de paro, arranque y marcha, como así también los tiempos vinculados a tales eventos.

No siempre se logra iniciar el bombeo con un llenado de bomba completo, muchas veces las características del fluido o bien una bomba de profundidad no adecuada produce que nunca se opere con un llenado total de bomba, por más que el tiempo de paro sea prolongado.

En estos casos es muy importante contrastar las modificaciones realizadas en los tiempos de paros, marcha, sets de llenado de bomba etc., con ensayos de producción y comprobar que los cambios realizados no perjudican bajo ningún punto de vista los valores de producción.

- Grupo de pozos 3: la principal característica de estos pozos es que la distribución de las capas productoras permite generar gas por el *casing* y maximizar la producción de líquido a través del *tubing* impulsados por la bomba de profundidad. Las capas productoras de gas se ubican sobre capas importantes productoras de líquidos.

Generalmente en la puesta en marcha estos pozos presentan una alta producción de líquidos y muy buena producción de gas. Cuando esto ocurre la puesta en bombeo de estos pozos ocasiona problemas operativos, causados por las altas presiones que se generan en la línea de producción, provocadas por la producción de un fluido de tipo multifásico (gas, petróleo y agua). A medida que el diámetro de la línea de producción aumenta, este inconveniente se minimiza.

Con el fin de priorizar la producción de los líquidos y evitar los problemas de paros por alta presión, es preciso comenzar desde el primer momento con la unidad de bombeo en marcha produciendo líquidos con la bomba de profundidad a través del *tubing*. El *casing* se va a ir abriendo a medida que la presión de la línea de producción no supere la presión establecida de cierre de la válvula de seguridad (*line break*).

Normalmente en producción estos pozos no suscitan mayores problemas, pero sí requieren de un buen seguimiento porque es muy importante mantener la surgencia por *casing* el mayor tiempo posible. Para esto se debe conservar el nivel de líquido ajustado por debajo de las zonas

productoras de gas y lo más cercano a la bomba posible. La verificación de estas condiciones debe realizarse con frecuencia, ya que de no mantener la surgencia por *casing*, el pozo pierde producción de líquido y gas en forma abrupta.

Ante la imposibilidad de realizarle un *sonolog* por *casing* para determinar el nivel de fluido del pozo, la herramienta de seguimiento es la carta dinamométrica de fondo, tratando que la carta trabaje con un incipiente golpe de fluido. La carta dinamométrica no aparenta ser de un pozo con producción de gas, sin embargo este pozo produce más de un millón de pies cúbicos de gas por día.

Generalmente a medida que la producción de gas va disminuyendo, la cantidad de líquido que se produce bajo surgencia en el *casing* disminuye. Esto provoca incremento de nivel de líquido en el fondo del pozo, lo cual acarrea una pérdida de producción.

Si el nivel de líquido interfiere en los intervalos productores de gas puede conducir al ahogue de los mismos y producir una pérdida irrecuperable en la producción de gas y líquido. La manera de evitar este efecto prematuramente es incrementar el régimen de extracción a medida que estos fenómenos se vayan manifestando, o bien anticipadamente.

3. COMPRESORES.

De todos los parámetros físicos que controlan la producción de crudo y gas de un pozo, el único que los operadores pueden afectar sustancialmente es la presión de producción del fondo del pozo. Al minimizar esta presión, la tasa de producción de crudo y gas usualmente aumentan. Cualquier fuente de contrapresión (tal como la línea de flujo o la presión en la línea de venta, presión del casing, etc.) incrementará la presión de fondo y disminuirá el flujo de crudo y gas de la formación. La contrapresión deteriora o restringe la producción, especialmente en los pozos más antiguos (ej.: pozos marginales) que típicamente se producen de formaciones en las cuales la presión ha declinado significativamente.

Operadores a menudo pueden mejorar el rendimiento de un pozo y extender su vida económica eliminando tantas fuentes de contrapresión como sea posible. Una fuente común de contrapresión en pozos marginales es la presencia de gas en la cabeza del pozo (*casing head gas*), el cual puede generar presión importante en la formación en producción. A menudo, este gas no puede ser producido a una alta presión de línea y tampoco puede ser venteado o quemado a la atmósfera debido a restricciones regulatorias.

Cuando existe suficiente cantidad de gas dentro de la perforación (alta presión) puede también llevar al bloqueo por gas de la bomba de subsuelo bajando la eficiencia de dichas bombas y acortando su vida útil.

El movimiento de gas en el yacimiento se detiene cuando la presión de gas del yacimiento es igual al peso de la columna de fluido más la resistencia en la línea de flujo y batería de tanques. La producción del aceite cae a cero. Por esta razón, es necesario tapar y/o abandonar el pozo o encontrar otra solución que restaure la producción para extender la vida productora del pozo.

Dentro de las tecnologías mayormente utilizadas en el mundo gracias a su bajo costo operacional y a su funcionalidad para el aprovechamiento de gas de anular, se destaca la aplicación de los Compresores de Viga y Compresores de Patín.

Las aplicaciones generales de estos sistemas son:

- ✓ Pozos de petróleo donde la presión de línea de producción es más alta que la presión de cabeza de pozo.
- ✓ Pozos de petróleo donde la contrapresión reducida (hidrostática) en el yacimiento incrementaría volúmenes de fluidos. (Reducir la presión en la cara de la formación e incrementar la producción del pozo).
- ✓ Pozos de gas donde el bombeo de subsuelo se hace necesario para remover agua.
- ✓ Pozos de petróleo que tienen problemas de bloqueo de gas (*gas lock*).
- ✓ Pozos de petróleo que están ubicados en áreas donde el venteo o quemado del gas es prohibido
- ✓ Recolección del gas que está siendo descargado a la atmósfera, e incremento de la producción y los beneficios económicos (pequeñas cantidades de gas inyectando en las líneas de flujo y/o de ventas, puede significar mejor flujo de caja y menos problemas de operación).
- ✓ Extraer mayor cantidad de gas de pozos de bajo potencial, para ser usado como combustible en los diferentes equipos de producción y tratamiento de crudo.
- ✓ Impulsar el gas de baja presión en las líneas de venta.
- ✓ Mantener pozos en producción cuando la presión de las líneas de flujo se incrementa debido a problemas en los equipos de compresión corriente

abajo, o a la entrada de pozos nuevos a la corriente de producción, impidiendo el flujo normal de los pozos existentes.

El método de compresión en el cabezal del pozo ha sido utilizado por décadas para incrementar la presión en la cabeza del pozo hacia la línea de ventas (*casing head gas*).

3.1. COMPRESOR DE VIGA

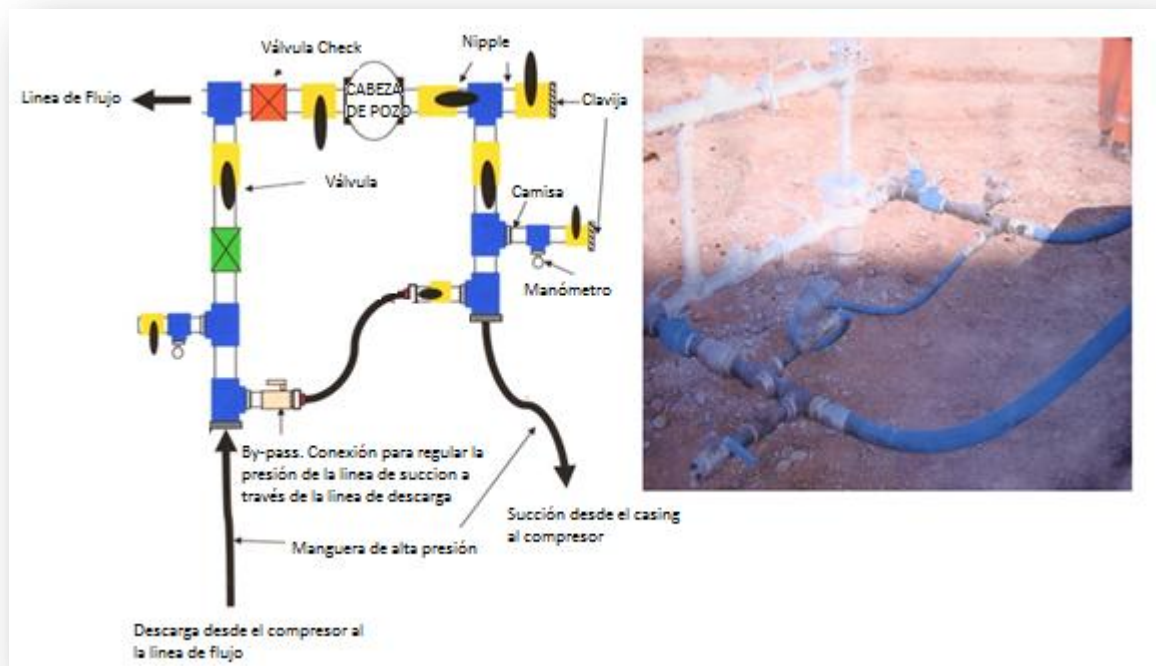
Los primeros compresores montados sobre viga tuvieron varias limitaciones que redujeron grandemente su efectividad. Los primeros diseños utilizaron un sistema de lubricación forzada y un único pistón de simple acción, el cual depende en enfriamiento por aire ambiental introducido en la cámara. Los problemas con estos diseños previos incluyen: contaminación del gas de venta con aire de enfriamiento, explosiones potenciales y mantenimiento semanal para mantener los sellos lubricados. El costo de este nivel de mantenimiento en campo es, a menudo, antieconómico para los pozos marginales o en locaciones remotas. Más aún, el diseño de simple acción tiene solo 50% de la capacidad del compresor de doble acción.

Los sistemas SMARTJACK™ están compuestos por un compresor montado en viga OFC™, un variador de frecuencia VFD™, un controlador de la bomba de subsuelo RPC™ y un software de optimización y apagado de bomba, mediante la medición de la producción incremental de crudo y gas, en pozos equipados con unidades de bombeo mecánico, disminuye el consumo de energía y las horas hombre requeridas para administrar y mantener los pozos.

El OFC® es un compresor único montado sobre la viga de desplazamiento positivo de doble acción para uso en las unidades de bombeo.

El diseño ideal del compresor, permite recuperar gas del casing y de la formación, realizar la compresión del gas en ambas direcciones del ciclo de la unidad de bombeo, e inyectarlo dentro de la línea de flujo aguas abajo de la válvula cheque. Esto reduce la contrapresión en el anular del pozo y permite a los fluidos migrar dentro de la formación sin restricción (o al menos incrementar esa migración). La respuesta del pozo es casi instantánea, suministrando suficiente potencia al compresor instalado en la unidad de bombeo.

Figura 14. Esquema de conexión del OFC.

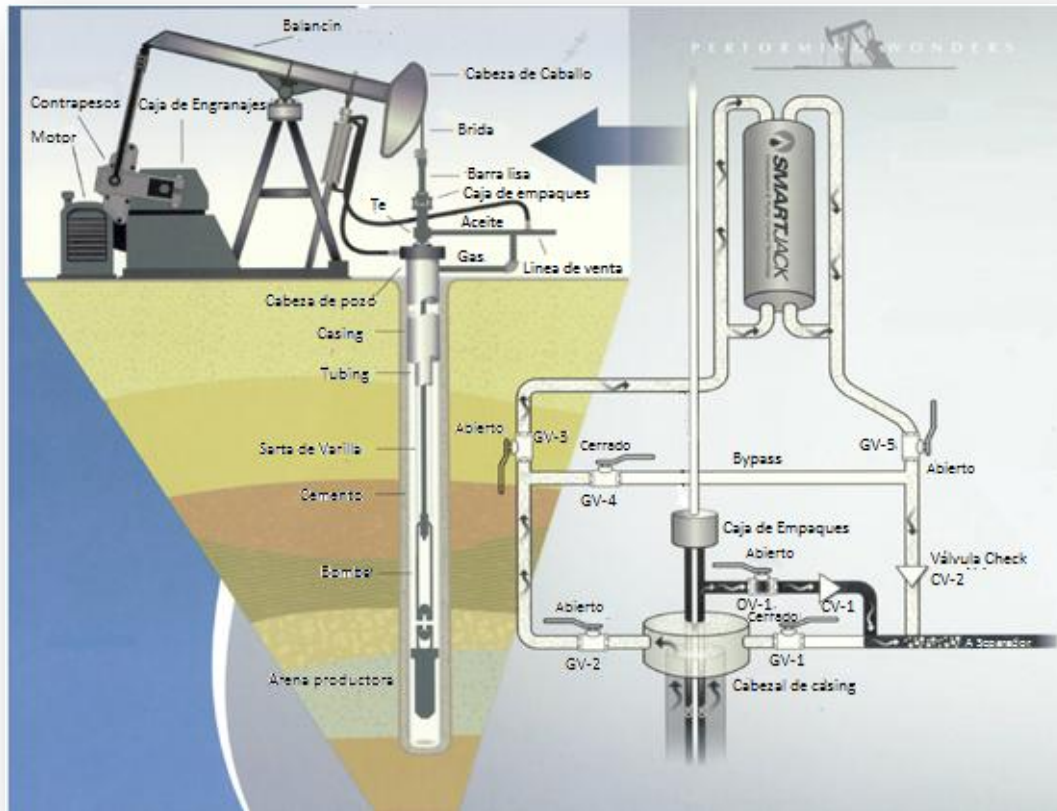


Fuente. Global Oil Flow International.

En campos de Norte América, son utilizados comúnmente, gracias a su fabricación masiva. Una de las compañías facilitó sus datos durante un período de prueba. La presión en el casing en el pozo donde se aplicó fue reducida en un promedio del 82%, la respuesta de producción de petróleo tuvo un incremento del 44% y la producción de gas aumentó en un 37%. Gracias a estos resultados y a la

necesidad de la obtención del Gas Natural, existen hoy, diversos tipos de compresores de viga en uso a través de todo Texas y Oklahoma.

Figura 15. Compresor de Viga.



Fuente. Global Oil Flow International.

Rango de Operaciones OFC.

- Bomba de Viga (Varilla de bombeo del pozo)
 - Motor principal mínimo 15 – 20 HP.
 - Tamaño de la bomba de viga 114" o más.
- Volumen de gas de 10 – 300 MCF
- Volumen de fluido hasta 50 BPD

- Presiones de trabajo hasta 200 psig
- Presión de succión desde 30" Hg hasta 100 psig.
- Desempeño excelente en ambientes corrosivos.

3.2. COMPRESOR DE PATÍN

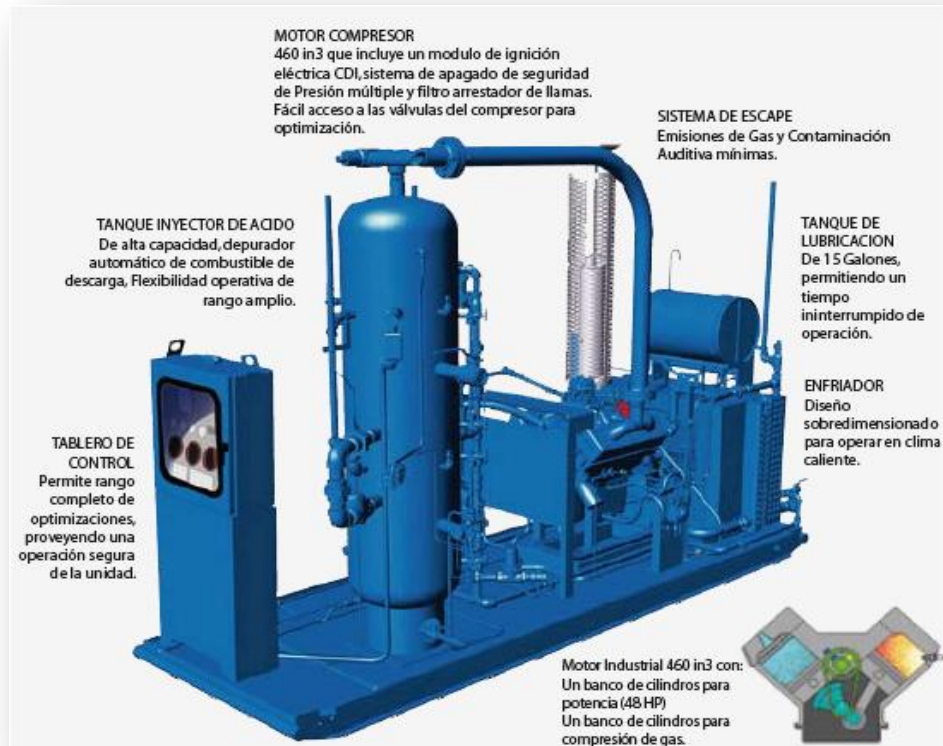
Está diseñado para mejorar dramáticamente su producción, incrementar sus ganancias, y extender la vida útil y las reservas recuperables de un campo específico. Proporciona una alternativa simple, eficiente y confiable respecto a las complejas herramientas de fondo o químicos costosos.

El Compresor Gas Jack ayuda a aliviar el cargado de líquido combinando un separador vertical de 18 in y un tanque inyector de ácido que puede manejar un rango amplio de succión y presiones de descarga.

Los sistemas de compresión montado en patines, alcanzan presiones y volúmenes superiores al diseño del compresor de viga, mediante un compresor equipado con un motor de configuración V8 de 460 pulgadas cúbicas que usa Gas Natural para energizar un banco de 4 cilindros que a su vez mueve otro banco de 4 cilindros para suministrar compresión, con un sistema de separación de líquidos y gas, un sistema de enfriamiento de gas comprimido y un panel de control para inicio y apagado automático acorde a la presión de la línea de succión. Estos sistemas pueden ser instalados en pozos de gas y petróleo con o sin facilidad de superficie o de levantamiento artificial Figura 17.

Su diseño integral V8 y las características de torsión se combinan para extraer gas de la tubería a mayor velocidad, manteniendo el pozo sin carga para lograr una producción máxima de gas.

Figura 16. Compresor de Patín.



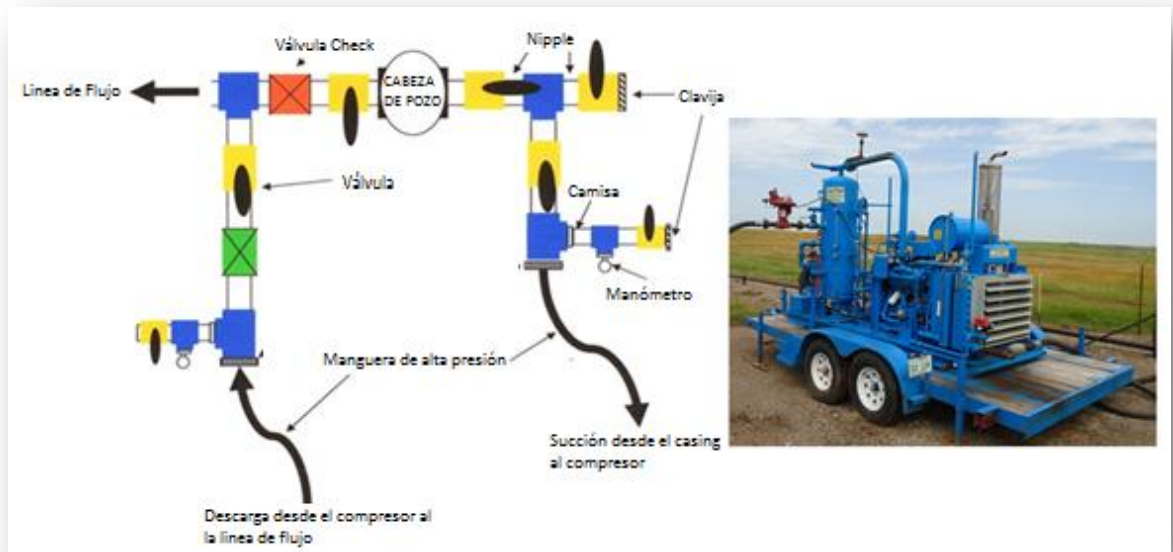
Fuente. http://www.indequipos.com/esp/pdf/Gas_Jack.pdf

Condiciones Operacionales

Al succionar el gas del anular del pozo, comprimirlo y descargarlo a la línea de producción, se reduce la presión del gas en el anular generando un Drawdown que obliga a aumentar la carga de fluido en el anular que será producida modificando condiciones operacionales del ASL.

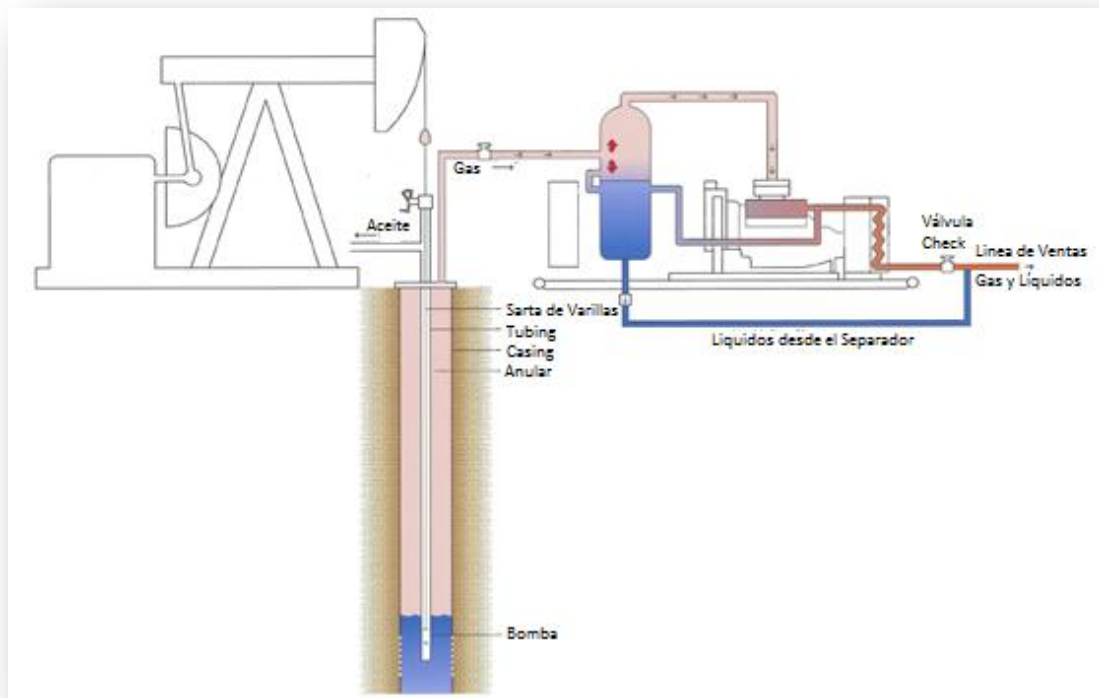
- Presiones de Anular (CHP) de 15 in Hg hasta 50 psi
- Presiones de Descarga a la línea de producción hasta de 450 psi
- En el Separador de entrada puede recibir hasta 50 BFPD
- Maneja volúmenes de gas de hasta 500 mil SCF/D y se pueden colocar en paralelo los que se requieran

Figura 17. Esquema de conexión del Compresor de Patín.



Fuente. Global Oil Flow International.

Figura 18. Esquema instalación Compresor de Patín.



Fuente. www.compressco.com

El GasJack® se puede utilizar para mejorar la producción en pozos con Bombeo Mecánico, mediante la reducción de la presión en el anular. Al reducir la presión en el anular se reduce la presión en el fondo del yacimiento, lo que conlleva a un aumento en la producción de fluidos (petróleo, condensados, agua y gas). La producción de aceite es mayor cuando la velocidad de la unidad de bombeo o la longitud de Stroke se incrementa.

4. IMPACTO DEL INCREMENTO DE LA PRESIÓN DEL REVESTIMIENTO EN CABEZA DE POZO SOBRE LA PRODUCTIVIDAD DE PETRÓLEO⁵

De todos los parámetros físicos que controlan la producción de petróleo y gas de un pozo, el único que los operadores pueden afectar sustancialmente es la presión de producción del fondo del pozo. Al minimizar esta presión, la tasa de producción de petróleo y gas usualmente aumentan.

Cualquier fuente de contrapresión (tal como la línea de flujo o la presión en la línea de venta, presión del casing, etc.) incrementará la presión de fondo y disminuirá el flujo de petróleo y gas de la formación. La contrapresión deteriora o restringe la producción, especialmente en los pozos más antiguos (ej.: pozos marginales) que típicamente se producen de formaciones en las cuales la presión ha declinado significativamente.

Operadores a menudo pueden mejorar el rendimiento de un pozo y extender su vida económica eliminando tantas fuentes de contrapresión como sea posible. Una fuente común de contrapresión en pozos marginales es la presencia de gas en la cabeza del pozo (CHP casing head pressure), el cual puede generar presión importante en la formación en producción. A menudo, este gas no puede ser producido debido a una alta presión de línea y tampoco puede ser venteado o quemado a la atmósfera debido a restricciones regulatorias.

Cuando existe suficiente cantidad de gas dentro de la perforación (alta presión) puede también llevar al bloqueo por gas de la bomba de subsuelo bajando la eficiencia de dichas bombas y acortando su vida útil.

⁵ Factibilidad técnico económica para la recuperación del gas producido por los anulares de los pozos de los campos llanito y gala de ECOPETROL S.A.

Para analizar el impacto del incremento de la presión del revestimiento en cabeza de pozo sobre la productividad de petróleo, se aplicó una metodología basada en el comportamiento de las principales variables de producción contra un periodo de tiempo. Esta metodología permite identificar las causas principales que conllevan a la pérdida de nivel de líquido libre de gas, el cual condiciona la presión de entrada a la bomba y a su vez el desplazamiento y la eficiencia volumétrica.

5. ANÁLISIS Y RESULTADOS

Los pozos fueron seleccionados, en común acuerdo entre Ecopetrol S.A. y Global Oil Flow International. Para tal selección Ecopetrol S.A. suministro la información técnica de cada pozo, para evaluar e identificar el pozo con mayor potencial de incremento de producción y que presente contrapresión en el anular y/o que cause bloqueo en la bomba de subsuelo. Los pozos pre-seleccionados son mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 5. Pozos seleccionados para el pre-test.

ITEM	TECNOLOGIA	WELL	
Examp		CAMPO	#
1	COMPRESSCO	LLANITO	93
2	COMPRESSCO	LLANITO	36
3	COMPRESSCO	LLANITO	114
4	SMART JACK	LLANITO	128
5	SMART JACK	LLANITO	109
6	SMART JACK	LLANITO	121
7	SMART JACK	LLANITO	124
8	SMART JACK	LLANITO	122
9	SMART JACK	LLANITO	91
10	SMART JACK	LLANITO	130
11	SMART JACK	LLANITO	103

Fuente. Autor

5.1. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS.

Una vez los pozos son pre-seleccionados por Ecopetrol S.A. y Global Oil Flow International, la metodología a desarrollar es:

1. Actualización de Estados Mecánicos, historias, datos de producción, presiones, Niveles de fluido entre otras variables para cada uno de los

pozos pre-seleccionados al igual que las características de la Unidad de Bombeo (Dinagramas) instalada en los respectivos pozos.

2. Visita a cada una de las locaciones correspondientes a los pozos pre-seleccionados en donde se verificará el tipo de unidad de bombeo mecánico instalada, el recorrido en el que se encuentra, presión de tubing y casing, Strokes por minuto conjuntamente con el equipo de Unidades de Bombeo, Global Oil Flow International y Operaciones.
3. Evaluación de la prueba preliminar con el sistema GasJack® (2 Compresores) en cada uno de los pozos pre-seleccionados, con una duración aproximada de dos a tres días por pozo hasta completar el total de los 11 pozos.
4. Análisis de las pruebas preliminares y selección de pozos.

Con la metodología planteada anteriormente el análisis consiste en evaluar las principales variables de producción de un pozo con Sistema de Levantamiento Artificial de Bombeo Mecánico contra el tiempo de duración de la prueba, con el objetivo de identificar su impacto en el nivel de líquido libre de gas.

Las variables analizadas son:

1. Llenado de la bomba en porcentaje. (%)
2. Desplazamiento Teórico de la bomba en Barriles por día. (Bls/día)
3. Profundidad de asentamiento de la bomba. (Pies)
4. Profundidad del nivel de fluido. (Pies)
5. Profundidad del nivel de líquido libre de gas. (Pies)
6. Recorrido de la Unidad. (Pulgadas)
7. Revoluciones por minuto de la unidad de bombeo (SPM)
8. Presión en la cabeza del pozo en la línea anular (CHP=Psi)

Posteriormente se verifica el comportamiento de estas variables con la instalación de los equipos tanto antes como en el transcurso de la prueba, identificando eficiencias de desplazamiento, diferencia entre el nivel de fluido total en pies con

respecto al nivel de líquido libre de gas igualmente en pies; diferencia que permitirá evidenciar la presencia de gas libre en el anular del pozo y que puede estar generando un incremento en la presión del revestimiento en cabeza de pozo.

VARIABLES como el recorrido de la Unidad en pulgadas y las revoluciones por minuto de la unidad de bombeo, afectan directamente el comportamiento de la bomba, por tal razón durante las pruebas preliminares estas variables no se manipularán de manera alguna, manteniéndolas constantes a lo largo de estas. Una vez culminados los pre-test e iniciada las pruebas con los pozos seleccionados y de acuerdo al comportamiento de cada uno de ellos, se evaluará la posibilidad de aumentar o disminuir tanto el recorrido como los SPM de la unidad, con el fin de optimizar su funcionamiento.

Se analizarán los dinagramas tomados durante el periodo de prueba preliminar, los cuales serán revisados con los obtenidos tanto antes como después del pre-test, permitiéndolo realizar una comparación de estos y su comportamiento asociado a la interferencia por gas o golpe de gas.

Finalmente se realizará una gráfica con la producción, niveles de líquido y sumergencia obtenidos durante el transcurso de la prueba y los resultados obtenidos para cada uno de los pozos evaluados.

5.2. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA Y RESULTADOS

Con la finalidad de llevar a cabo la evaluación de los sistemas de compresores de viga y patín para el manejo de gas de anulares del campo Llanito y de acuerdo a la metodología planeada en la consecución de dicha evaluación, el proyecto inicia con la actualización de los Estados Mecánicos, historias, datos de producción, presiones, nivel de fluidos entre otras variables para cada uno de los pozos pre-

seleccionados al igual que las características de la Unidad de Bombeo instalada en los respectivos pozos (Ver Anexo 1).

Culminada la actualización de datos, se realiza la visita a cada una de las locaciones correspondientes a los pozos pre-seleccionados, en donde se verifica el tipo de unidad de bombeo mecánica instalada, el recorrido en el que se encuentra, presión en tubing, presión en casing y Strokes por minuto (SPM), conjuntamente con el equipo de Unidades de Bombeo, Global Oil Flow International y Operaciones, con el fin de evitar interferencia en la operación cotidiana y de mantenimiento de los pozos.

Las siguientes son las fotografías de las diferentes locaciones, la cual incluyen su respectiva tabla con las variables a tener en cuenta.

Figura 19. Unidades de Bombeo Mecánico Llanito 36, 93 y 114



Fuente. Autor – GOF

Tabla 6. Hoja de datos Llanito 36, 93 y 114

ITEM	TECNOLOGIA	WELL		Reports of Well		Report of the Unit												
				Tubbing	Casing	Manufacturer	Model Size	cycle time (% de 24h)	Type			polished rod			engine		Strokes x Minuto	
				Line	Pressure				Conv	Mark	AB	career polished rod [in]	L	M	S	Electric		HP
				[psig]	Casing Pressure (1)													
1	COMPRESSCO	LLANITO	93	315,0	220,0	Lufkin	A-912-305-168	100			X	168,00	X			X	100	5,10
2	COMPRESSCO	LLANITO	36	250,0	200,0	Lufkin	A-640-305-168	100			X	168,00	X			X	60	5,64
3	COMPRESSCO	LLANITO	114	75,0	70,0	Lufkin	MII 640-365-168	100		X		168,00	X			X	60	6,34

Fuente. Autor – GOF

Figura 20. Unidades de Bombeo Mecánico Llanito 128



Fuente. Autor – GOF

Tabla 7. Hoja de datos Llanito 128

ITEM	TECNOLOGIA	WELL		Reports of Well		Report of the Unit												
				Tubbing	Casing	Manufacturer	Model Size	cycle time (% de 24h)	Type			polished rod			engine		Strokes x Minuto	
				Line	Pressure				Conv	Mark	AB	career polished rod [in]	L	M	S	Electric		HP
				[psig]	Casing Pressure (1)													
4	SMART JACK	LLANITO	128	120,0	90,0	Lufkin	MII 640-365-168	100		X		168,00	X			X	60	4,90

Fuente. Autor – GOF

Figura 21. Unidades de Bombeo Mecánico Llanito 109



Fuente. Autor – GOF

Tabla 8. Hoja de datos Llanito 109

ITEM	TECNOLOGIA	WELL		Reports of Well		Report of the Unit												
				Tubbing	Casing	Manufacturer	Model Size	cycle time (% de 24h)	Type			polished rod			engine		Strokes x Minuto	
				Line	Pressure				Conv	Mark	AB	career polished rod [in]	L	M	S	Electric		HP
				[psig]	Casing Pressure (1)													
5	SMART JACK	LLANITO	109			Lufkin	A-640-305-168	100			X	168,00	X			X	60	5,64

Fuente. Autor – GOF

En este pozo no se tomaron datos de presión, la Unidad de Bombeo fue retirada del pozo debido a un mantenimiento previamente programado.

Figura 22. Unidades de Bombeo Mecánico Llanito 121 y 91



Fuente. Autor – GOF

Tabla 9. Hoja de datos Llanito 121 y 91

ITEM	TECNOLOGIA	WELL		Reports of Well		Report of the Unit												
				Tubbing	Casing	Manufacturer	Model Size	cycle time (% de 24h)	Type			polished rod			engine		Strokes x Minuto	
				Line	Pressure				Conv	Mark	AB	career polished rod [in]	L	M	S	Electric		HP
				[psig]	Casing Pressure (1)													
6	SMART JACK	LLANITO	121	250,0	110,0	Lufkin	MII 640-365-168	100		X		168,00	X			X	60	5,40
9	SMART JACK	LLANITO	91	140,0	120,0	Lufkin	C-320-256-100	100	X			100,00	X			X	45	5,06

Fuente. Autor – GOF

Figura 23. Unidades de Bombeo Mecánico Llanito 124



Fuente. Autor – GOF

Tabla 10. Hoja de datos Llanito 124

ITEM	TECNOLOGIA	WELL		Reports of Well		Report of the Unit												
				Tubing	Casing	Manufacturer	Model Size	cycle time (% de 24h)	Type			polished rod			engine		Strokes x Minuto	
				Line	Pressure				Conv	Mark	AB	career polished rod [in]	L	M	S	Electric		HP
				[psig]	Casing Pressure (1)													
7	SMART JACK	LLANITO	124	125,0	100,0	Lufkin	MII 640-365-168	100		X		168,00	X			X	60	5,34

Fuente. Autor – GOF

Figura 24. Unidades de Bombeo Mecánico Llanito 122



Fuente. Autor – GOF

Tabla 11. Hoja de datos Llanito 122

ITEM	TECNOLOGIA	WELL		Reports of Well		Report of the Unit												
				Tubbing	Cassing	Manufacturer	Model Size	cycle time (% de 24h)	Type			polished rod			engine		Strokes x Minuto	
				Line	Pressure				Conv	Mark	AB	career polished rod [in]	L	M	S	Electric		HP
				[psig]	Casing Pressure (1)													
8	SMART JACK	LLANITO	122	100,0	90,0	Lufkin	MII 640-365-168	100		X		149,00		X		X	60	5,45

Fuente. Autor – GOF

Figura 25. Unidades de Bombeo Mecánico Llanito 130



Fuente. Autor – GOF

Tabla 12. Hoja de datos Llanito 130

ITEM	TECNOLOGIA	WELL		Reports of Well		Report of the Unit												
				Tubbing	Cassing	Manufacturer	Model Size	cycle time (% de 24h)	Type			polished rod			engine		Strokes x Minuto	
				Line	Pressure				Conv	Mark	AB	career polished rod [in]	L	M	S	Electric		HP
				[psig]	Casing Pressure (1)													
10	SMART JACK	LLANITO	130	60,0	60,0	Lufkin	A-640-365-168	100			X	168,00	X			X	60	4,72

Fuente. Autor – GOF

Figura 26. Unidades de Bombeo Mecánico Llanito 103



Fuente. Autor – GOF

Tabla 13. Hoja de datos Llanito 103

ITEM	TECNOLOGIA	WELL		Reports of Well		Report of the Unit												
				Tubbing Line	Casing Pressure	Manufacturer	Model Size	cycle time (% de 24h)	Type			polished rod			engine		Strokes x Minuto	
				[psig]	(1)				Conv	Mark	AB	career polished rod [in]	L	M	S	Electric		HP
11	SMART JACK	LLANITO	103	170,0	150,0	Lufkin	A-456-305-144	100			X	120,00		X		X	45	4,64

Fuente. Autor – GOF

Terminada la correspondiente visita a cada una de las locaciones de los pozos pre-seleccionados, se da inicio a las pruebas preliminares (pre-test), con una duración aproximada de 3 días por pozo, con opciones de extenderse, de acuerdo al comportamiento de cada uno de los mismos.

El orden en el que se lleva a cabo las pruebas es el siguiente:

- ✓ Llanito 109
- ✓ Llanito 124
- ✓ Llanito 121
- ✓ Llanito 91

- ✓ Llanito 128
- ✓ Llanito 122
- ✓ Llanito 93
- ✓ Llanito 130
- ✓ Llanito 36
- ✓ Llanito 114

LLANITO 109

Este pozo inicia pruebas el 29 de Noviembre del 2010, con una CHP y THP de 12 psi y 98 psi respectivamente, una producción de 151 BFPD, un BSW del 24%, 6199,6 ft de Nivel de Líquido y una Sumergencia de tan solo 3 ft.

Tabla 14. Data Collection Llanito 109

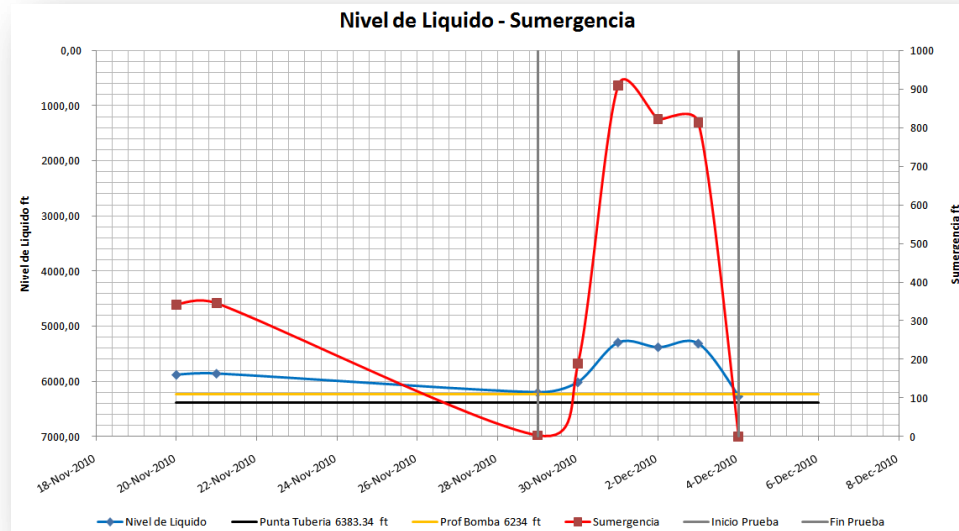
DATE		Liquid						Gas				Pressure		Medición		VFD			Coments			
Día	dd/mm/yy	Oil bpd	Water bpd	BSW %	Total bpd	SPM	Nivel de líquido ft	Sumergencia ft	Work Time hrs	Static Pres Psi	Difer. Pres Psi	Line Inch	Plate Inch	Rate MCFD	Tubing Psi	Casing Psi	Gral X	Medida X		Pump Off	SPM	Spare
1	29-Nov-2010	115	36	24	151	6,0	6199,6	3	24	-	-	2"	0,875	-	98	12,0		x		6,0		11/29/10 6:00 PM
2	30-Nov-2010	115	36	24	151	6,0	6013,8	189	24	-	-	2"	0,875	-	100	-3,0		x		6,0		11/30/10 7:30 AM
3							6013,8	189							100	1,0		x		6,0		11/30/10 12:50 PM
4							1-Dec-2010	141							45	24	186	6,0	5293,4	910	24	8,22
5	2-Dec-2010	120	44	27	164	6,0	6291,5	0	24	8,82	17,9	2"	0,875	92,90	108	1,7		x		6,0		12/2/10 9:30 AM
6							5379,0	823							108	1,6		x		6,0		12/2/10 6:15 PM
7							3-Dec-2010	120							44	27	164	6,0	5389,5	813	24	8,37
8	4-Dec-2010	111	41	27	152	6,0	5313,1	890	24	-	-	2"	0,875	-	100	1,3		x		6,0		12/3/10 3:20 PM
9							6267,5	-							105	1,0		x		6,0		12/4/10 7:15 AM
10									24													

Fuente. Autor – Global Oil Flow

El incremento en el Nivel de Líquido como en la Sumergencia, es de alrededor de 900 ft durante el tiempo de funcionamiento del compresor, debido a la caída de presión provocada por el equipo, pasando de 12 psi a una presión de succión que

se mantuvo entre -3 psi y 1.8 psi en Casing y una presión de descarga promedio de 100 psi (THP).

Figura 27. Niveles y Sumergencia obtenidos durante la prueba. Llanito 109

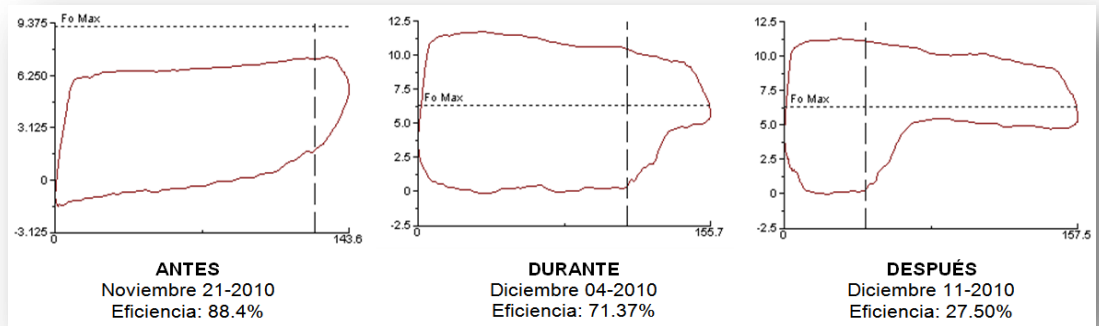


Fuente. Autor

A pesar de los buenos resultados obtenidos en cuanto a Niveles de Líquido y Sumergencia, como se puede observar en la Figura 28, las bajas presiones de succión con las que estaba funcionando el equipo, provocó que al finalizar el pre-test, los Niveles llegaran a estar por debajo de la profundidad de la Bomba debido al poco aporte de fluidos por parte de la formación, lo que llevó al incremento en la presencia de arena y por consiguiente a la pega del pozo, razón por la cual se hace necesaria la intervención de este una vez es culminada la prueba preliminar.

La bomba la cual opera con una leve interferencia por gas y fricción por sólidos, venía trabajando con una eficiencia del 88.4%, tomando en cuenta que el pozo es descargado continuamente, sin embargo este pasa a tener una eficiencia del 71% con la implementación del GASJACK[®], eficiencia que se mantiene constante con leves cambios a lo largo de la prueba preliminar, para que posterior a la desinstalación del equipo esta caiga hasta el 27%.

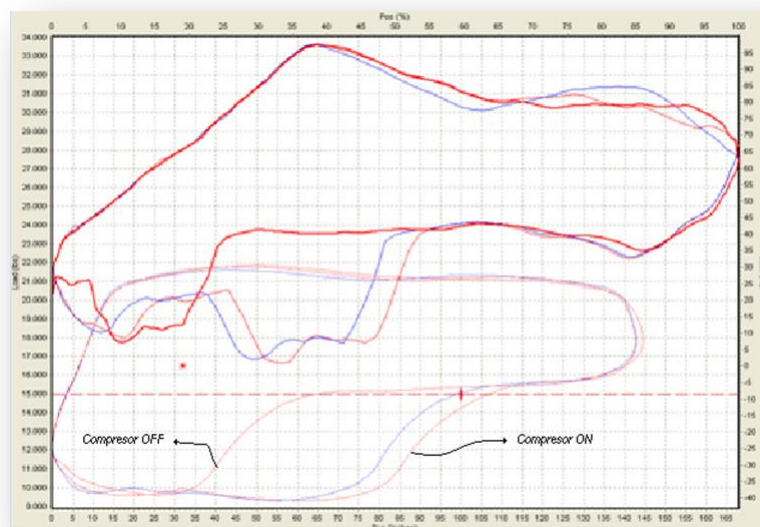
Figura 28. Dinagramas. Llanito 109



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A – Autor.

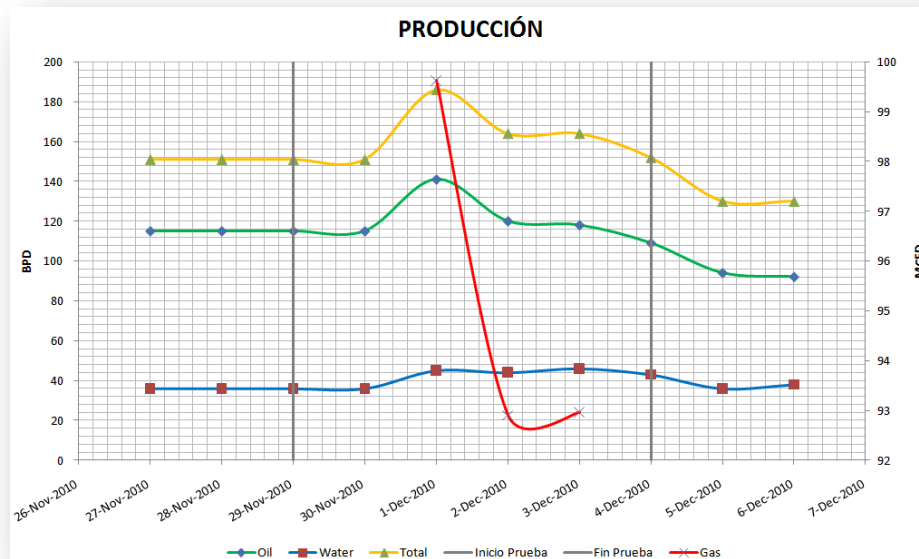
Durante el periodo del pre test en el pozo, se realizó una prueba a este, apagando el compresor por un tiempo aproximado de 10 minutos, espacio en el cual se le realizó seguimiento a los dinagramas presentados antes y durante el apagado del GasJack®, (Figura 29), en donde se evidencia una mejoría en el llenado de la bomba (Compresor ON) y por consiguiente mejor eficiencia de la misma.

Figura 29. Dinagrama Llanito 109, GasJack® ON/OFF



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A – Autor.

Figura 30. Producción de Aceite, Agua y Gas durante la prueba. Llanito 109



Fuente. Autor

La producción que venía siendo constante en la línea del tiempo, tiene un leve incremento en la curva de fluidos totales, debido principalmente a la mejora en la eficiencia de la bomba, al incremento de Niveles y por consiguiente a una mayor Sumergencia, con un BSW que se mantuvo entre el 24 y el 27 por ciento y una producción de gas cercana a los 100 MCFD.

LLANITO 124

El segundo equipo de los dos que se cuentan para el desarrollo de las pruebas preliminares, es movilizado al Llanito 124 iniciando pruebas el 30 de Noviembre del 2010, con una CHP y THP de 104 psi y 87 psi respectivamente, 5058.60 ft de Nivel de líquido, una Sumergencia de 448 ft y una producción de 143 BFPD con BSW del 32%.

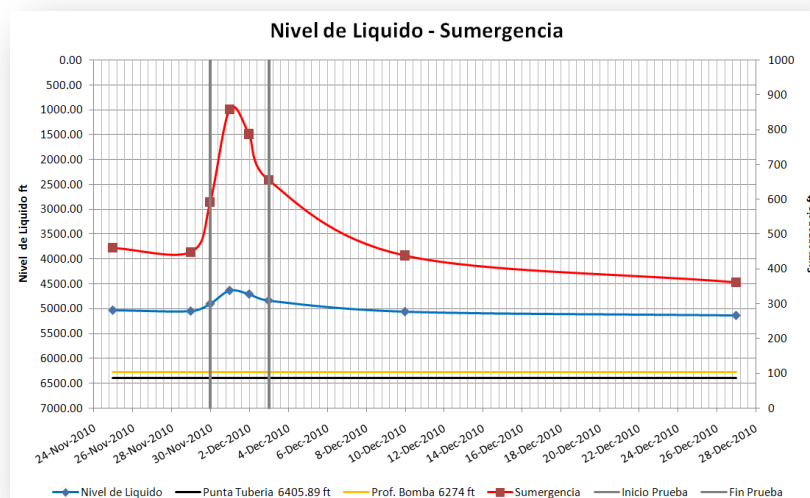
Tabla 15. Data Collection Llanito 124

DATE		Liquid											Gas				Pressure		Medición		VFD		Coments
dd/mm/yy	bpd	Oil	Water	BSW	Total	SPM	Nivel de liquido	Sum. Efectiva	Work Time	Static Pres	Difer. Pres	Line	Plate	Rate	Tubing	Casing	Gral	Medida	Pump Off	SPM	Spare		
1	30-Nov-2010	97	46	32.00	143	5.29	5095.69	411.0	24	1.9	27	2"	0.875	96.95	104	9.1		x		5.29		INICIO DE LA PRUEBA 30/11/2010 15:00:00	
2						5.29	4727.40	772.00							72	0.1		x		5.29			
3	1-Dec-2010	99	44	30.50	143	5.29	4644.50	857.00	24	1.8	23	2"	0.875	88.60	72	0.1		x		5.29		12/1/10 5:30 PM	
4						5.29	4774.30	727.00							97	1.7		x		5.29		12/2/10 9:45 AM	
5	2-Dec-2010	85	37	30.50	122	5.29	4655.70	846.00	24	2.1	25	2"	0.875	93.24	97	1.7		x		5.29			
6						5.29	4845.95	655.00							124	4.0		x		5.29		12/3/10 7:50 AM	
7	3-Dec-2010	90	39	30.50	129	5.29			24						125	3.0				5.29		TERMINACION DE LA PRUEBA 03/12/2010 13:15:00	
8	4-Dec-2010								24														

Fuente. Autor – Global Oil Flow

Tanto el Nivel como la Sumergencia tienen una recuperación de alrededor de 400 ft, encontrando sus niveles máximos durante el periodo de prueba con 4644 ft y 857 ft respectivamente, presiones en el Casing entre 0.1 y 4 psi y presiones de descarga (Tubing) entre 72 y 125 psi, dichos niveles caen una vez el equipo termina el pre-test, manteniéndose en los datos registrados antes de la instalación del equipo.

Figura 31. Niveles y Sumergencia obtenidos durante la prueba. Llanito 124

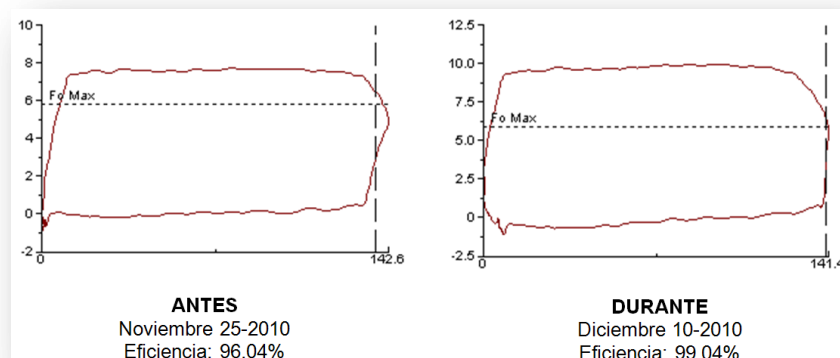


Fuente. Autor

A pesar de la leve interferencia por gas, golpe al final de la carrera descendente y a la fricción de sólidos en ambos recorridos, la eficiencia de la Bomba es considerablemente buena, manteniéndose tanto antes como en el transcurso del pre-test alrededor del 97%, eficiencia que se conserva una vez es desinstalado el equipo.

Al igual que en el llanito 109 en este pozo se realiza la misma prueba, se apaga el GASJACK® por aproximadamente unos 15 minutos sin obtener variación alguna en los dinagramas, debido básicamente a la buena eficiencia que presenta la bomba, razón por la cual la elección de este pozo es basada en las altas presiones registradas en casing.

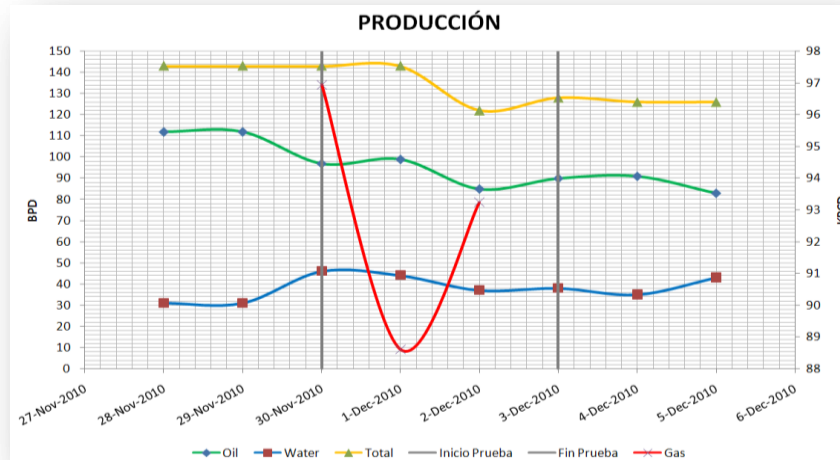
Figura 32. Dinagramas. Llanito 124



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A – Autor.

La producción promedio del pozo es de 131 BFPD con un BSW del 32%, producción que a lo largo del tiempo de prueba se mantiene con leves variaciones, esto debido a que a pesar del incremento de niveles y la buena eficiencia de la bomba, el obtener más barriles en superficie implicaría el aumento de recorrido o SPM de la Unidad de Bombeo, variables que no son tenidas en cuenta en el pre-test.

Figura 33. Producción de Aceite, Agua y Gas durante la prueba. Llanito 124



Fuente. Autor

LLANITO 121

Inicia el pre test el 4 de Diciembre, con CHP y THP de 250 y 150 psi respectivamente, 3843,12 ft de Nivel, 2573 ft de Sumergencia y una producción promedio de 82 BFPD con un BSW del 61%, sin embargo y transcurridas dos horas de la prueba se decide retirar el GasJack® del pozo, debido a que el gas producido es muy pobre (Bajo BTU) y el compresor presenta problemas para su funcionamiento bajo estas condiciones. Los resultados obtenidos son mostrados en la Tabla 16.

Tabla 16. Data Collection Llanito 121

DATE		Liquid					Gas					Pressure		Medición		VFD			Coments				
Day	dd/mm/yy	Oil bpd	Water bpd	BSW %	Total bpd	SPM	Nivel de Líquido	Sumergencia	Work Time hrs	Static Pres Psi	Difer. Pres. Water. Inch	Line Inch	Plate Inch	Rate MCFD	Tubing Psi	Casing Psi	Grat X	Medida X		Pump Off	SPM	Spare	
1	4-Dec-2010	38	59	61.02	97	5.26	3843.12	2573.0	24			2"	0.875		250	150.0				5.26			12/4/10 10:50 AM
										SE DECIDE RETIRAR EL SISTEMA GASJACK DEBIDO A QUE EL GAS PRODUCIDO ES MUY POBRE (MUY BAJO BTU) EL COMPRESOR PRESENTO PROBLEMAS DE COMBUSTION AL USAR ESTE TIPO DE GAS.													12/4/10 12:30 PM

Fuente. Autor – Global Oil Flow

Posterior a la desinstalación del equipo, el pozo es dejado a disposición de control de producción, para la inyección de un agente desensulfurante con el objetivo de reducir el corte de agua, razón por la cual este pozo es descartado para la prueba definitiva, permitiendo la evaluación por parte del área de Control de Producción a la técnica anteriormente mencionada.

LLANITO 91.

Con 138 psi de presión en Casing, 150 psi de Tubing, 5599.14 ft de Nivel y 580 ft de Sumergencia, el Llanito 91 inicia pruebas el 4 de Diciembre trabajando por 4 horas en diferentes intervalos, debido a la ausencia de gas en el anular, presentado inconvenientes en el equipo para trabajar (el equipo se apaga automáticamente).

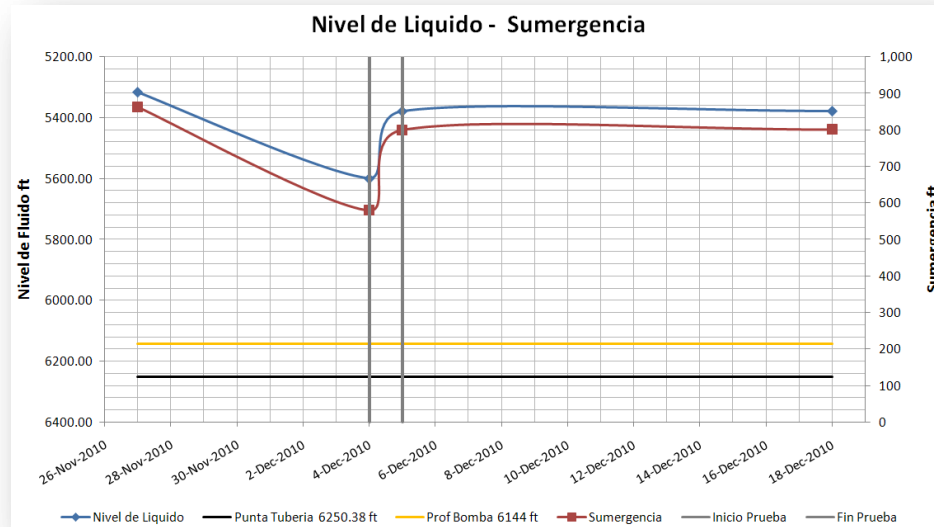
Tabla 17. Data Collection Llanito 91

DATE		Liquid						Gas					Pressure		Medición		VFD			Coments
dd/mm/yy	Oil bpd	Water bpd	Total bpd	SPM	Nivel de Líquido ft	Sumergencia ft	Work Time hrs	Static Pres. Psi	Difer. Pres. Water. Inch	Line Inch	Plate Inch	Rate MCFD	Tubing Psi	Casing Psi	Gral X	Medida X	Pump Off	SPM	Spare	
1	4-Dec-2010	39	34	73	4.852	5599.14	580	24	4.852	2"	0.875		125	9.5	X	X		4.852		12/4/10 1:45 PM
					4.852	5599.14	580				0		0.0	12/4/10 5:10 PM						
					4.852	5599.14	580				0.875			NO SE PRESENTA GAS EN EL ANULAR SE SUSPENDE LA COMPRESION						
2	5-Dec-2010	50	23	73	4.852	5377.73	801	24	4.852	2"	0.875		190	2.0	X	X		4.852		12/5/10 9:30 AM
					4.852	5377.73	801				150		0.9	12/5/10 10:50 AM						
					4.852	5377.73	801				168		2.0	12/5/10 2:00 PM						
3								LOS VALORES DE LA PRESION DIFERENCIAL Y ESTATICA REGISTRADAS POR LAS CARTAS SON DE 0 PSI, POR LO CUAL NO SE REGISTRO MEDIDA DE GAS											EL COMPRESOR HA TRABAJADO 5 HORAS EN DIFERENTES INTERVALOS PORQUE NO HAY SUFICIENTE GAS (BAJA PRESION DE SUCCION) SE DECIDE TRASLADAR EL GASIACK A OTRO POZO.	

Fuente. Autor – Global Oil Flow

La Figura 34 muestra que a pesar de haberse interrumpido la prueba y con tan solo 2 días de pre-test, se lograron incrementos tanto en el Nivel como en la Sumergencia de alrededor de 220 ft

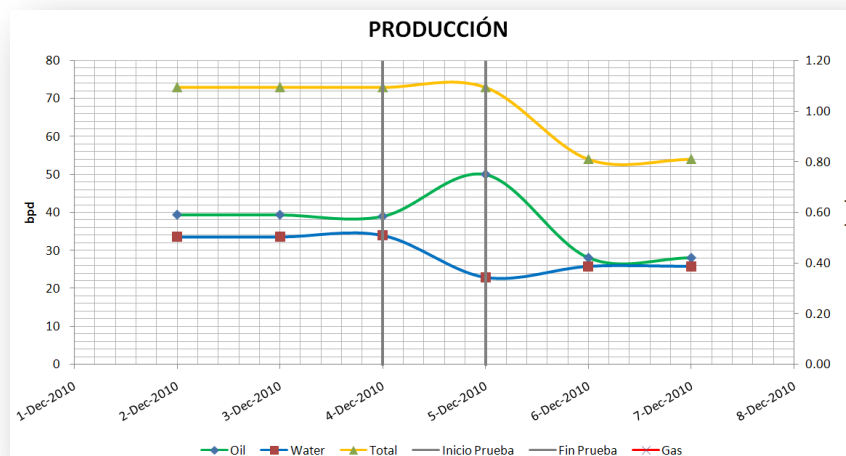
Figura 34. Niveles y Sumergencia obtenidos durante la prueba. Llanito 91



Fuente. Autor

La producción promedio del pozo es de 67 BFPD con BSW del 44%, producción que durante el funcionamiento del equipo estuvo por encima de dicho promedio, ubicándose en los 73 BFPD con un BSW del 32% el segundo día de prueba, lo que conlleva a un incremento en la producción de aceite. No se reportaron datos de Gas, debido a los inconvenientes presentados por la ausencia de este.

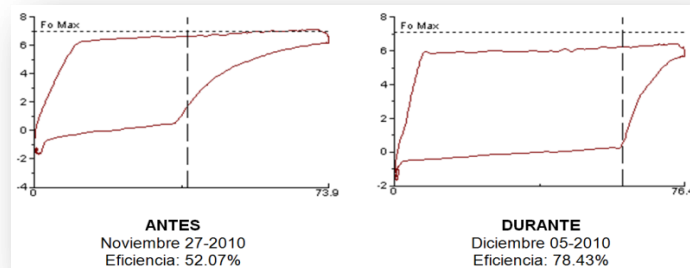
Figura 35. Producción de Aceite, Agua y Gas durante la prueba. Llanito 91



Fuente. Autor

La bomba opera con buen llenado, leve golpe de bomba al final del recorrido descendente y una eficiencia por encima del 78 por ciento, superior a la eficiencia reportada en el último dinagrama previo a la prueba.

Figura 36. Dinagramas. Llanito 91



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A – Autor.

LLANITO 128

Al igual que lo ocurrido en el Llanito 91 y por las condiciones de funcionamiento del equipo, el pre-test en este pozo tiene una duración de 1 día, iniciando el 4 de Diciembre con 125 y 9.5 psi de CHP y THP respectivamente, el sonolog registra 2617.17 ft de Nivel con una Sumergencia efectiva de 2291 ft.

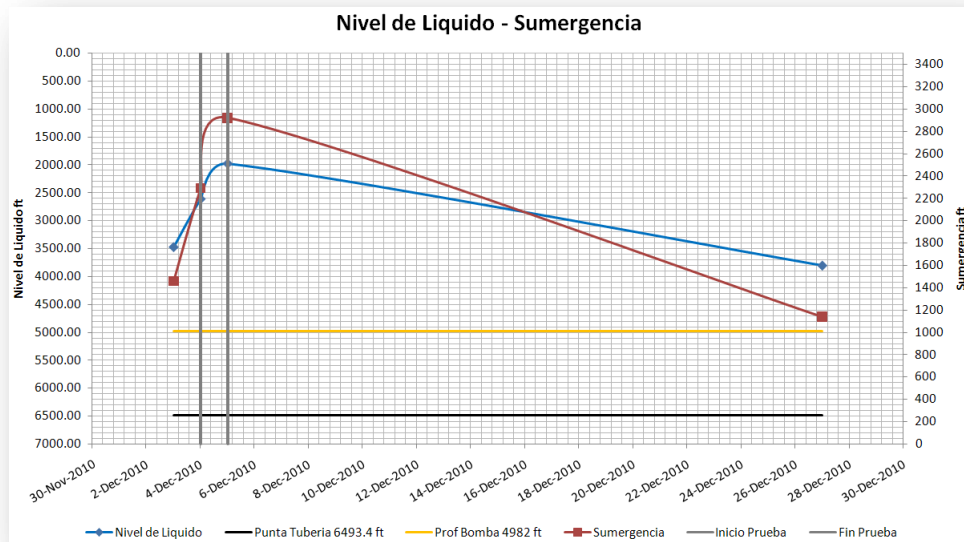
Tabla 18. Data Collection Llanito 128

DATE		Liquid					Gas					Pressure		Medición		VFD			Coments		
Day	dd/mm/yy	Oil bpd	Water bpd	Total bpd	SPM	Nivel de Líquido ft	Sumergencia ft	Work Time hrs	Static Pres Psi	Difer. Pres Water. Inch	Line Inch	Plate Inch	Rate MCFD	Tubing Psi	Casing Psi	Gral X	Medida X	Pump Off		SPM	Spare
1	4-Dec-2010	35	93	128	5.825	2617.2	2291	24			2"	0.875		125	0.1		X		5.825		12/4/10 10:00 PM
											2"	0.875		0	0.0				5.825	12/4/10 5:30 PM	
						2036.0	2872				2"	0.875							5.825	NO SE PRESENTA GAS EN EL ANULAR SE SUSPENDE LA COMPRESION	
2	5-Dec-2010	67	61	128	5.825	1985.71	2923	24			2"	0.875		146	1.1		X		5.825		12/5/10 10:20 AM
											2"	0.875		138	0.3				5.825	12/5/10 12:30 AM	
											2"	0.875		0	-3.7				5.825	12/5/10 2:30 PM	
		BOMBA CON BAJA EFICIENCIA POR ESCURRIMIENTO EN VALVULA VIAJERA					EL COMPRESOR HA TRABAJADO 4 HORAS EN DIFERENTES INTERVALOS PORQUE NO HAY SUFICIENTE GAS (BAJA PRESION DE SUCCION) SE DECIDE TRASLADAR EL GASIACK A OTRO POZO.														

Fuente. Autor – Global Oil Flow

La respuesta del pozo a la instalación del GasJack[®], es evidente, con una recuperación de 580 ft de Nivel y Sumergencia en tan solo 5 horas de haberse iniciado el pre-test, obteniendo una recuperación total de 630 ft al final de la prueba (Figura 37).

Figura 37. Niveles y Sumergencia obtenidos durante la prueba. Llanito 128

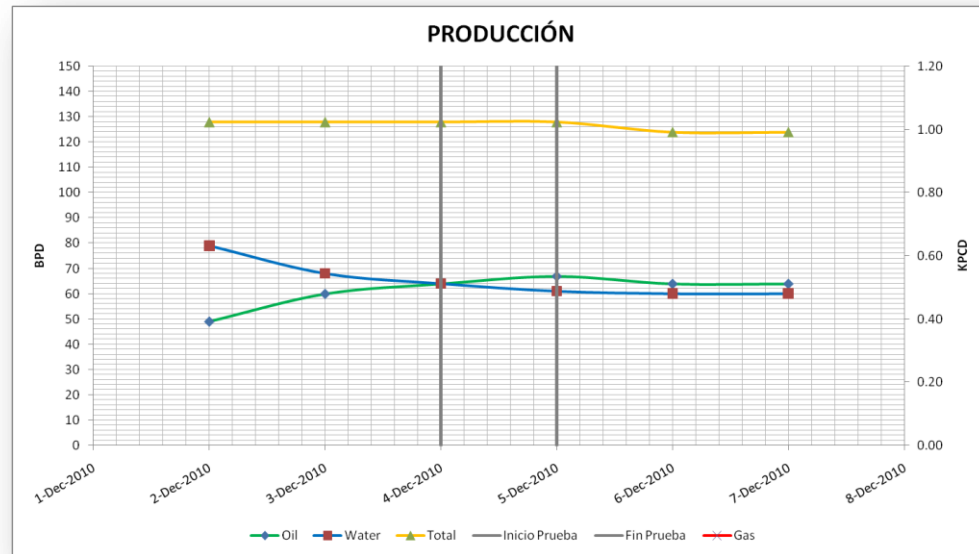


Fuente. Autor

La producción bruta promedio del pozo es de 126 BFPD con BSW del 48%, que se mantiene con leves cambios a pesar de los incrementos de Nivel y Sumergencia, debido a:

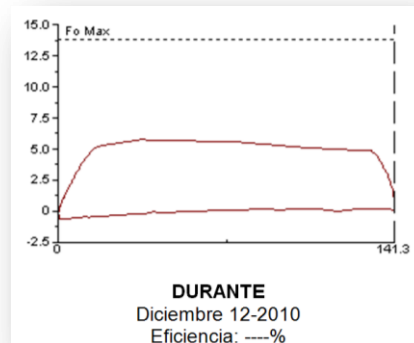
- La Unidad de Bombeo Mecánico permanece trabajando bajo las condiciones a las que se encontraba al inicio de la prueba.
- El dinagrama muestra que la bomba en el fondo presenta daño en la válvula viajera (Figura 39)

Figura 38. Producción de Aceite, Agua y Gas durante la prueba. Llanito 128



Fuente. Autor

Figura 39. Dinagramas. Llanito 128



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A – Autor.

LLANITO 122.

El equipo instalado en este pozo presenta problemas de funcionamiento, debido a la baja presencia de gas en el pozo (El equipo funciona por media hora, gas insuficiente), por lo que se decide suspender la prueba y movilizar el equipo.

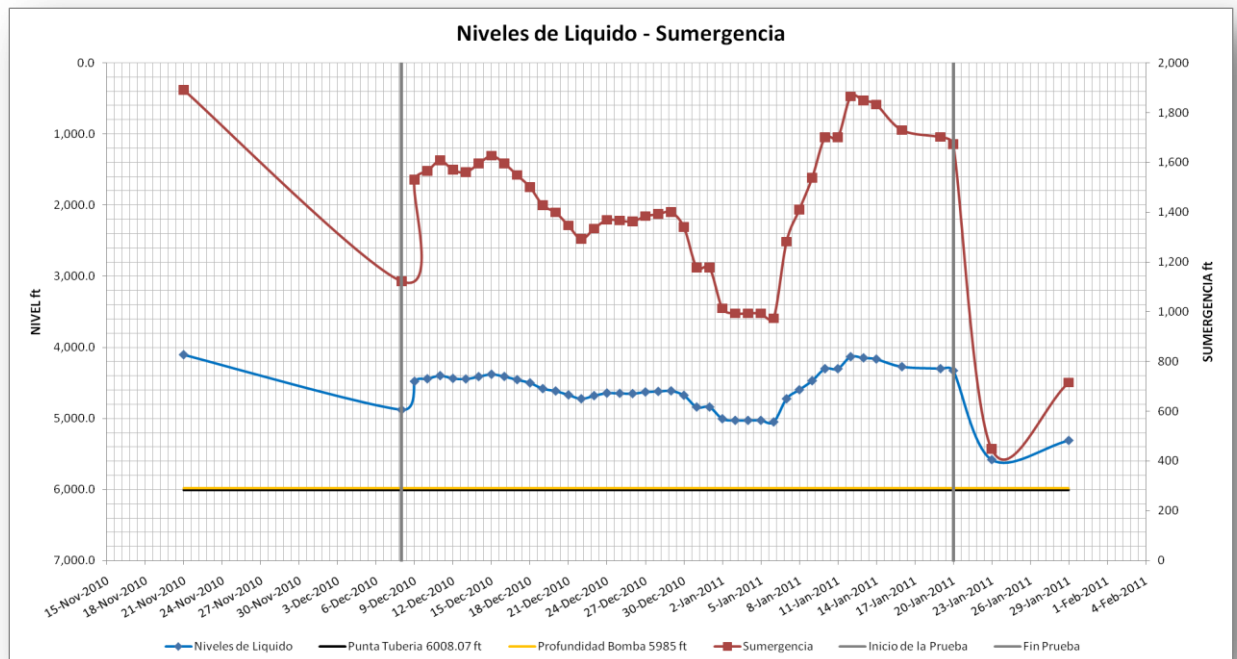
LLANITO 93.

La prueba preliminar inicia el día 8 de Diciembre en horas de la mañana, con la descarga del pozo, el cual se encontraba con 300 psi de contrapresión, sin embargo una vez culminado el pre-test se decide extender la prueba por un mes más, manteniendo los parámetros evaluados inicialmente.

En el momento de la instalación del equipo el pozo registraba niveles de líquido y Sumergencia de 4881.8 ft y 1122 ft respectivamente, logrando un incremento de alrededor de 750 ft durante el periodo del pre-test.

A su vez se registraron presiones THP y CHP de 320 y 300 psi respectivamente al inicio del pre-test. Durante la operación del compresor, la Casing Head Pressure se redujo considerablemente hasta llegar a una presión mínima de 25 psi, mientras la Tubing Head Pressure se mantuvo en el rango de las 300 psi.

Figura 40. Niveles y Sumergencia obtenidos durante la prueba. Llanito 93



Fuente. Autor

Tabla 19. Data Collection Llanito 93

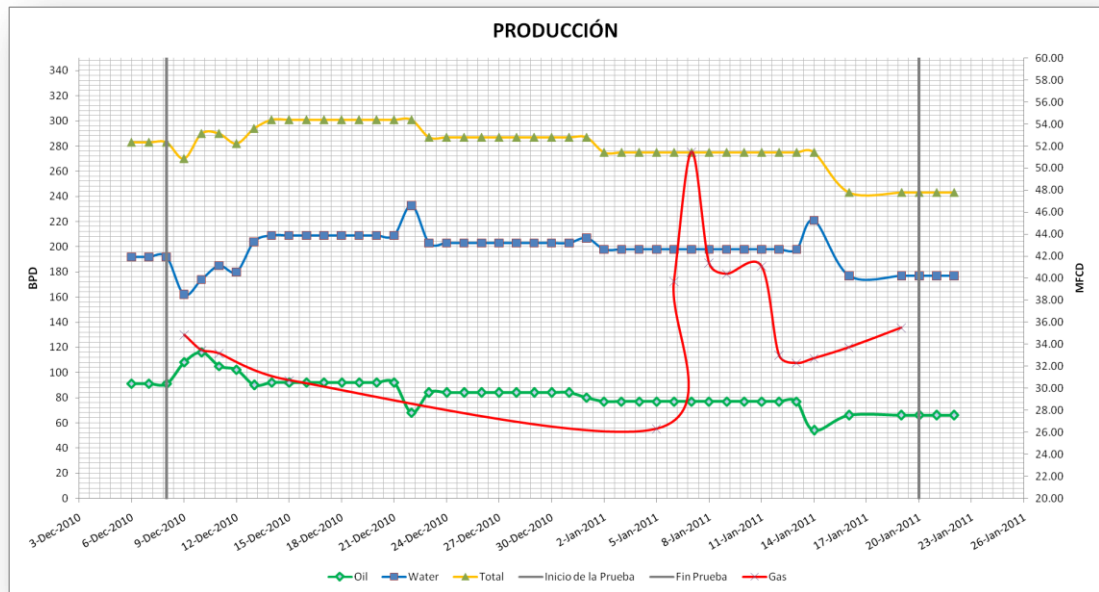
Dia	DATE	HOUR	Panel Murphy										Barton		Liquid					Gas				Well Pressure		Coments				
			Engine rpm	Suction psi	Discharge psi	Vacuum manifold InHg	Visc oil psi	Oil Pres psi	Temp Disch °F	Temp Eng °F	Battery VOC	Horo meter	Line In	Plate In	Oil bpd	Water bpd	BSW %	Total bpd	SPM	Nivel de liquido ft	Sumer gencia ft	Work Time hrs	Static Pres Psi	Difer. Pres Psi	Rate MCF		Tubing Psi	Casing Psi		
1	8-Dec-2010	10:10 AM	1760	10.0	286.0	-4.7	41.8	66.2	339	180	14.1	118.7	2"	0.875	91	192	67.98	283	5.114	4955.58	1038	24					320	300	Inicio del test, con descarga del anular porque se encontraba a 300 psi de contrapresión	
		11:45 AM	1730	12.3	372.0	-3.6	40.3	65.6	350	183	14.3	120.2	2"	0.875						4488.79	1524						350	150	Se ajustan parámetros para estas presiones	
		5:55 PM	1775	9.6	210.0	-4.2	40.6	65.8	326	180	14.1	121.1	2"	0.875						4808.00	1206						330	120	Se estabiliza el GasJack con los parámetros correctos	
2	9-Dec-2010	8:30 AM	1710	11.3	239.0	-3.5	39.2	64.8	340	182	14.2	135.7	2"	0.875	108	162	60.00	270	5.114	4488.79	1524	24	2.11	38.60	34.85			350	80	
		1:15 PM	1782	8.3	200.0	-3.9	43.0	65.5	337	185	14.1	140.4	2"	0.875						4477.01	1535							350	80	
3	10-Dec-2010	10:45 AM	1784	8.3	195.0	-4.7	43.5	65.6	328	182	14.4	161.9	2"	0.875	118	178	60.00	296	5.114	4447.65	1564	24	1.00	37.98	33.45			330	90	
		5:30 PM	1793	8.5	191.0	-4.8	43.8	65.5	326	180	14.4	168.7	2"	0.875						4445.20	1566							330	90	
4	11-Dec-2010	9:35 AM	1796	8.3	193.0	-5.0	43.6	65.7	327	181	14.4	184.8	2"	0.875	105	185	63.83	290	5.114	4397.18	1613	24	4.75	30.45	33.16			350	65	Se hace cambio de la platina de orificio para probar el medidor Barton - SPM 4.9
		4:15 PM	1775	9.8	150.0	-4.9	43.5	66.0	306	181	14.3	191.5	2"	0.500						4407.80	1602							350	65	
5	12-Dec-2010	11:30 AM	1769	10.6	162.0	-4.7	42.4	66.7	313	184	14.3	208.1	2"	0.500	102	180	63.83	282	4.972	4450.34	1561	24					350	80	Inicio del test por 30 días	
		2:00 PM	1745	10.5	160.0	-4.5	40.6	65.7	326	184	14.3	210.6	2"	0.500						4432.96	1578						330	70	Se retira medidor Barton para calibración	
6	13-Dec-2010	9:20 AM	1796	11.3	164.0	-4.9	42.3	66.2	305	177	14.4	229.9	2"	0.500	90	204	69.51	294	4.972	4420.28	1590	24					335	65		
		3:20 PM	1798	11.4	157.0	-4.7	41.8	65.8	318	183	14.4	235.9	2"	0.500						4478.49	1532						355	55		
7	14-Dec-2010	10:50 AM	1780	10.7	165.0	-4.3	41.2	65.7	312	179	14.3	255.4	2"	0.500	92	209	69.51	301	4.972	4416.24	1595	24					330	55	Se ajusta las RPM a 1950	
		11:20 AM	1940	9.3	154.0	-5.0	41.1	66.0	315	183	14.3	255.9	2"	0.500													320	50		
8	15-Dec-2010	3:50 PM	1960	9.2	159.0	-4.1	40.9	65.8	319	184	14.3	260.4	2"	0.500	92	209	69.51	301	4.972	4381.33	1628	24	1.30	31.63	30.73			330	55	Se ajusta presión de succión y vacío del manifold de compresión.
		12:05 PM	1951	10.7	169.0	-4.2	41.4	66.1	312	176	14.4	283.6	2"	0.500						4384.82	1625							330	55	Se instala medidor Barton calibrado, pero se recomienda cambiar la platina de orificio por un diámetro menor, 3/8" o 5/16"
9	16-Dec-2010	3:00 PM	1866	11.4	177.0	-3.3	40.6	65.6	321	184	14.4	283.6	2"	0.500	92	209	69.51	301	4.972	4405.65	1603	24					330	55	Se instala medidor Barton calibrado, pero se recomienda cambiar la platina de orificio por un diámetro menor, 3/8" o 5/16"	
		3:15 PM	1940	8.9	154.0	-4.7	41.1	65.9	316	181	14.4	283.8	2"	0.500						4423.32	1588						340	35	Se ajusta presión de succión y vacío del manifold de compresión	
10	17-Dec-2010	3:15 PM	1940	8.9	154.0	-4.7	41.1	65.9	316	181	14.4	283.8	2"	0.500	92	209	69.51	301	4.972	4405.65	1603	24					330	55	Se ajusta presión de succión y vacío del manifold de compresión	
		11:55 AM	1964	8.8	154.0	-5.3	41.8	66.0	309	179	14.4	304.5	2"	0.500													340	35		
11	18-Dec-2010	12:10 PM	1928	10.4	167.0	-4.4	41.4	65.8	314	178	14.5	304.8	2"	0.500	92	209	69.51	301	4.972	4423.32	1588	24					340	35		
		3:48 PM	1964	8.5	152.0	-5.0	41.1	65.8	314	181	14.4	308.4	2"	0.500													350	25		
12	19-Dec-2010	8:55 AM	2000	3.6	92.0	-8.9	42.1	66.8	280	178	14.4	325.5	2"	0.500	92	209	69.51	301	4.972	4459.35	1549	24					330	20	Se ajustan las RPM a 1800	
		9:30 AM	1855	4.1	83.0	-9.5	42.7	67.2	271	176	14.4	326.1	2"	0.500													350	40	Manómetro del casing presenta fallas	
13	20-Dec-2010	10:50 AM	1377	5.6	69.0	-10.2	42.4	66.8	247	175	14.4	327.4	2"	0.500	92	209	69.51	301	4.972	4459.35	1549	24					350	40	Manómetro del casing presenta fallas	
		5:15 PM	1075	18.6	179.0	-2.0	32.7	50.9	294	193	14.4	333.8	2"	0.500													330	50	Manómetro del casing presenta fallas	
14	21-Dec-2010	5:25 PM	1260	11.7	141.0	-4.4	41.8	63.3	291	183	14.4	334.0	2"	0.500	92	209	69.51	301	4.972	4462.87	1547	24					330	55	Manómetro del casing presenta fallas se ajustan las RPM a 1400	
		5:40 PM	1402	12.1	153.0	-4.1	43.2	65.1	297	182	14.4	334.3	2"	0.500						4462.87	1547						340	46	Presión del casing dada por el equipo Sonolog	
15	22-Dec-2010	11:05 AM	1412	10.5	140.0	-5.0	42.9	65.6	295	181	14.4	351.7	2"	0.500	92	209	69.51	301	4.972	4545.55	1466	24					340	75	Manómetro del casing presenta fallas	
		4:50 PM	1434	10.1	133.0	-5.3	43.0	65.3	294	182	14.3	357.5	2"	0.500													340	90	Manómetro del casing presenta fallas	
16	23-Dec-2010	10:20 AM	1411	11.1	138.0	-5.6	43.4	66.0	289	178	14.4	375.0	2"	0.500	92	209	69.51	301	4.972	4584.69	1428	24					340	90	Manómetro del casing presenta fallas	
		10:40 AM	1501	11.8	155.0	-4.6	44.1	66.0	297	179	14.3	375.3	2"	0.500													340	90	Se ajustan RPM a 1500	
17	24-Dec-2010	5:20 PM	1509	11.5	154.0	-4.6	43.9	65.4	303	182	14.5	381.9	2"	0.500	92	209	69.51	301	4.972	4617.90	1399	24					350	100	Manómetro del casing presenta fallas	
		9:25 AM	1516	11.1	150.0	-5.0	44.3	66.2	295	177	14.4	398.1	2"	0.500													330	110	Manómetro del casing presenta fallas	
18	25-Dec-2010	5:15 PM	1524	11.3	149.0	-5.6	42.7	66.7	275	174	14.3	405.9	2"	0.500	92	209	69.51	301	4.972	4617.90	1399	24					360	110	Manómetro del casing presenta fallas	
		7:55 AM	1517	12.1	154.0	-5.2	41.9	66.2	292	176	14.3	420.6	2"	0.500													355	120	Manómetro del casing presenta fallas	
19	26-Dec-2010	11:00 AM	1584	12.3	162.0	-4.7	41.1	65.8	304	179	14.3	423.5	2"	0.500	92	209	69.51	301	4.972	4672.79	1346	24					340	130	Manómetro del casing presenta fallas se ajustan las RPM a 1600	
		5:15 PM	1620	10.3	143.0	-5.7	41.8	66.2	298	178	14.4	429.9	2"	0.500													350	130	Manómetro del casing presenta fallas	
20	27-Dec-2010	10:30 AM	1664	7.2	109.0	-7.6	41.6	66.2	294	179	14.4	447.1	2"	0.500	68	233	77.37	301	4.972	4727.67	1292	24					360	160	El sonolog reporta presión en el casing de 135 psi	
		11:30 AM	1915	10.5	160.0	-4.2	40.7	65.8	320	180	14.3	448.1	2"	0.500													350	140	Manómetro del casing presenta fallas se ajustan las RPM a 1900 para evacuar el gas del anular	
21	28-Dec-2010	4:33 PM	1927	9.5	153.0	-4.7	42.4	65.1	323	187	14.4	453.1	2"	0.500	84	203	70.88	287	4.972	4684.60	1334	24					380	155	Manómetro del casing presenta fallas	
		7:15 AM	1953	9.9	156.0	-5.6	43.5	65.8	312	178	14.4	467.8	2"	0.500													390	117	Manómetro del casing presenta fallas. Presión del casing reportada por Sonolog	
22	29-Dec-2010	4:35 PM	1930	9.4	153.0	-4.4	42.6	65.6	328	181	14.3	477.2	2"	0.500	84	203	70.88	287	4.972	4684.60	1334	24					350	105	Se realizó cambio del manómetro	
		10:10 AM	1932	9.5	155.0	-4.7	43.0	66.0	311	179	14.3	494.8	2"	0.500													370	90	Se ajusta succión a 5 psi y 1900 RPM	
23	30-Dec-2010	11:00 AM	1920	5.5	108.0	-7.9	43.8	66.9	286	176	14.4	495.6	2"	0.500	84	203	70.88	287	4.972	4647.85	1369	24					360	90		
		3:56 PM	1923	5.1	110.0	-7.3	43.1	66.5	298	180	14.3	500.5	2"	0.500													340	90		
24	31-Dec-2010	11:00 AM	1927	5.6	111.0	-7.5	43.0	66.2	298	183	14.3	519.6	2"	0.500	84	203	70.88	287	4.972	4651.21	1366	24					340	100	Se ajusta vacío del manifold a -5,0	
		5:30 PM	1861	9.9	154.0	-5.0	42.5	65.2	320	186	14.3	526.1	2"	0.500													355	100		
25	1-Jan-2011	9:30 AM	1877	10.0	160.0	-4.2	42.6	65.9	315	179	14.4	542.1	2"	0.500	84	203	70.88	287	4.972	4654.57	1363	24					340	106	Se ajusta la presión de succión a 5 psi	
		10:25 AM	1920	4.7	106.0	-7.3	43.0	66.7	294	179	14.4																			

A lo largo de la prueba personal de Global Oil Flow realiza el ajuste de parámetros para el óptimo funcionamiento del equipo, tales como:

- Presión de succión.
- Presión de vacío del manifold de compresión.
- RPM. (Revoluciones Por Minuto)
- Calibración del medidor Barton. (Cambio de Platina Orificio de ½”)

Tras 34 días de prueba y con una producción promedio de 287 BFPD y 70% de BSW, la aplicación del GasJack[®] evidencia leves cambios en la producción con respecto a la reportada al inicio de la prueba de 283 BFPD manteniéndose dentro del promedio, con un pico máximo de 301 BFPD, el cual coincide con una recuperación en la Sumergencia y Niveles de Líquido además de la mejora en la eficiencia del llenado de la Bomba.

Figura 41. Producción de Aceite, Agua y Gas durante la prueba. Llanito 93



Fuente. Autor

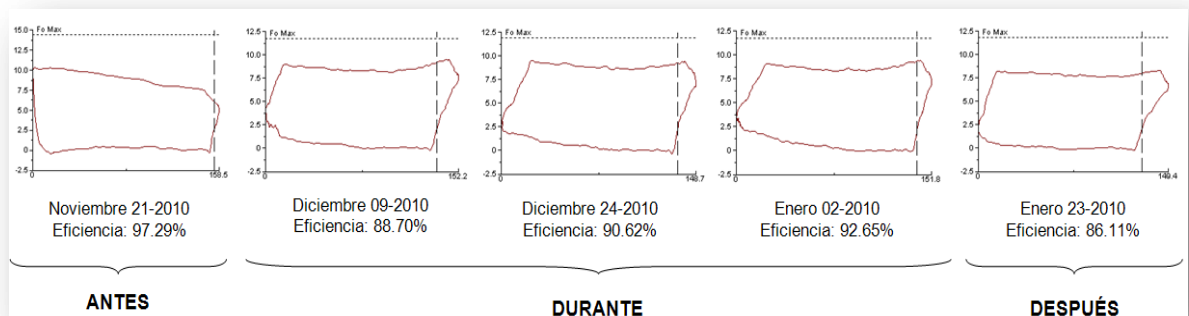
La producción de gas estuvo en el rango de los 26.31 y 51.46 MCFD.

La unidad de Bombeo Mecánico continuó operando sin ninguna modificación en sus variables iniciales, razón por la cual, los barriles extraídos no marcan gran diferencia con respecto al incremento en el Nivel y Sumergencia del pozo, reflejándose tan solo en la eficiencia de la bomba.

Los dinagramas tal como se puede ver en la Figura 42, muestran que antes de iniciarse la prueba preliminar, la bomba presentaba una leve interferencia por gas y fricción por presencia de sólidos en el sistema, esta interferencia se mantiene durante el transcurso de la misma con eficiencias en el llenado de la bomba que oscilan entre el 87% y 92%.

El pozo es sometido periódicamente a continuas descargas, con el fin de aliviar la presión en casing y reducir la cantidad de gas en el anular, mejorando de esta manera la operación temporalmente, obteniendo un aumento en la eficiencia cercana al 6 por ciento en algunos casos.

Figura 42. Dinagramas. Llanito 93



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A – Autor

LLANITO 130

El compresor es trasladado del Llanito 122 al 130, dando inicio al pre-test, sin embargo el equipo presenta problemas por gas insuficiente en el anular, por lo que

se decide trasladarlo a un siguiente pozo, en donde se realizan modificaciones tanto en la presión de succión del equipo como en las rpm, y una vez terminada la prueba preliminar en el Llanito 103, el GASJACK® regresa de nuevo al 130 para llevar a cabo el pre-test con las modificaciones realizadas en el compresor.

Tabla 20. Data Collection Llanito 130

Dia	DATE	HOOR	Panel Murphy											Barton		Liquid					Gas			Well Pressure		Coments		
			Engine	Suction	Disch arge	Vaccum manifold	Visc oil	Oil Pres	Temp Disch	Temp Eng	Batery	Horo meter	Line	Plate	Oil	Water	BSW	Total	SPM	Nivel de liquido	Sumergenci	Work Time	Static Pres	Difer. Pres	Rate		Tubing	Casing
	dd/mm/yyyy	hh:mm	rpm	psi	psi	Inch hg.	psi	Psi	°F	°F	VOC	Hours	Inch	Inch	bpd	bpd	%	bpd		ft	ft	hrs	Psi	Psi	KPCD	Psi	Psi	
1	13-Dec-2010	1:50 PM	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0.0	194.3	2"	0.875	93	23	20.0	116	4.592	4,855.6	796	24	6.95	13.53	71.10	110	110	Inicio del test, con ajuste A 1300 RPM para compensar la recuperación de gas en el pozo
		2:55 PM	1330	17.0	66.0	-8.8	41.2	68.6	230	178	14.3	195.5	2"	0.875												60	10	
2	14-Dec-2010	11:35 AM	1355	14.6	69.0	-9.0	41.1	68.3	249	183	14.3	216.1	2"	0.875												60	30	Se ajustan las RPM a 1400
		11:45 AM	1422	14.6	75.0	-8.5	41.1	68.3	256	183	14.3	216.3	2"	0.875	93	23	20.0	116	4.592	4,710.35	940	24	7.49	13.91	72.98	65	30	
		4:20 PM	1441	14.0	69.0	-9.3	41.1	68.6	254	184	14.4	220.9	2"	0.875												60	45	Se ajustan las RPM a 1550
		4:40 PM	1563	13.4	69.0	-9.2	41.2	68.8	256	182	14.4	221.2	2"	0.875												60	40	
3	15-Dec-2010	12:30 PM	1563	13.6	73.0	-9.0	41.2	68.7	255	181	14.1	241.1	2"	0.875						4,469.6	1,180	24	8.17	14.15	74.73	65	52	Se ajustan las RPM a 1700
		12:50 PM	1705	14.0	77.0	-8.7	41.2	68.6	259	182	14.3	241.4	2"	0.875	93	23	20.0	116	4.592							70	50	
		3:55 PM	1713	12.7	73.0	-9.2	41.1	68.7	264	182	14.4	244.5	2"	0.875						4,660.6	989					65	58	
4	16-Dec-2010	12:50 PM	1705	14.0	77.0	-8.7	41.2	68.6	259	182	14.3	241.4	2"	0.875						2,192	3,421					70	0	
		3:55 PM	1713	12.7	73.0	-9.2	41.1	68.7	264	182	14.4	244.5	2"	0.875	86	30	26.0	116	4.592				8.76	12.93	72.33	65	0	
		12:35 PM	1719	12.7	71.0	-9.5	41.2	68.7	259	182	14.3	265.2	2"	0.875												62	0	
		4:10 PM	1719	12.3	67.0	-9.6	41.1	68.6	261	182	14.4	268.8	2"	0.875							4,502	1,147					60	0

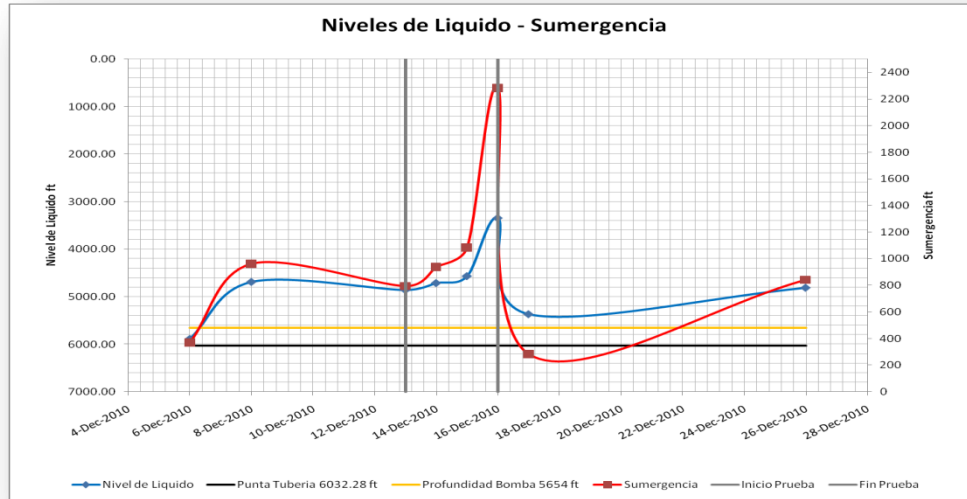
Fuente. Autor – Global Oil Flow

Durante el transcurso de la prueba, personal encargado del equipo realiza ajustes a las rpm de este, con el fin de mejorar la succión y descarga del compresor de acuerdo a las condiciones del pozo.

Con 70 psi en Tubing y 71.3 psi en Casing, 4855.6 ft de Nivel y una Sumergencia efectiva de 796 ft, se da inicio a la prueba el 13 de Diciembre, tanto el Nivel como la Sumergencia tienen un aumento considerable de alrededor de 1500 ft durante el periodo de operación del compresor que constó de 4 días, logrando su pico máximo el 16 de Diciembre. Posterior a la prueba estos caen hasta estabilizarse en 4809 ft y 843 ft respectivamente.

El gas producido fue de 72.79 MCFD en el transcurso de la prueba. Orificio de 7/8” para el medidor Barton.

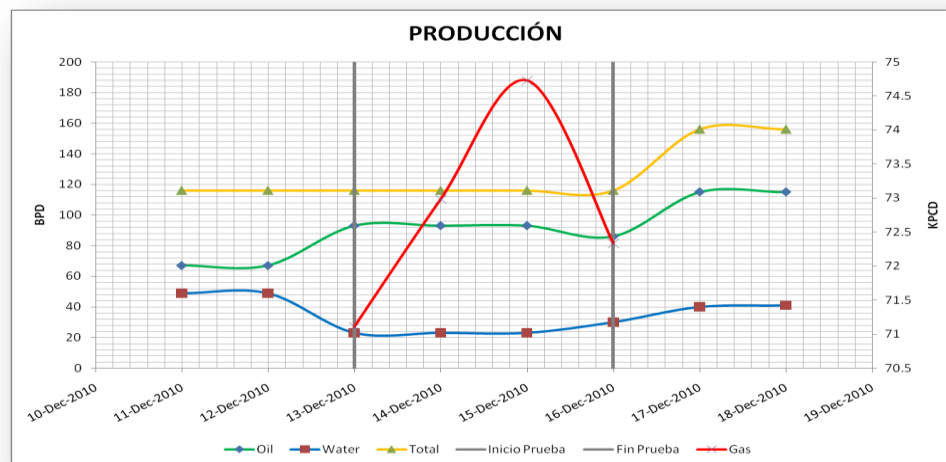
Figura 43. Niveles y Sumergencia obtenidos durante la prueba. Llanito 130



Fuente. Autor

La producción reportada antes de iniciar la prueba es de 116 BFPD con un BSW del 42%, la producción se mantiene constante en el tiempo en que dura la evaluación , con una variación en el BSW del 20%, posterior al pre-test tanto la producción como el BSW se incrementan hasta los 156 BFPD y 26% respectivamente.

Figura 44. Producción de Aceite, Agua y Gas durante la prueba. Llanito 130

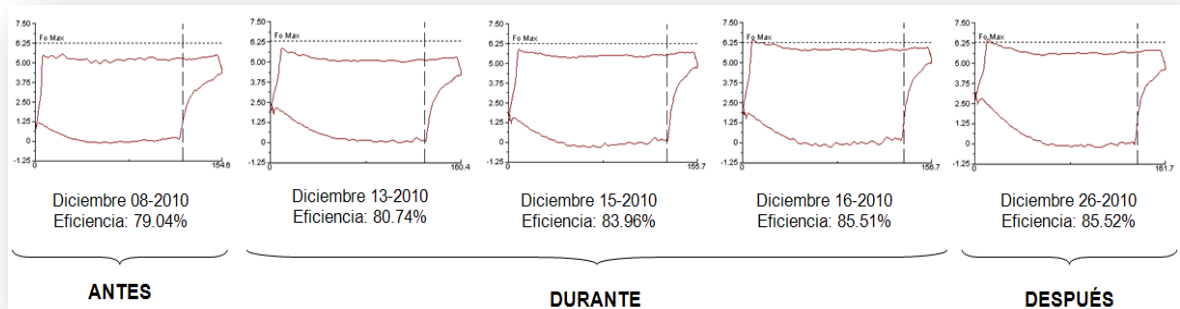


Fuente. Autor

Las cartas dinamométricas reportadas (Figura 45), muestran que la bomba opera con una leve interferencia por gas y fricción por presencia de sólidos en el sistema, dicha interferencia mejora con la intervención del compresor, pasando de tener una eficiencia en el llenado de la bomba del 79.04% antes de la instalación del equipo a 85.79% durante el desarrollo de la prueba preliminar, una vez culminado el pre-test la bomba mantiene la eficiencia de llenado registrada durante el mismo.

Terminada la prueba se verificó que las lecturas de CHP son erradas, ya que por falta de apertura del drenaje al momento de hacer el cambio de la medición del Tubing al Casing, después de hacerlo se registro que la presión actual es 0 psi.

Figura 45. Dinagramas. Llanito 93



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A – Autor

LLANITO 103

La prueba preliminar para el Llanito 103 inician el 9 de Diciembre del 2010 con el ajuste de parámetros en el GasJack®, para compensar la recuperación de gas en el pozo. Registrando presiones de 100 psi tanto en casing como en tubing y con 5989.80 ft y 864 ft de Nivel y Sumergencia respectivamente.

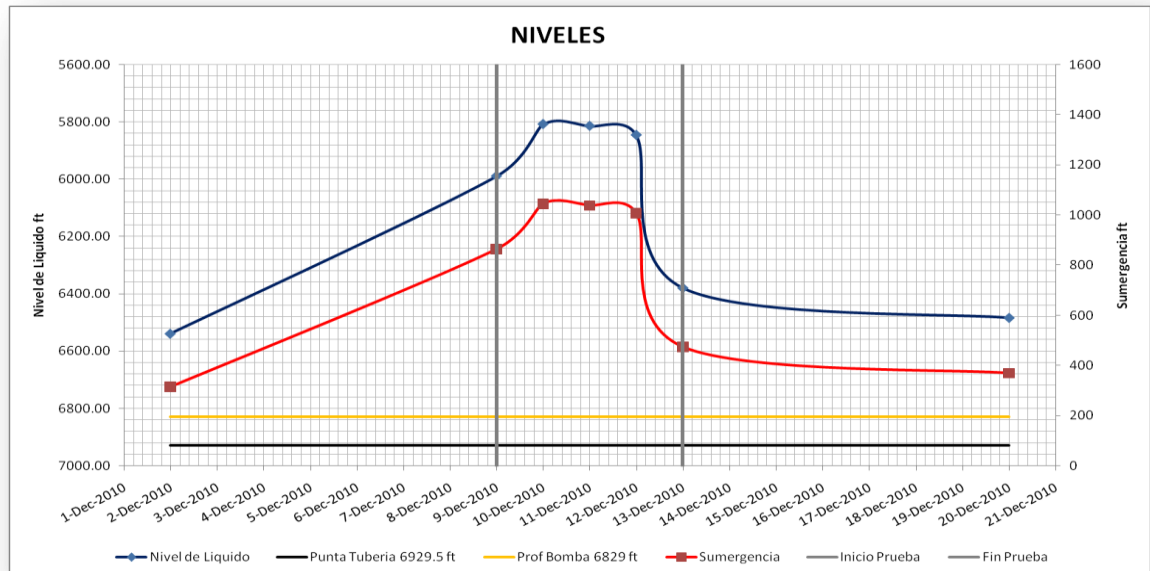
Tabla 21. Data Collection Llanito 103

Día	DATE	HOUR	Panel Murphy													Barton					Liquid					Gas			Well Pressure		Coments
			Engine	Suction	Discharge	Vaccum manifold	Visc oil	Oil Pres	Temp Disch	Temp Eng	Battery	Horometer	Line	Plate	Oil	Water	BSW	Total	SPM	Nivel de liquido	Sumergencia	Work Time	Static Pres	Difer. Pres	Rate	Tubing	Casing				
dd/mm/yyyy	hh:mm	rpm	psi	psi	Water-Inch	psi	Psi	°F	°F	VOC	Hours	Inch	Inch	bpd	bpd	bpd	bpd	ft	ft	hrs	Psi	Psi	KPCD	Psi	Psi						
1	9-Dec-2010	11:15 AM	1670	20.7	128.0	-4.5	41.2	72.3	271	178	14.2	101.0	2"	0.875	47	46.5	50	93	4.905	6558.42	296	24	3.69	11.08	59.28	100	100	Inicio del test, con ajuste de RPM para compensar la recuperación de gas en el pozo			
		12:20 PM	1107	14.2	87.0	-7.6	42.4	62.6	257	184	14.2	101.9	2"	0.875						5989.80	864										
2	10-Dec-2010	9:30 AM	1120	13.0	70.0	-9.3	45.5	67.1	240	177	14.3	123.5	2"	0.875						6011.24	843	24	2.46	11.88	59.61	75	12	Se ajustan parámetros para estas presiones Se ajustan RPM y se estabiliza el GasJack con los parámetros correctos			
		10:10 AM	1412	11.2	70.0	-9.7	42.6	68.6	257	180	14.3	123.7	2"	0.875	47	46.2	50	93	4.905												
		12:15 PM	1263	12.3	67.0	-9.6	42.1	67.7	250	181	14.3	125.7	2"	0.875						5808.34	1046										
		5:50 PM	1268	12.0	71.0	-9.6	42.6	68.4	241	176	14.4	131.3	2"	0.875																	
3	11-Dec-2010	10:20 AM	1260	12.6	63.0	-9.7	42.3	68.0	244	179	14.4	147.9	2"	0.875	33	33	50	65	4.905	5791.15	1063	24	3.10	11.46	59.34	70	12				
		5:50 PM	1246	13.6	64.0	-9.3	42.3	67.7	239	180	14.4	155.3	2"	0.875						5814.68	1039										
4	12-Dec-2010	10:50 AM	1254	13.5	69.0	-9.5	41.7	67.3	248	180	14.4	173.3	2"	0.875	43	42	49	85	4.905	5797.83	1056	24	3.22	11.79	60.40	75	10				
																				5846.29	1008										
5	13-Dec-2010	9:00 AM	1243	14.4	71.0	-9.1	42.4	67.9	236	177	14.4	194.4	2"	0.875	42	41	49	83	4.905	5413.41	441	24	-	-	-	75	12	Se finaliza el test y se traslada al pozo Llanito 130			
																				6380.39	474										

Fuente. Autor – Global Oil Flow

Los Niveles de líquido y sumergencia aumentaron alrededor de 200 ft con respecto a los datos iniciales de la prueba, pasando de 5989.80 ft a 5808.34 ft de Nivel de líquido y de 864 ft a 1046 ft de sumergencia durante el primer día de prueba.

Figura 46. Niveles y Sumergencia obtenidos durante la prueba. Llanito 103

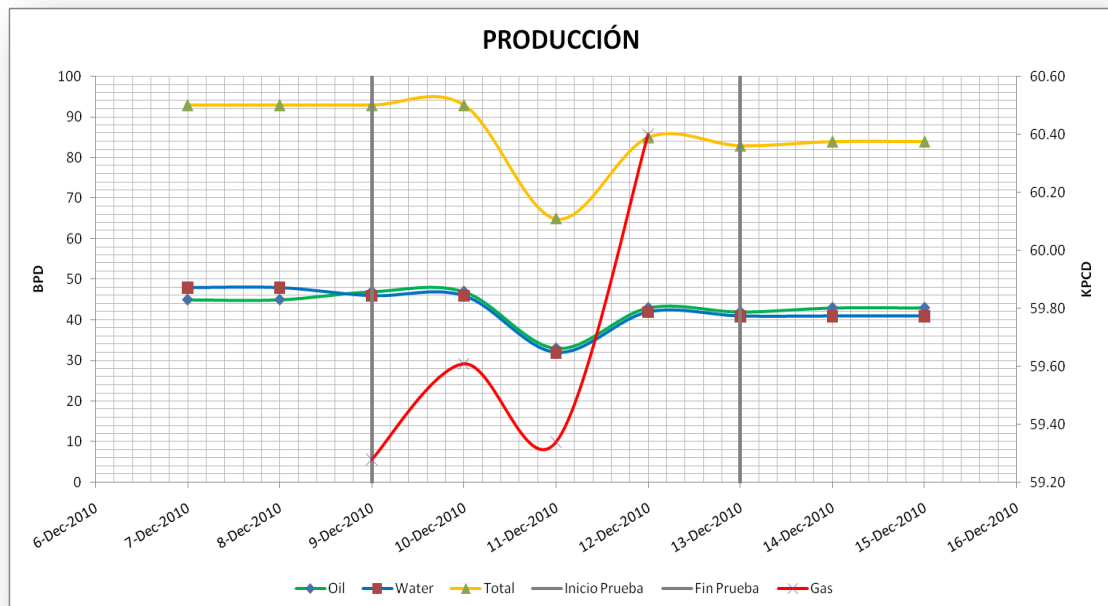


Fuente. Autor

El pozo inicia la prueba aportando 93 BFPD, aporte que se venía registrando previamente a la instalación del compresor, con un BSW del 50%. Una vez iniciado el pre-test se registra una producción promedio de 83 BFPD con un corte de agua del 49.04 por ciento, para posteriormente y finalizada la prueba mantenerse en 84 BFPD y un BSW del 48 %.

La producción de gas fue de alrededor de los 60 mil pies cúbicos de gas por día.

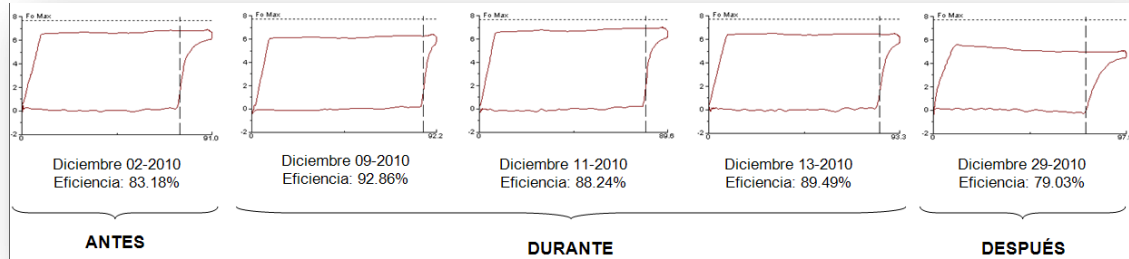
Figura 47. Producción de Aceite, Agua y Gas durante la prueba. Llanito 103



Fuente. Autor

La bomba presenta leve interferencia por gas, tal como lo muestran los dinagramas de la Figura 31, lo que se evidencia una leve mejoría en la eficiencia de la bomba al pasar de un 83.18% antes de instalar el GasJack[®], a un 88.24% durante el funcionamiento del compresor.

Figura 48. Dinagramas. Llanito 103



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A - Autor

LLANITO 36

Culminada la prueba por segunda ocasión en el Llanito 130 el compresor es trasladado al Llanito 36, iniciando pruebas el 17 de Diciembre con una producción de 163 BFPD, 37.04 % BSW y con un reporte el 8 de Diciembre de 3846.50 ft de Nivel de Líquido, 1580 ft de sumergencia, 210 psi en Tubing y 26,7 psi en Casing.

Se realizan ajustes en las RPM del equipo para compensar la recuperación de gas en el pozo. El casing no presenta manómetro, la CHP es tomada por sonolog.

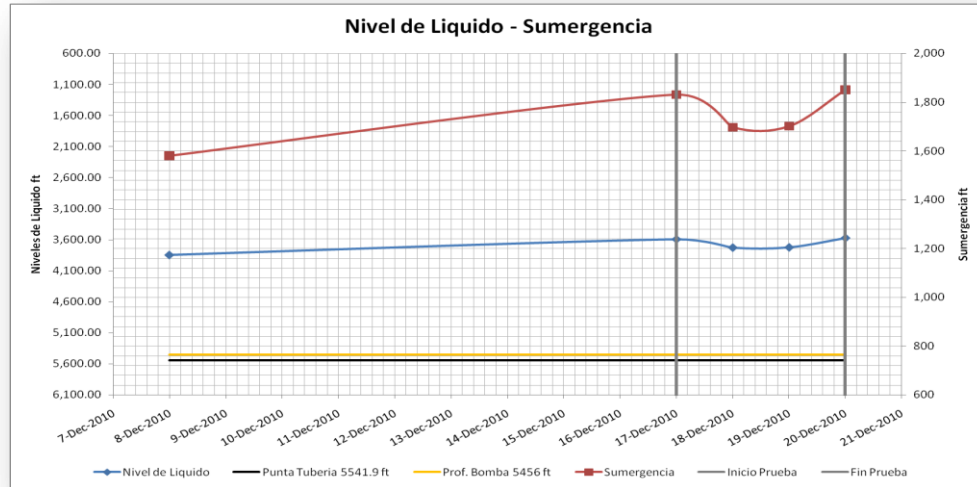
Tabla 22. Data Collection Llanito 36

DATE	HOUR	Panel Murphy										Barton		Liquid					Gas			Well Pressure		Coments			
		Engine rpm	Suction psi	Discharge psi	Vacuum manifold inch hg.	Visc oil psi	Oil Pres	Temp Disch °F	Temp Eng °F	Battery VOC	Horometer Hours	Line Inch	Plate Inch	Oil bpd	Water bpd	BSW	Total bpd	SPM	Nivel de liquido ft	Sumergencia ft	Work Time hrs	Static Pres Psi	Difer. Pres Psi		Rate MCFD	Tubing Psi	Casing Psi
17-Dec-2010	9:15 AM	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0.0	284.0	2"	0.875	103	60	37.04	163	5,455	3,596.57	1,830	24	1.43	22.83	26.13	180	27	Inicio del test, con ajuste A 1250 RPM para compensar la recuperación de gas en el pozo	
	9:45 AM	1235	17.8	135.0	-4.3	41.2	68.0	291	184	14.3	284.2	2"	0.875	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	No hay manómetro en el casing
	5:10 PM	1256	16.8	127.0	-4.9	41.2	64.8	293	188	14.4	291.0	2"	0.875	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	No hay manómetro en el casing
18-Dec-2010	10:55 AM	1280	15.1	109.0	-6.1	42.6	67.0	286	182	14.2	308.8	2"	0.875	76	87	53.33	163	5,455	3,729.50	1,697	24	3.71	19.63	25.83	220	14	Presión Casing tomada con el Sonolog
	4:45 PM	1301	14.4	95.0	-6.9	42.6	66.8	279	186	14.2	314.6	2"	0.875	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	No hay manómetro en el casing
19-Dec-2010	7:15 AM	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0.0	329.3	2"	0.875	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	Se apaga el compresor por bajas RPM (Engine Underspeed)
	10:15 AM	1362	16.2	131.0	-5.0	43.0	69.4	291	180	14.3	329.8	2"	0.875	84	78	48.03	162	5,455	3,725.13	1,701	24	2.71	26.32	29.16	260	---	Se inicia el compresor despues de verificar los RPM
	5:15 PM	1356	16.6	131.0	-4.7	40.7	66.5	300	184	14.3	336.8	2"	0.875	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	No hay manómetro en el casing
20-Dec-2010	9:20 AM	1369	16.1	130.0	-5.3	41.1	67.2	293	183	14.4	352.9	2"	0.875	80	74	48.03	154	5,455	3,575.63	1,850	24	12.45	27.01	36.77	260	---	No hay manómetro en el casing

Fuente. Autor – Global Oil Flow

Los Niveles de Líquido y Sumergencia presentan una recuperación de aproximadamente 150 ft, tras una caída de 133 ft el primer día de pre-test, tal como se muestra en la Figura 49.

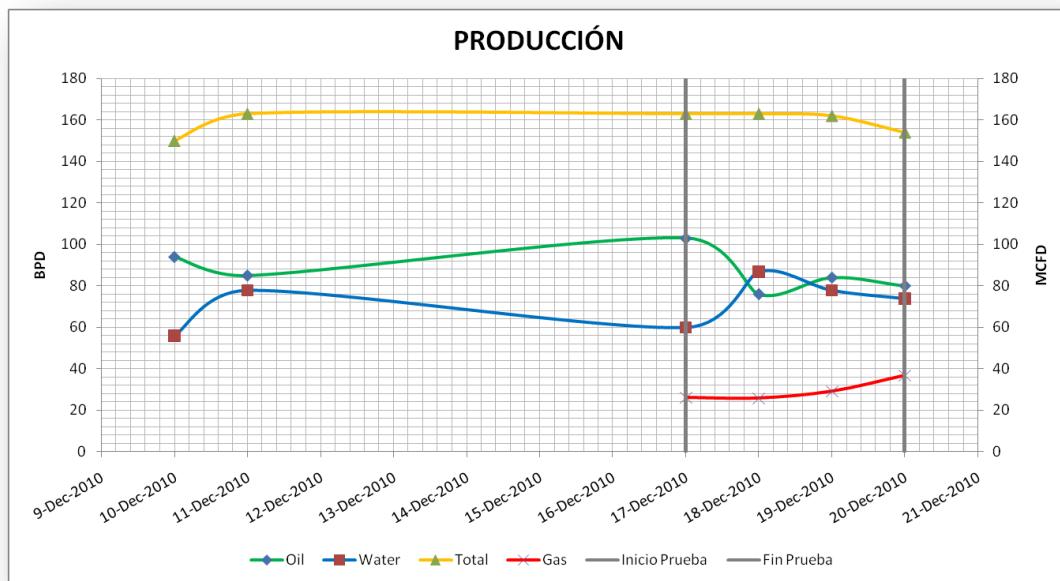
Figura 49. Niveles y Sumergencia obtenidos durante la prueba. Llanito 36



Fuente. Autor

Durante el periodo de prueba la producción promedio del pozo fue de 160 BFPD con un BSW variando desde el 37% el primer día de la prueba hasta un 48% reportado el último día de funcionamiento del equipo, obteniendo una disminución considerable en la producción de aceite.

Figura 50. Producción de Aceite, Agua y Gas durante la prueba. Llanito 36

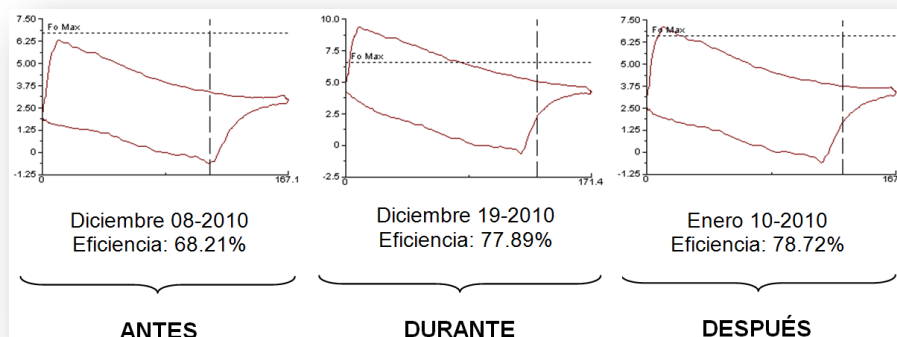


Fuente. Autor

La producción de gas tuvo un incremento de 10.94 MCFD, produciendo al final de la prueba 36.77 mil pies cúbicos de gas por día.

El 8 de Diciembre la bomba presentaba leve interferencia por gas, con una eficiencia del 68.21%, sin embargo con la instalación del GasJack[®] se obtiene una leve mejoría en dicha interferencia, aumentando la eficiencia de la bomba alrededor de un 10%. (Véase Figura 50, eficiencia durante la prueba 77.89%.)

Figura 50. Dinagramas. Llanito 36



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A – Autor

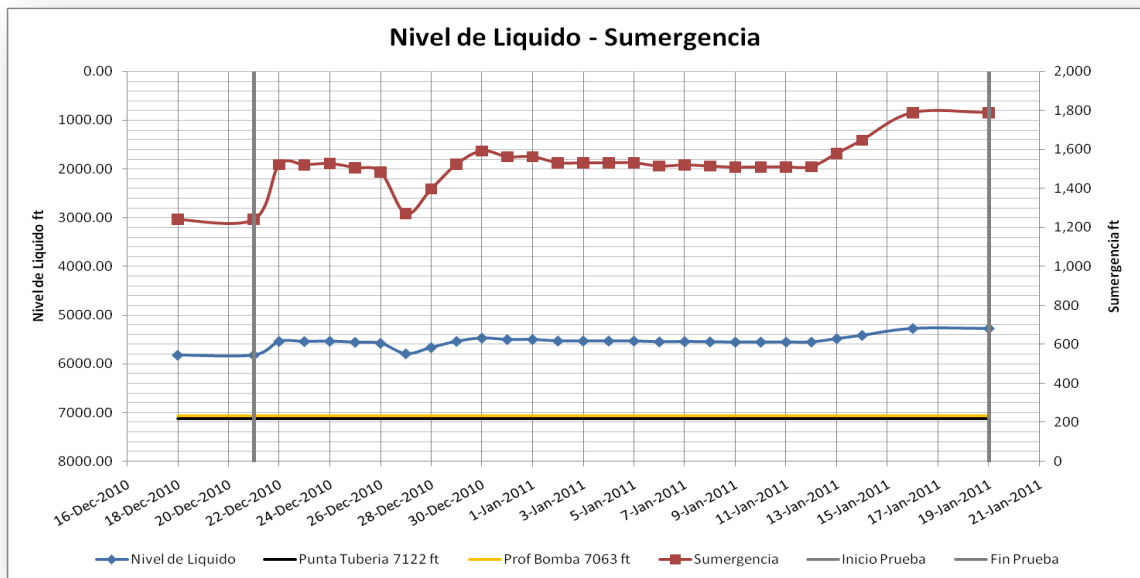
LLANITO 114

Una vez finalizado el pre-test en el Llanito 103, el equipo es trasladado al 114 para dar inicio a la evaluación y posteriormente a la prueba definitiva. Se inicia la prueba preliminar el 21 de Diciembre del 2010 con una producción promedio de 100 BFPD y corte de agua del 0.05%, 80 psi en Tubing, 78 psi en Casing, 5820.16 ft de Nivel de Líquido y 1242 ft de Sumergencia.

Al igual que lo realizado con el Llanito 93, una vez culmina el pre-test se continua con la prueba por un periodo de un mes, continuando con la evaluación de los parámetros hasta ahora tenidos en cuenta, iniciando esta el 25 de Diciembre del 2010 y finalizando el 19 de Enero del 2011.

Durante el periodo de duración de la prueba preliminar la producción se mantuvo constante, al igual que el BSW, los Niveles de Líquido y sumergencia mejoraron en un valor cercano a los 300 ft, sin embargo el ultimo día de prueba del pozo se registró un aumento de casi 550 ft de fluido con respecto a los datos encontrados al inicio de la prueba, reportando 5272.62 ft y 1789 ft respectivamente al final de la prueba. (Figura 51)

Figura 51. Niveles y Sumergencia obtenidos durante la prueba. Llanito 114

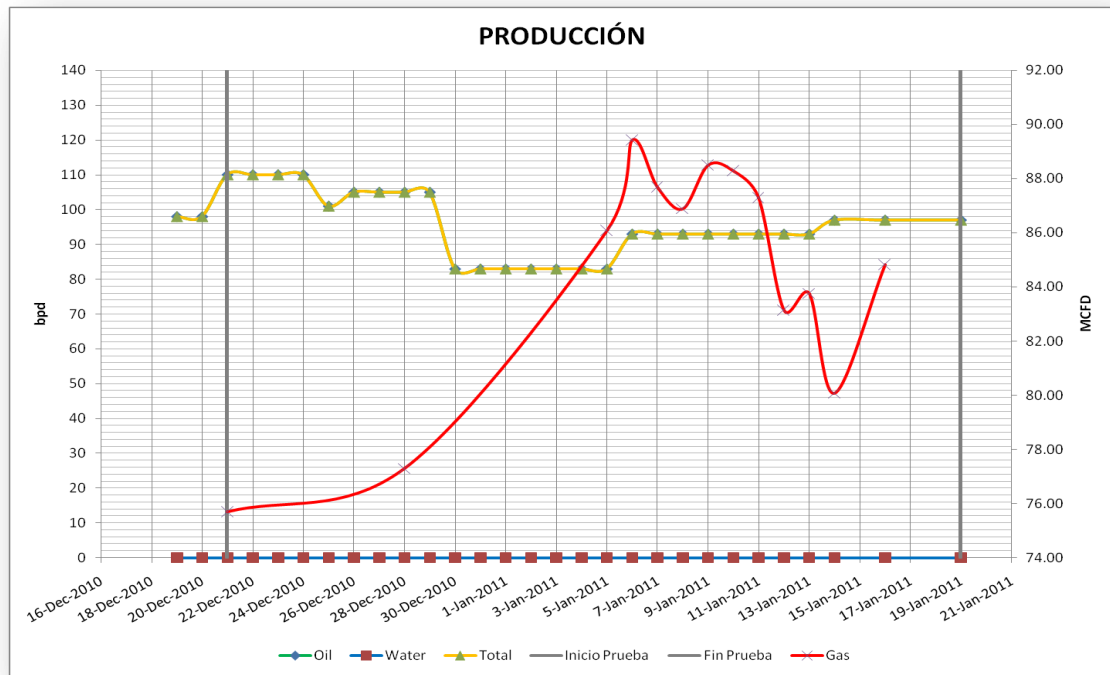


Fuente. Autor

Culminado el periodo del pre-test e iniciada la prueba de un mes, se observó una caída en la producción de 23 BFPD durante el transcurso de la misma, normalizándose en 83 BFPD con 0,05% de BSW, producción que con el tiempo de funcionamiento del equipo se incrementó, hasta finalizar pruebas con una producción neta de 93 BFPD y un corte de agua similar al registrado al inicio de la prueba.

La producción de gas, tomada a partir de las cartas Barton durante el transcurso de la prueba se mantuvo entre 75.70 y 86.89 miles de pies cubico por día.

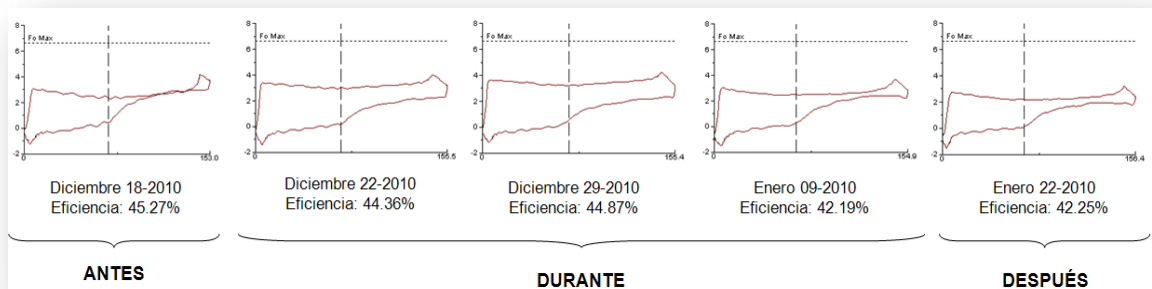
Figura 52. Producción de Aceite, Agua y Gas durante la prueba. Llanito 114



Fuente. Autor

Los dinagramas mostrados en la Figura 53, muestran la interferencia de gas con la que opera la bomba, tanto antes de la prueba como en el transcurso de esta, se puede observar que a pesar de la implementación del compresor, la eficiencia de la bomba se mantiene de manera constante en 45%.

Figura 53. Dinagramas. Llanito 114



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A – Autor

Una vez culminadas las pruebas preliminares en los pozos pre-seleccionados y la prueba de un mes en el Llanito 93 y 114 respectivamente, se lleva a cabo el correspondiente análisis de resultados, con el objetivo de entrar a realizar la selección de los pozos en los cuales se instalara el sistema de compresores de viga SmartJack™ (5 compresores).

Para dicho análisis se tomaron como referencia las siguientes variables:

- Nivel de Líquido.
- Sumergencia.
- Presiones en tubing y casing.
- Aporte de gas.
- Dinagramas.

A su vez y con las variables anteriormente mencionadas los pozos fueron distribuidos en 3 grupos de la siguiente manera:

- Grupo A: Son aquellos pozos los cuales obtuvieron resultados satisfactorios en el transcurso de la prueba preliminar o pre-test con el compresor de Patín y son los candidatos a la instalación del compresor de viga, entre los cuales se encuentran el Llanito 109, 103, 130, 114 y 93.
- Grupo B: Pozos que a pesar de haber obtenido buenos resultados con el GasJack®, presentaron algún tipo de inconveniente en el transcurso del pre-test, lo que los deja como Backup del Grupo A, entre ellos se encuentra el Llanito 36, 91, 124 y 128.
- Grupo C: Pozos que por ausencia de gas no se pudo realizar la prueba preliminar como el Llanito 122, o que se encontraban en ruta para algún tipo de trabajo, como en el Llanito 121, al cual se le realizó la inyección de un rompedor de emulsión para disminuir el corte de agua, lo que los descarta para continuar con la evaluación de los compresores.

Posterior a la elección de los pozos del Grupo A, se procede con la logística correspondiente para la instalación del sistema SmartJack™, encontrando inconvenientes en los pozos que tienen Unidad de Bombeo Balanceada por Aire.

El Stroke de los compresores de Viga (SmartJack™), tiene un recorrido de 34 pulgadas, con las Unidades Balanceadas por Aire y debido a las limitaciones en cuanto a la Ubicación del equipo, el recorrido de éste se disminuye hasta 19 pulgadas, perdiendo aproximadamente un 44% de la eficiencia del equipo, razón por la cual, la instalación en el Llanito 109, 103, 93 y 130 es cancelada y se evalúan posibles candidatos del Grupo B, quedando tan solo el Llanito 114 del Grupo A el cual cuenta con una unidad Mark II.

Tras los inconvenientes presentados con las Unidades de Bombeo balanceadas por Aire y en una reunión hecha con personal de Control de Producción, el departamento de Ingeniería y Confiabilidad de ECOPETROL S.A y Global Oil Flow se tomo la decisión de incluir dos pozos nuevos dentro del conjunto de pozos a evaluar con el compresor de viga.

Los pozos son el Llanito 107, el cual tiene una producción de 131 BOPD presentando un bajo nivel y leve interferencia por gas, lo cual lo hace atractivo para la prueba y el Llanito 119 que presenta interferencia por gas, con una eficiencia en el llenado de la bomba del 43% y produce 82 BOPD, ambos pozos tienen unidad Mark II.

Con base en lo anterior el conjunto de pozos seleccionado para la prueba del Compresor de viga es el siguiente:

- Grupo A: Llanito 114.
- Grupo B: Llanito 124 y 128.
- Pozos Nuevos: Llanito 107 y 119,

De esta manera y atendiendo las recomendaciones mencionadas en este documento, se realiza la selección de 5 pozos, en los que se pretende llevar a cabo la instalación de los sistemas OFC.

Durante el transcurso del funcionamiento de los compresores de viga, ECOPETROL S.A. establecerá las condiciones de trabajo de la Unidad de Bombeo (stroke por minuto y recorrido de la UB), basado en los resultados obtenidos a lo largo de su aplicación, con el fin de evaluarlos bajo diferentes condiciones de trabajo.

INSTALACIÓN DE LOS SISTEMAS SMARTJACK™ (Compresores de Viga OFC)

Una vez se seleccionaron los pozos para la instalación de los compresores de viga, la ruta propuesta es la siguiente:

- Llanito 114
- Llanito 124
- Llanito 119
- Llanito 128
- Llanito 107

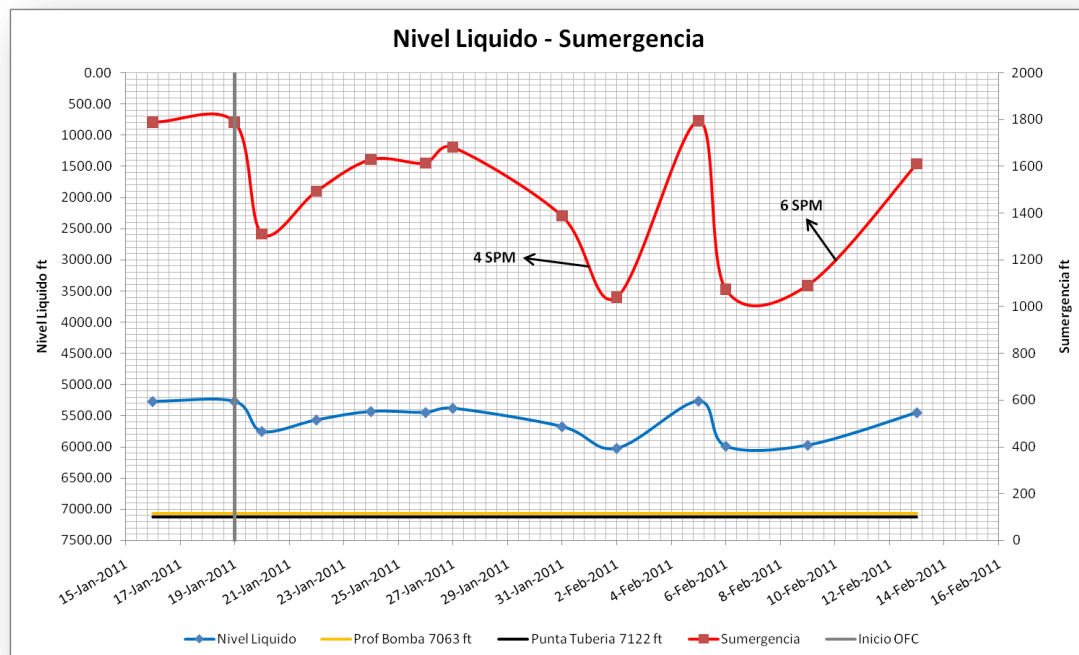
Cabe resaltar que en esta etapa no se realizarán nuevas pruebas con el Compresor de Patín GasJack®, habiéndose hecho la evaluación previamente en el Llanito 93 y 114 respectivamente.

Siguiendo la ruta propuesta, el equipo es instalado en el Llanito 114 el 19 de enero del 2011, estableciendo una presión en casing de 10 psi y de 70 psi en Tubing, tras veinte seis días de prueba y dos cambios realizado en los SPM de la Unidad (el 1 de Febrero paso de 6 a 4 SPM, posteriormente el 10 de Febrero se vuelven a

incrementar a 6 los SPM), tanto los Niveles como la Sumergencia tienen un comportamiento variable (Ver Figura 54), registrándose recuperación promedio cercana a 400 ft con un pico máximo de 800 ft debido al Buildup negativo (perdida de presión) por consiguiente la sumergencia total es igual a la sumergencia efectiva).

El pozo pasa de producir 78 BFPD a 112 BFPD reportados el 12 de febrero, logrando un recuperación en su producción básica.

Figura 54. Nivel y Sumergencia con el OFC. Llanito 114



Fuente. Autor

Tras la instalación del primer compresor de Viga, las instalaciones en los equipos faltantes, es suspendida por parte de Global Oil Flow International a la espera de soporte técnico y cumplimiento de los requerimientos tanto técnicos como de seguridad, exigidos por parte de ECOPETROL S.A.

6. ANÁLISIS ECONOMICO

En este capítulo se realizaron los análisis de inversión, egresos e ingresos, con la finalidad de conocer la rentabilidad económica con la implementación de los sistemas de compresores de Viga y Patín.

El análisis se dividió en dos, uno asumiendo un escenario pesimista y el segundo análisis fundamentado en un escenario optimista, evaluados por un periodo de 36 meses.

La inversión ó costos de capital (CAPEX) estarían compuestos por un compresor de viga (OFC™) y un compresor de patín (GasJack®), los cuales incluyen fletes de importación e instalación de los equipos.

Los costos de operación (OPEX) se dividen en dos grupos, los costos variables, que incluyen los costos del montaje y desmontaje de los equipos. En este caso se asume la necesidad de quitar y colocar el sistema una vez al mes, ya sea por mantenimiento a la unidad de bombero o algún tipo de intervención al pozo.

Los costos fijos, comprenden el servicio mensual de mantenimiento a los sistemas instalados, mantenimiento que para este caso son incluidos en los costos totales del equipo por parte de Global Oil Flow International a través de su programa Evergreen⁶.

Los dos escenarios analizados, se realizaron estimando la producción que alcanzarían los pozos de acuerdo a los resultados obtenidos:

- Escenario Pesimista:
- Escenario optimista:

⁶ Programa de Mantenimiento a los compresores ofrecido por la Empresa Global Oil Flow International por un periodo de 36 meses.

Las siguientes tablas presentan los costos incluidos dentro del análisis económico.

Tabla 24. Cantidad de compresores utilizados en el análisis económico.

MODELO	
COMPRESOR DE VIGA	1
COMPRESOR DE PATÍN	1
TOTAL \$US	2

Fuente. Autor

Tabla 25. Costos de compra de los sistemas.

Costos sistema GasJack® y OFC™

Venta GasJack®	\$ 98,000
Mantenimiento	\$ 79,200
Total Inversión	\$ 177,200
Venta OFC™	\$ 24,500
Mantenimiento	\$ 28,800
Total Inversión	\$ 53,300

Fuente. Autor

El precio del petróleo para los crudos del Magdalena Medio propiedad de Ecopetrol S.A. oscila entre USD 40 y 50 por barril, ya que su comercialidad es la refinería de Barrancabermeja, y son caracterizados como tipo Black Oil con grados API que van desde los 18 a los 36 y presentan un bajo contenidos de azufre.

El costo de levantamiento por campo oscila entre los USD 8 y 17 por barril. Ecopetrol cuenta con un sistema de transporte propio (oleoducto).

Para el caso de los campos Llanito y Gala, el margen entre el precio de venta y el costo de levantamiento se encuentra en promedio en USD 40 por barril.

El gas es igualmente enviado a la refinería mencionada, y es comercializado en un precio de USD 3,5 por cada mil pies cúbicos de gas.

El periodo elegido de evaluación son (3) tres años. Las regalías del campo son del 20% debido a encontrarse en periodo de explotación y desarrollo.

Las siguientes tablas presentan la producción tanto de petróleo como de gas asociada al proyecto por un periodo de 36 meses para cada uno de los escenarios y sistemas a instalarse, igualmente la inversión ó capex, y las deducciones. (Ver Anexos)

6.1. ESCENARIOS GASJACK®.

Para el análisis económico de dichos escenarios se establecieron incrementos en la producción de 5 BOPD y 10 MCFD para el escenario pesimista, 15 BOPD y 30 MCFD para un escenario optimista.

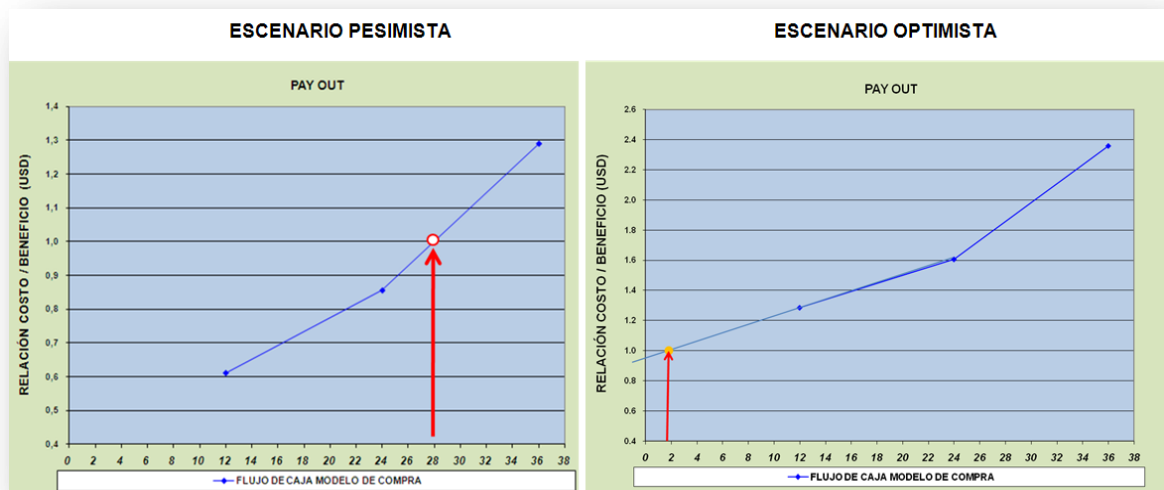
Tabla 26. Conclusiones Modelo de compra GasJack®.

MODELO DE COMPRA GAS JACK				
INVERSIÓN (USD)	\$ 177,200			ESCENARIO PESIMISTA
INCREM. INICIAL PETROLEO (BPPD)	5			
INCREM. INICIAL GAS (KPCD)	10			
PAY OUT (MESES)	28			
PERIODO DE EVALUACIÓN (MESES)	12	24	36	
TIO	15%	15%	15%	
VPN (USD)	-\$ 89,349	-\$ 37,377	\$ 77,317	
TIR	5%	13%	14%	
TVR	-4%	-1%	1%	
RELACIÓN (BENEFICIO/COSTO)	0.6	0.9	1.3	
MODELO DE COMPRA GAS JACK				ESCENARIO OPTIMISTA
INVERSIÓN (USD)	\$ 177,200			
INCREM. INICIAL PETROLEO (BPPD)	15			
INCREM. INICIAL GAS (KPCD)	30			
PAY OUT (MESES)	3			
PERIODO DE EVALUACIÓN (MESES)	12	24	36	
TIO	15%	15%	15%	
VPN (USD)	\$ 93,399	\$ 250,634	\$ 594,961	
TIR	23%	27%	27%	
TVR	2%	2%	2%	
RELACIÓN (BENEFICIO/COSTO)	1.3	1.6	2.4	

Fuente. Autor

Los indicadores financieros, permiten observar que el proyecto es rentable, arrojando unas ganancias de USD 77,317 con un cubrimiento de la deuda en 28 meses para un modelo pesimista, mientras las ganancias reportadas para el modelo optimista son de USD 594.961 y pago del equipo en un tiempo no superior a 2 meses.

Figura 55. Relación Costo Beneficio modelo compra GasJack®.



Fuente. Autor

6.2. ESCENARIOS OFC™

Los incrementos de producción que se tuvieron en cuenta para los sistemas OFC™, parten de una base de cálculo, la cual puede ser modificada de acuerdo a los resultados obtenidos una vez se haya llevado a cabo la prueba. La finalidad del análisis económico para los sistemas de viga es tener una idea clara del comportamiento de algunos indicadores financieros, que serán de vital importancia en el momento en que se tengan resultados, para una posterior adquisición de los equipos.

Tabla 27. Conclusiones Modelo de compra OFC™.

MODELO DE COMPRA OFC			
INVERSIÓN (USD)	\$ 53,300		
INCREM. INICIAL PETROLEO (BPPD)	2		
INCREM. INICIAL GAS (KPCD)	5		
PAY OUT (MESES)	2		
PERIODO DE EVALUACIÓN (MESES)	12	24	36
TIO	15%	15%	15%
VPN (USD)	-\$ 24,198	-\$ 4,008	\$ 43,321
TIR	6%	14%	15%
TVR	-3%	0%	1%
RELACIÓN (BENEFICIO/COSTO)	0.7	1.0	1.4

ESCENARIO PESIMISTA

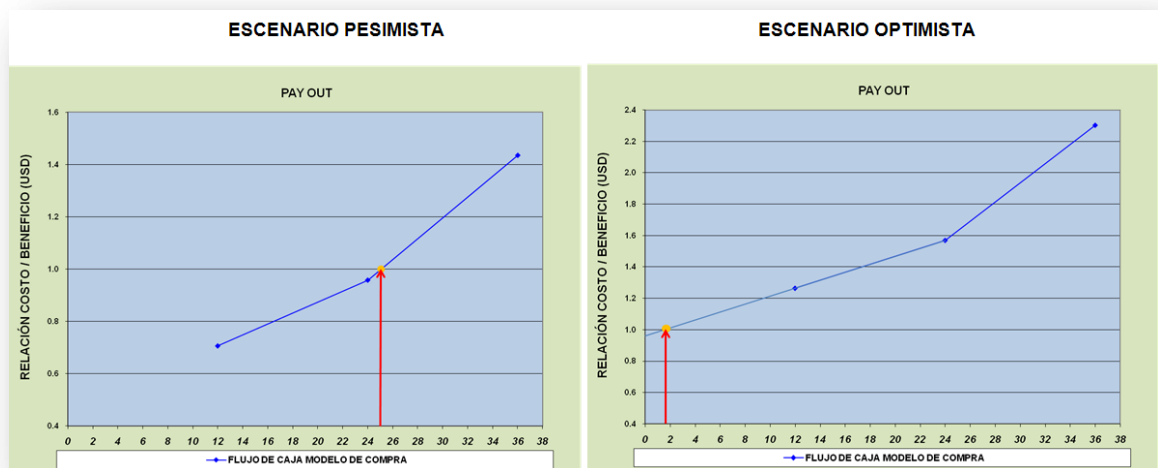
MODELO DE COMPRA OFC			
INVERSIÓN (USD)	\$ 53,300		
INCREM. INICIAL PETROLEO (BPPD)	6		
INCREM. INICIAL GAS (KPCD)	15		
PAY OUT (MESES)	2		
PERIODO DE EVALUACIÓN (MESES)	12	24	36
TIO	15%	15%	15%
VPN (USD)	\$ 51,623	\$ 115,486	\$ 258,088
TIR	27%	31%	31%
TVR	3%	2%	3%
RELACIÓN (BENEFICIO/COSTO)	1.4	1.7	2.5

ESCENARIO OPTIMISTA

Fuente. Autor

Los indicadores financieros, demuestran que el proyecto es rentable, arrojando unas ganancias de USD 43.321 con un cubrimiento de la deuda en 25 meses aproximadamente para un modelo pesimista, mientras las ganancias reportadas para el modelo optimista son de USD 258.088 y pago del equipo en un tiempo menor a 2 meses.

Figura 56. Relación Costo Beneficio modelo pesimista compra GasJack®.



Fuente. Autor

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La implementación de los compresores en los pozos pre-seleccionados, evidenciaron una mejoría tanto en los Niveles de líquido como en la Sumergencia del pozo.
- El GASJACK[®] por ser un compresor de patín y debido a sus características, requiere de una mayor cantidad y calidad de gas para su óptimo funcionamiento, razón por la cual, la implementación de este equipo no es recomendable en la mayoría de los pozos preseleccionados (Llanito 93 y 114 realizan la prueba de un mes)
- La descarga del pozo realizada por el compresor, ha reducido de manera significativa la interferencia por gas que se presenta, la cual se ve reflejada en una mejor eficiencia en el llenado de la bomba.
- Problemas con la calibración y manejo de los medidores Barton, han llevado a obtener información muy limitada en cuanto a la producción de gas, por tal razón se recomienda una adecuada revisión y funcionamiento de dichos medidores.
- La presión tanto en casing como en tubing se han optimizado, mejorando la contrapresión generada por el pozo.
- La producción de fluidos ha sido variada de acuerdo al pozo que se esté evaluando, encontrándose incrementos como en el Llanito 130, o leves cambios en la producción como en el resto de los pozos, debido en algunas ocasiones a la mejoría en el llenado de la bomba (reducción de la interferencia por gas) o a la reducción del BSW.

- Debido a las complicaciones encontradas en la instalación de los compresores de viga en las unidades de bombeo balanceadas por aire, se recomienda la aplicación de esta tecnología en Unidades Mark II o Convencionales.
- Con los problemas presentados en las Unidades de Bombeo y las facilidades de instalación del GasJack[®], el equipo es óptimo para los pozos que cuenta con Unidades Balanceadas por Aire.
- Aquellos pozos que presentaron poco presencia de gas durante el periodo de pre-test, se convierten en candidatos óptimos para la implementación del SmartJack[™], debido a que no depende de éste para su funcionamiento.
- Al contar con un separador de líquidos el GasJack[®] además de instalarse en cabeza de pozo para la descarga del gas de anular, podría ser utilizado en la extracción de gas y líquidos en pozos gasíferos.
- Aprovechamiento en la planta Compresora del GasJack[®], gracias a su capacidad máxima de compresión de gas y presión de descarga.

8. BIBLIOGRAFIA

- DIAZ CABRERA, Jorge Antonio y LOPEZ URIBE, Juan Enrique. Análisis y Mejoramiento de la producción de pozos en Bombeo Mecánico con alta relación gas aceite Aplicación campo Payoa. Trabajo de grado. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Bucaramanga, 2007.

- DURÁN, Arzuza Leonardo. Bombeo Mecánico. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Bucaramanga, Marzo de 2009.

- LOZANO, G. Eduardo. Estudio integrado de yacimientos campos Llanito Gala. Ecopetrol. Bogotá, 2003.

- LUQUE Ortiz, Santiago. Recuperación del gas producido por los anulares de los pozos del campo Nare. Universidad Industrial de Santander, 2004.

- NAVARRETE ISAZA, Juan Carlos y TORRES RANGEL, Juan E. Rediseño del Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico mediante el Análisis de Dinagramas. Trabajo de Grado. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Bucaramanga, 2000.

- OFM. Software Oilfield Manager 2005 Schlumberger. Manual de uso básico.

- SACHICA AVILA, Jorge Andrés. Factibilidad técnico económica para la recuperación del gas Producido por los anulares de los pozos de los Campos Llanito y Gala de ECOPETROL S.A. Especialización en Ingeniería del Gas. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Bucaramanga, 2010.

- TWM. Well analyzer and TWM Software. Operating Manuel Echometer Company.

- http://www.indequipos.com/esp/pdf/Gas_Jack.pdf

- www.globaloilflow.com

ANEXOS

ANEXO A. Producción asociada, capex y flujo de caja, modelo que incluye compra de sistema GasJack®, mes 1 al 36

	5												
Incremental día petróleo 1 pozo (BPPD)	10												
Incremental día gas 1 pozo (KPCD)													
TIEMPO ESTIMADO (MESES)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
PRODUCCIÓN DE PETROLEO													
MENSUAL (Bls)	0	150	147	143	140	137	134	131	128	126	123	120	117
REGALIAS (Bls)	0	30	29	29	28	27	27	26	26	25	25	24	23
MENSUAL SIN REGALIAS (Bls)	0	120	117	115	112	110	107	105	103	100	98	96	94
ACUMULADA (Bls)	0	120	237	352	464	574	682	787	889	990	1,088	1,184	1,278
MARGEN DEL PETROLEO (USD/Bibli)		40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
PRODUCCIÓN DE GAS													
MENSUAL (KPC)	0	300	293	287	281	274	268	263	257	251	246	240	235
REGALIAS (KPC)	0	60	59	57	56	55	54	53	51	50	49	48	47
MENSUAL SIN REGALIAS (KPC)	0	240	235	230	225	220	215	210	205	201	196	192	188
ACUMULADA (KPC)	0	240	475	704	929	1,148	1,363	1,573	1,778	1,979	2,176	2,368	2,556
MARGEN DEL GAS (USD/KPC)		3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
CAPEX													
INVERSIÓN TANGIBLE (USD)	177,200	EQUIPOS DE VIGA 0											
INVERSIÓN INTANGIBLE (USD)		EQUIPOS DE PATÍN 1											
TOTAL (USD)	177,200												
DEDUCCIONES													
AMORTIZACIÓN 1 AÑO (USD)	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DEPRECIACIÓN 12 MESES (USD)	12	14,767	14,767	14,767	14,767	14,767	14,767	14,767	14,767	14,767	14,767	14,767	14,767
TOTAL		14,767	14,767	14,767	14,767	14,767	14,767	14,767	14,767	14,767	14,767	14,767	14,767
TIEMPO ESTIMADO (MESES)	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
PRODUCCIÓN DE PETROLEO													
MENSUAL (Bls)	115	112	110	107	105	103	101	98	96	94	92	90	
REGALIAS (Bls)	23	22	22	21	21	21	20	20	19	19	18	18	
MENSUAL SIN REGALIAS (Bls)	92	90	88	86	84	82	80	79	77	75	74	72	
ACUMULADA (Bls)	1,370	1,460	1,548	1,634	1,718	1,800	1,880	1,959	2,036	2,111	2,185	2,256	
MARGEN DEL PETROLEO (USD/Bibli)	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	
PRODUCCIÓN DE GAS													
MENSUAL (KPC)	230	225	220	215	210	206	201	197	192	188	184	180	
REGALIAS (KPC)	46	45	44	43	42	41	40	39	38	38	37	36	
MENSUAL SIN REGALIAS (KPC)	184	180	176	172	168	164	161	157	154	150	147	144	
ACUMULADA (KPC)	2,740	2,919	3,095	3,267	3,435	3,600	3,760	3,918	4,071	4,222	4,369	4,513	
MARGEN DEL GAS (USD/KPC)	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	
TIEMPO ESTIMADO (MESES)	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	
PRODUCCIÓN DE PETROLEO													
MENSUAL (Bls)	88	86	84	82	80	79	77	75	74	72	70	69	
REGALIAS (Bls)	18	17	17	16	16	16	15	15	15	14	14	14	
MENSUAL SIN REGALIAS (Bls)	70	69	67	66	64	63	62	60	59	58	56	55	
ACUMULADA (Bls)	2,327	2,396	2,463	2,529	2,593	2,656	2,718	2,778	2,837	2,894	2,951	3,006	
MARGEN DEL PETROLEO (USD/Bibli)	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	
PRODUCCIÓN DE GAS													
MENSUAL (KPC)	176	172	168	165	161	157	154	151	147	144	141	138	
REGALIAS (KPC)	35	34	34	33	32	31	31	30	29	29	28	28	
MENSUAL SIN REGALIAS (KPC)	141	138	135	132	129	126	123	120	118	115	113	110	
ACUMULADA (KPC)	4,654	4,791	4,926	5,057	5,186	5,312	5,435	5,556	5,673	5,789	5,901	6,011	
MARGEN DEL GAS (USD/KPC)	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	

ANEXO B. Opex, utilidades y flujo de caja, modelo compra sistema GasJack®, mes 1 al 36.

Incremental día petróleo 1 pozo (BPPD)	5												
Incremental día gas 1 pozo (KPCD)	10												
TIEMPO ESTIMADO (MESES)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
OPEX													
COSTOS VARIABLES (USD)		1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
COSTOS FIJOS (USD)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL (USD)		1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
EGRESOS													
BRUTOS MENSUALES (USD)		1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
ACUMULADOS (USD)		1,000	2,000	3,000	4,000	5,000	6,000	7,000	8,000	9,000	10,000	11,000	12,000
INGRESOS													
BRUTOS ANUALES (USD)	0	5,640	11,156	16,550	21,826	26,986	32,033	36,968	41,794	46,515	51,132	55,647	60,063
ACUMULADO (USD)		5,640	16,796	33,346	55,173	82,159	114,191	151,159	192,954	239,469	290,600	346,247	406,310
UTILIDAD OPERATIVA (USD)		4,640	10,156	15,550	20,826	25,986	31,033	35,968	40,794	45,515	50,132	54,647	59,063
IMPUESTO DE RENTA (USD) (MÁS 5%)	35	1,624	3,555	5,443	7,289	9,095	10,861	12,589	14,278	15,930	17,546	19,126	20,672
UTILIDADES DEPUÉS DE IMPUESTOS		3,016	6,601	10,108	13,537	16,891	20,171	23,379	26,516	29,585	32,586	35,520	38,391
EGRESOS MÁS IMP. RENTA		2,624	4,555	6,443	8,289	10,095	11,861	13,589	15,278	16,930	18,546	20,126	21,672
FLUJO DE CAJA													
ANUAL (USD)	-177,200	3,016	6,601	10,108	13,537	16,891	20,171	23,379	26,516	29,585	32,586	35,520	38,391
ACUMULADO (USD)	-177,200	-174,184	-167,583	-157,475	-143,938	-127,047	-106,876	-83,496	-56,980	-27,395	5,190	40,711	79,101
INDICADORES FINANCIEROS A 12 MESES													
TIO			15%										
VPI (USD)			140,576										
VPE (USD)			229,925										
VPN (USD)			-89,349										
INDICADORES FINANCIEROS A 12 MESES													
TIR													4.7%
TVR													-4.0%
RELACIÓN BENEFICIO/COSTO													
													0.61
TIEMPO ESTIMADO (MESES)													
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
OPEX													
COSTOS VARIABLES (USD)	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
COSTOS FIJOS (USD)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL (USD)	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
EGRESOS													
BRUTOS MENSUALES (USD)	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
ACUMULADOS (USD)	13,000	14,000	15,000	16,000	17,000	18,000	19,000	20,000	21,000	22,000	23,000	24,000	
INGRESOS													
BRUTOS ANUALES (USD)	64,381	68,605	72,735	76,775	80,726	84,590	88,369	92,065	95,680	99,215	102,672	106,053	
ACUMULADO (USD)	470,691	539,296	612,031	688,807	769,533	854,123	942,492	1,034,558	1,130,237	1,229,452	1,332,124	1,438,177	
UTILIDAD OPERATIVA (USD)	63,381	67,605	71,735	75,775	79,726	83,590	87,369	91,065	94,680	98,215	101,672	105,053	
IMPUESTO DE RENTA (USD) (MÁS 5%)	22,183	23,662	25,107	26,521	27,904	29,257	30,579	31,873	33,138	34,375	35,585	36,769	
UTILIDADES DEPUÉS DE IMPUESTOS	41,198	43,943	46,628	49,254	51,822	54,334	56,790	59,192	61,542	63,840	66,087	68,285	
EGRESOS MÁS IMP. RENTA	23,183	24,662	26,107	27,521	28,904	30,257	31,579	32,873	34,138	35,375	36,585	37,769	
FLUJO DE CAJA													
ANUAL (USD)	41,198	43,943	46,628	49,254	51,822	54,334	56,790	59,192	61,542	63,840	66,087	68,285	
ACUMULADO (USD)	120,299	164,242	210,870	260,124	311,946	366,280	423,070	482,262	543,804	607,644	673,731	742,015	
INDICADORES FINANCIEROS A 24 MESES													
TIO					0.15								12.6%
VPI (USD)					221,547								-0.6%
VPE (USD)					258,923								
VPN (USD)					-37,377								0.86
RELACIÓN BENEFICIO/COSTO													
TIEMPO ESTIMADO (MESES)													
	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	
OPEX													
COSTOS VARIABLES (USD)	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
COSTOS FIJOS (USD)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL (USD)	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
EGRESOS													
BRUTOS MENSUALES (USD)	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
ACUMULADOS (USD)	25,000	26,000	27,000	28,000	29,000	30,000	31,000	32,000	33,000	34,000	35,000	36,000	
INGRESOS													
BRUTOS ANUALES (USD)	109,360	112,594	115,757	118,850	121,876	124,834	127,728	130,558	133,326	136,033	138,680	141,269	
ACUMULADO (USD)	1,547,538	1,660,132	1,775,889	1,894,739	2,016,615	2,141,449	2,269,178	2,399,736	2,533,061	2,669,094	2,807,774	2,949,043	
UTILIDAD OPERATIVA (USD)	108,360	111,594	114,757	117,850	120,876	123,834	126,728	129,558	132,326	135,033	137,680	140,269	
IMPUESTO DE RENTA (USD) (MÁS 5%)	37,926	39,058	40,165	41,248	42,307	43,342	44,355	45,345	46,314	47,261	48,188	49,094	
UTILIDADES DEPUÉS DE IMPUESTOS	70,434	72,536	74,592	76,603	78,569	80,492	82,373	84,213	86,012	87,771	89,492	91,175	
EGRESOS MÁS IMP. RENTA	38,926	40,058	41,165	42,248	43,307	44,342	45,355	46,345	47,314	48,261	49,188	50,094	
FLUJO DE CAJA													
ANUAL (USD)	70,434	72,536	74,592	76,603	78,569	80,492	82,373	84,213	86,012	87,771	89,492	91,175	
ACUMULADO (USD)	812,449	884,986	959,578	1,036,181	1,114,750	1,195,242	1,277,615	1,361,828	1,447,840	1,535,611	1,625,103	1,716,278	
INDICADORES FINANCIEROS A 36 MESES													
TIO					0.15								13.8%
VPI (USD)					344,400								0.7%
VPE (USD)					267,083								
VPN (USD)					77,317								1.29
RELACIÓN BENEFICIO/COSTO													

ANEXO C. Producción asociada, capex y flujo de caja, modelo que incluye compra de sistema OFC™, mes 1 al 36

Incremental día petróleo 1 pozo (BPPD)	2												
Incremental día gas 1 pozo (KPCD)	5												
TIEMPO ESTIMADO (MESES)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
PRODUCCIÓN DE PETROLEO													
MENSUAL (Bis)	0	60	59	57	56	55	54	53	51	50	49	48	47
REGALIAS (Bis)	0	12	12	11	11	11	11	11	10	10	10	10	9
MENSUAL SIN REGALIAS (Bis)	0	48	47	46	45	44	43	42	41	40	39	38	38
ACUMULADA (Bis)	0	48	95	141	186	230	273	315	356	396	435	474	511
MARGEN DEL PETROLEO (USD/Bibbl)		40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
PRODUCCIÓN DE GAS													
MENSUAL (KPC)	0	150	147	143	140	137	134	131	128	126	123	120	117
REGALIAS (KPC)	0	30	29	29	28	27	27	26	26	25	25	24	23
MENSUAL SIN REGALIAS (KPC)	0	120	117	115	112	110	107	105	103	100	98	96	94
ACUMULADA (KPC)	0	120	237	352	464	574	682	787	889	990	1,088	1,184	1,278
MARGEN DEL GAS (USD/KPC)		3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
CAPEX													
INVERSIÓN TANGIBLE (USD)	53,300	EQUIPOS DE VIGA 1											
INVERSIÓN INTANGIBLE (USD)		EQUIPOS DE PATÍN 0											
TOTAL (USD)	53,300												
TIEMPO ESTIMADO (MESES)	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
PRODUCCIÓN DE PETROLEO													
MENSUAL (Bis)	46	45	44	43	42	41	40	39	38	38	37	36	
REGALIAS (Bis)	9	9	9	9	8	8	8	8	8	8	7	7	
MENSUAL SIN REGALIAS (Bis)	37	36	35	34	34	33	32	31	31	30	29	29	
ACUMULADA (Bis)	548	584	619	653	687	720	752	784	814	844	874	903	
MARGEN DEL PETROLEO (USD/Bibbl)	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	
PRODUCCIÓN DE GAS													
MENSUAL (KPC)	115	112	110	107	105	103	101	98	96	94	92	90	
REGALIAS (KPC)	23	22	22	21	21	21	20	20	19	19	18	18	
MENSUAL SIN REGALIAS (KPC)	92	90	88	86	84	82	80	79	77	75	74	72	
ACUMULADA (KPC)	1,370	1,460	1,548	1,634	1,718	1,800	1,880	1,959	2,036	2,111	2,185	2,256	
MARGEN DEL GAS (USD/KPC)	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	
TIEMPO ESTIMADO (MESES)	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	
PRODUCCIÓN DE PETROLEO													
MENSUAL (Bis)	35	34	34	33	32	31	31	30	29	29	28	28	
REGALIAS (Bis)	7	7	7	7	6	6	6	6	6	6	6	6	
MENSUAL SIN REGALIAS (Bis)	28	28	27	26	26	25	25	24	24	23	23	22	
ACUMULADA (Bis)	931	958	985	1,011	1,037	1,062	1,087	1,111	1,135	1,158	1,180	1,202	
MARGEN DEL PETROLEO (USD/Bibbl)	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	
PRODUCCIÓN DE GAS													
MENSUAL (KPC)	88	86	84	82	80	79	77	75	74	72	70	69	
REGALIAS (KPC)	18	17	17	16	16	16	15	15	15	14	14	14	
MENSUAL SIN REGALIAS (KPC)	70	69	67	66	64	63	62	60	59	58	56	55	
ACUMULADA (KPC)	2,327	2,396	2,463	2,529	2,593	2,656	2,718	2,778	2,837	2,894	2,951	3,006	
MARGEN DEL GAS (USD/KPC)	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	

ANEXO D. Opex, utilidades y flujo de caja, modelo compra sistema OFC™, mes 1 al 36.

Incremental día petróleo 1 pozo (BPPD)	2												
Incremental día gas 1 pozo (KPCD)	5												
TIEMPO ESTIMADO (MESES)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
OPEX													
COSTOS VARIABLES (USD)		2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500
COSTOS FIJOS (USD)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL (USD)		2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500
EGRESOS													
BRUTOS MENSUALES (USD)		2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500
ACUMULADOS (USD)		2,500	5,000	7,500	10,000	12,500	15,000	17,500	20,000	22,500	25,000	27,500	30,000
INGRESOS													
BRUTOS ANUALES (USD)	0	2,340	4,629	6,867	9,056	11,196	13,290	15,338	17,340	19,299	21,214	23,087	24,920
ACUMULADO (USD)		2,340	6,969	13,835	22,891	34,087	47,377	62,715	80,055	99,354	120,568	143,656	168,576
UTILIDAD OPERATIVA (USD)		-160	2,129	4,367	6,556	8,696	10,790	12,838	14,840	16,799	18,714	20,587	22,420
IMPUESTO DE RENTA (USD) (MÁS 5%)	35	-56	745	1,528	2,294	3,044	3,777	4,493	5,194	5,880	6,550	7,206	7,847
UTILIDADES DEPUÉS DE IMPUESTOS (USD)		-104	1,384	2,838	4,261	5,653	7,014	8,345	9,646	10,919	12,164	13,382	14,573
EGRESOS MÁS IMP. RENTA		2,444	3,245	4,028	4,794	5,544	6,277	6,993	7,694	8,380	9,050	9,706	10,347
FLUJO DE CAJA													
ANUAL (USD)	-53,300	-104	1,384	2,838	4,261	5,653	7,014	8,345	9,646	10,919	12,164	13,382	14,573
ACUMULADO (USD)	-53,300	-53,404	-52,020	-49,182	-44,921	-39,268	-32,255	-23,910	-14,264	-3,345	8,819	22,201	36,774
INDICADORES FINANCIEROS A 12 MESES													
TIO			15%										
VPI (USD)			58,324										
VPE (USD)			82,522										
VPN (USD)			-24,198										
INDICADORES FINANCIEROS A 24 MESES													
TIO					0.15								
VPI (USD)					91,918								
VPE (USD)					95,926								
VPN (USD)					-4,008								
INDICADORES FINANCIEROS A 36 MESES													
TIO													15.3%
VPI (USD)													1.0%
VPE (USD)													1.44
VPN (USD)													
TIEMPO ESTIMADO (MESES)	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	24
OPEX													
COSTOS VARIABLES (USD)	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500
COSTOS FIJOS (USD)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL (USD)	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500
EGRESOS													
BRUTOS MENSUALES (USD)	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500
ACUMULADOS (USD)	32,500	35,000	37,500	40,000	42,500	45,000	47,500	50,000	52,500	55,000	57,500	60,000	60,000
INGRESOS													
BRUTOS ANUALES (USD)	26,711	28,464	30,177	31,854	33,493	35,096	36,664	38,197	39,697	41,164	42,598	44,001	44,001
ACUMULADO (USD)	195,287	223,750	253,928	285,781	319,274	354,370	391,034	429,231	468,928	510,092	552,690	596,691	596,691
UTILIDAD OPERATIVA (USD)	24,211	25,964	27,677	29,354	30,993	32,596	34,164	35,697	37,197	38,664	40,098	41,501	41,501
IMPUESTO DE RENTA (USD) (MÁS 5%)	8,474	9,087	9,687	10,274	10,847	11,409	11,957	12,494	13,019	13,532	14,034	14,525	14,525
UTILIDADES DEPUÉS DE IMPUESTOS (USD)	15,737	16,876	17,990	19,080	20,145	21,187	22,207	23,203	24,178	25,131	26,064	26,976	26,976
EGRESOS MÁS IMP. RENTA	10,974	11,587	12,187	12,774	13,347	13,909	14,457	14,994	15,519	16,032	16,534	17,025	17,025
FLUJO DE CAJA													
ANUAL (USD)	15,737	16,876	17,990	19,080	20,145	21,187	22,207	23,203	24,178	25,131	26,064	26,976	26,976
ACUMULADO (USD)	52,511	69,388	87,378	106,458	126,603	147,791	169,997	193,200	217,378	242,510	268,573	295,549	295,549
INDICADORES FINANCIEROS A 12 MESES													
TIO													14.2%
VPI (USD)													
VPE (USD)													0.96
VPN (USD)													
INDICADORES FINANCIEROS A 24 MESES													
TIO													-0.2%
VPI (USD)													
VPE (USD)													
VPN (USD)													
INDICADORES FINANCIEROS A 36 MESES													
TIO													1.0%
VPI (USD)													
VPE (USD)													1.44
VPN (USD)													
TIEMPO ESTIMADO (MESES)	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	36
OPEX													
COSTOS VARIABLES (USD)	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500
COSTOS FIJOS (USD)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL (USD)	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500
EGRESOS													
BRUTOS MENSUALES (USD)	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500
ACUMULADOS (USD)	62,500	65,000	67,500	70,000	72,500	75,000	77,500	80,000	82,500	85,000	87,500	90,000	90,000
INGRESOS													
BRUTOS ANUALES (USD)	45,373	46,715	48,027	49,310	50,565	51,793	52,994	54,168	55,316	56,439	57,537	58,612	58,612
ACUMULADO (USD)	642,063	688,778	736,805	786,115	836,681	888,474	941,467	995,635	1,050,951	1,107,390	1,164,928	1,223,539	1,223,539
UTILIDAD OPERATIVA (USD)	42,873	44,215	45,527	46,810	48,065	49,293	50,494	51,668	52,816	53,939	55,037	56,112	56,112
IMPUESTO DE RENTA (USD) (MÁS 5%)	15,005	15,475	15,934	16,384	16,823	17,253	17,673	18,084	18,486	18,879	19,263	19,639	19,639
UTILIDADES DEPUÉS DE IMPUESTOS (USD)	27,867	28,739	29,592	30,427	31,243	32,040	32,821	33,584	34,330	35,060	35,774	36,473	36,473
EGRESOS MÁS IMP. RENTA	17,505	17,975	18,434	18,884	19,323	19,753	20,173	20,584	20,986	21,379	21,763	22,139	22,139
FLUJO DE CAJA													
ANUAL (USD)	27,867	28,739	29,592	30,427	31,243	32,040	32,821	33,584	34,330	35,060	35,774	36,473	36,473
ACUMULADO (USD)	323,416	352,156	381,748	412,175	443,417	475,458	508,279	541,863	576,193	611,254	647,028	683,500	683,500
INDICADORES FINANCIEROS A 12 MESES													
TIO													1.0%
VPI (USD)													
VPE (USD)													1.44
VPN (USD)													
INDICADORES FINANCIEROS A 36 MESES													
TIO													1.0%
VPI (USD)													
VPE (USD)													1.44
VPN (USD)													

ANEXO E. Tabla de actualización de datos, informe del pozo y de la unidad

ITEM	TECNOLOGIA	WELL	VARIADOR	CONTROLADOR VSD	SOFTWARE XSPCC	Reports of Well																				
						Production						Tubbing		Casing				Drilling Deeply [ft]	Pump Deeply [ft]	Pump size [in]	TOTAL LIQUID LEVEL	TOTAL GAS LIQUID LEVEL				
						Medida	OIL [BOPD]	WATER [BWPD]	BSW	Gas [MCFD]	GOR	Line Pressure (Discharge PSIG):		Casing Pressure (Suction PSIG):		Type of gas										
												Least [psig]	Maxim [psig]	Casing Pressure (1)	Desired	Potencial Gas [MCFD]	Sw eet	Acid	H ₂ S [ppm]	CO ₂ [%w/v]						
1	COMPRESSCO	LLANITO	93	x	x	x	302,0	81,1	220,9	73,15	17	214,10	210,0	390,0	225,9	60-30	100	X			0,2	7963	5957	2,25	5036,6	989,0
2	COMPRESSCO	LLANITO	36	x	x	x	137,0	68,6	68,4	49,93	40	581,67	150,0	260,0	-	60-30	70	X			0,2	7205	5428	1,75	2272,5	3175,0
3	COMPRESSCO	LLANITO	114	x	x	x	89,0	89,0	0,0	0,05	50	563,37	80,0	150,0	38,6	60-30	50	X			0,2	7346	7038	1,75	5634,8	1448,0
4	SMART JACK	LLANITO	128	x			166,0	83,0	83,0	50,00	17	199,52	90,0	100,0	24,1	60-30	45	X			0,2	8133	6084	2,75	3712,2	1229,0
5	SMART JACK	LLANITO	109	x	x	x	108,0	81,0	27,0	25,00	33	403,70	90,0	110,0	19,0	40-10	130	X			0,2	7730	6169	1,75	4876,7	1373,0
6	SMART JACK	LLANITO	121	x	x	x	100,0	35,5	64,5	64,50	14	390,70	150,0	330,0	147,8	80-30	20	X			0,2	8135	6399	1,75	4081,6	2343,0
7	SMART JACK	LLANITO	124	x	x	x	140,0	101,2	38,8	27,74	23	227,35	100,0	140,0	98,0	80-30	28	X			0,2	7314	6294	1,75	4893,2	513,0
8	SMART JACK	LLANITO	122	x	x		291,0	130,4	160,6	55,20	52	402,55	120,0	150,0	84,7	60-30	50	X			0,2	7760	6103	2,25	4874,6	1226,0
9	SMART JACK	LLANITO	91	x			63,0	35,0	28,0	44,40	14	392,54	90,0	120,0	114,3	60-30	40	X			0,2	7783	6144	1,75	5403,6	776,0
10	SMART JACK	LLANITO	130	x			170,0	141,1	28,9	17,00	42	299,57	70,0	90,0	65,6	60-30	50	X			0,2	7845	5613	1,75	4545,5	1105,0
11	SMART JACK	LLANITO	103	x	x		111,0	57,7	53,3	48,00	33	565,66	100,0	130,0	105,2	60-30	40	X			0,2	7844	6599	1,75	6380,9	473,0

ITEM	TECNOLOGIA	WELL	Reports of Well							Report of the Unit											
			EQUIVALENT GAS FREE LIQUID	LIQUID LEVEL	TOPE Y BASE DE PERF.	PUNTA DE TUBERIA	Production Formation	IP	Manufacturer	Model Size	cycle time (% de 24h)	Type			polished rod			engine		Strokes x Minuto	
												Conv	Mark	AB	career polished rod [in]	L	M	S	Electric		HP
1	COMPRESSCO	LLANITO	93	895,0	5130,6	6404' - 7378'	6068,75	Mugrosa Zona B y C	0,62	Lufkin	A-912-305-168	100			X	168,00	X		X	100	9,47
2	COMPRESSCO	LLANITO	36	3175,0	2272,5	6350' - 6433'	5541,90	Mugrosa Zona B y C	0,40	Lufkin	A-640-305-168	100			X	168,00	X		X	60	5,47
3	COMPRESSCO	LLANITO	114	834,0	6248,8	7346' - 7356'	7122,00	Esmeraldas	0,35	Lufkin	MII 640-365-168	100		X	168,00	X		X	60	6,04	
4	SMART JACK	LLANITO	128	1229,0	3712,2	5438' - 7172'	6493,00	Mug. Zona B y C y Esm.	0,25	Lufkin	MII 640-365-168	100		X	149,00		X	X	60	5,84	
5	SMART JACK	LLANITO	109	392,0	5857,7	5451' - 6402'	6383,00	Mugrosa. Zona B y C	0,30	Lufkin	A-640-305-168	100			X	168,00	X		X	60	5,50
6	SMART JACK	LLANITO	121	2180,0	4244,6	5654' - 6722'	6514,30	Mugrosa. Zona B	0,20	Lufkin	MII 912-305-168	100		X	149,00		X	X	100	5,27	
7	SMART JACK	LLANITO	124	473,0	4933,2	6318' - 7452'	6406,00	Mugrosa Zona B y C	0,20	Lufkin	MII 640-365-168	100		X	168,00	X		X	60	5,29	
8	SMART JACK	LLANITO	122	715,0	5385,6	5418' - 5554'	6286,00	Mugrosa. Zona B	0,20	Lufkin	MII 640-365-168	100		X	149,00		X	X	60	5,48	
9	SMART JACK	LLANITO	91	776,0	5403,6	6240' - 7140'	6250,00	Mugrosa Zona B y C	0,20	Lufkin	C 320-256-100	100	X		100,00	X		X	45	4,85	
10	SMART JACK	LLANITO	130	866,0	4784,5	5660' - 7257'	6032,00	Mugrosa Zona B y C	0,20	Lufkin	MII 912-305-168	100		X	149,00		X	X	100	4,60	
11	SMART JACK	LLANITO	103	269,0	6584,9	5564' - 7732'	6929,00	Mugrosa Zona B y C	0,20	Lufkin	A-456-305-144	100			X	120,00		X	X	45	4,93