

**OPTIMIZACION DE LA PRODUCCION DEL CAMPO PROVINCIA (POZOS SANTOS,
CONDE, SUERTE Y SABANA), COMO RESULTADO DEL ANALISIS NODAL POZO
A POZO Y LA REVISION DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
ACTUALMENTE UTILIZADO**

**ROCIO DEL PILAR RINCON
WILLIAM ALBERTO PAEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2011**

**OPTIMIZACION DE LA PRODUCCION DEL CAMPO PROVINCIA (POZOS SANTOS,
CONDE, SUERTE Y SABANA), COMO RESULTADO DEL ANALISIS NODAL POZO
A POZO Y LA REVISION DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
ACTUALMENTE UTILIZADO**

**ROCIO DEL PILAR RINCON
WILLIAM ALBERTO PAEZ**

**Monografía presentada como requisito para optar al
Título de Especialistas en Producción de Hidrocarburos**

**Director:
Fernando Calvete
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2011**

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	13
1. OBJETIVOS DEL ESTUDIO.....	15
1.1 OBJETIVO GENERAL	15
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
1.3 ALCANCE.....	15
2. DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL.....	16
2.1 ANTECEDENTES.....	16
2.2 JUSTIFICACIÓN.....	18
3. DESCRIPCION DEL PROCESO	18
3.1 COTEJO DEL GRADIENTE DINAMICO DE PRESION (MATCH).....	21
3.2 DIAGNOSTICO DEL COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO DE GAS LIT	21
3.3 DETERMINACION DE LAS CURVAS DE AFLUENCIA Y EFLUENCIA EN EL FONDO DE POZO (“INFLOW/OUTFLOW O VLP/IPR CURVES”).	22
3.4 MODELAJE DEL COMPORTAMIENTO DE LA VALVULA OPERADORA (GAS LIFT VALVE MODELING).....	23
4. RESULTADOS GLOBALES	25
4.1 APROVECHAMIENTO DEL AOFP.....	25
4.2 PROFUNDIDAD DEL PUNTO DE INYECCION	26
4.3 TASA DE GAS DE INYECCION	28
5. ESTUDIO FINANCIERO.....	36

5.1 FLUJO DE CAJA PILOTO SUERTE 50.....	37
5.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA CAMBIO DE SISTEMA CAMPO.....	41
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	50
BIBLIOGRAFÍA.....	53
ANEXO 1.....	54

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Relación Pozos activos Activo Provincia SOM.....	16
Tabla 2 Pozos Estación 1.....	19
Tabla 3 Datos Pozos Estación 2.	20
Tabla 4 Análisis Pozos.....	32
Tabla 5 Análisis Pozos.....	33
Tabla 6 Producción Ganancial Por	35
Tabla 7 Flujo de Caja Sin Cambio de Sistema Suerte 50	37
Tabla 8 Barriles Producidos Sin Cambio de Sistema Suerte 50.....	38
Tabla 9 Costos Mantenimiento GL.....	39
Tabla 10 Flujo de Caja Cambio de Sistema Suerte 50.....	39
Tabla 11 Barriles Producción Con Cambio de Sistema Suerte 50	40
Tabla 12 Costos Inversión Cambio de sistema	40
Tabla 13 Costos Mantenimiento BM	41
Tabla 14 VPN Suerte 50	41
Tabla 15 Data de ingreso para análisis económico del campo	44
Tabla 16 Balance de gas Provincia.....	46
Tabla 17 Balance de maquinas compresoras	46
Tabla 18 Analisis Opex del proyecto.....	47
Tabla 19 Escenarios VPN cambio de sistema(MU\$).....	48

LISTA DE IMÁGENES

Imagen 1 Estado Mecánico Diseño Sencillo - Dual.....	17
--	----

LISTA DE GRÁFICAS

Grafica 1 Match Gradiente Dinámico de Presión Conde 01.....	21
Grafica 2 Diagnostico Equipo GAS-LIFT Conde 01.	22
Grafica 3 Curvas de Afluencia y efluencia Conde 01.	23
Grafica 4 Modelaje de comportamiento de la válvula operadora Conde 01.	23
Grafica 5 Curvas de Rendimiento Conde 01.	24
Grafica 6 Curvas de Rendimiento Continuo – Intermitente Conde 01.....	25
Grafica 7 Aprovechamiento Del AOF.	25
Grafica 8 Profundidad del punto de inyección.	27
Grafica 9 Profundidad del punto de inyección.	27
Grafica 10 Tasa Gas de Inyección	28
Grafica 11 Tasa Gas de Inyección.	29
Grafica 12 Índice de Productividad.....	30
Grafica 13 Energía del Yacimiento.....	30
Grafica 14 comportamiento del Crudo campo Provincia (Barriles de aceite por día promedio año)	49
Grafica 15 comportamiento del Gas de Formación campo Provincia (Miles de pies cubicos por día promedio año)	50

RESUMEN

TITULO: OPTIMIZACION DE LA PRODUCCION DEL CAMPO PROVINCIA (POZOS SANTOS, CONDE, SUERTE Y SABANA), COMO RESULTADO DEL ANALISIS NODAL POZO A POZO Y LA REVISION DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ACTUALMENTE UTILIZADO

PALABRAS CLAVES: GAS-LIFT, LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, EVALUACIÓN ECONÓMICA

AUTOR: ROCIO DEL PILAR RINCON Y WILLIAM ALBERTO PAEZ**

Las condiciones actuales de operación del Sistema de GAS-LIFT del Campo Provincia se evidencia la necesidad de introducir modificaciones en el tipo de GAS-LIFT o cambio a otro Sistema de levantamiento artificial; se analizaron 41 pozos (registros de gradiente dinámico de presión y temperatura). Para cada pozo se determinó la presión fluyente al punto medio de las perforaciones, considerando la profundidad del punto de inyección, con este valor se estimó la capacidad actual de aporte de fluidos del área de drenaje del pozo para finalmente aplicar la técnica del Análisis Nodal y obtener la curva de rendimiento del pozo de gas-LIFT.

Con la información anterior y aplicando los criterios respectivos se establece si el pozo necesita: cambio de sistema artificial de producción, rediseño o ajuste de sistema de GAS-LIFT (sub o sobre-inyección) o sencillamente dejar el pozo como está.

Basado en estos resultados se puede establecer las ventajas para proceder a un cambio del sistema artificial de producción en los pozos candidatos. La razón fundamental es que el GAS-LIFT continuo posee limitaciones en cuanto a la reducción de la presión de fondo fluyente y por ende reducción en la efectividad en pozos de baja presión estática. Con bombas reciprocantes se podría aumentar sustancialmente el diferencial (drawdown); asumiendo una PIP de 100 psig con la bomba frente al punto medio de las perforaciones el aumento global de producción esperada con las recomendaciones sugeridas (incluyendo rediseños, ajuste de gas etc.) está en el orden de los 1250 bpd con liberación de capacidad de compresión en el orden de los 7 MMscf/d.

Según la evaluación económica realizada para un pozo, se estableció la viabilidad de realizar una prueba piloto para cambio de sistema a Bombeo Mecánico, debido a que se obtiene un ganancial del 66% comparado con la producción del pozo con GAS-LIFT.

** Facultad de ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director *M.Sc.* Fernando Calvete

ABSTRAT

TITLE: OPTIMIZATION OF THE PROVINCIA`S FIELD PRODUCTION (WELL`S: SANTOS, CONDE, SUERTE & SABANA) ABOUT THE RESULTS FROM NODAL ANALYSIS WELL TO WELL AND THE REVIEW OF THE ARTIFICIAL LIFT SYSTEMS ACTUALLY USED.

KEYWORDS: GAS-LIFT, LIFT ARTIFICIAL ECONOMIC ASSESSMENT

AUTHOR: ROCIO DEL PILAR RINCON Y WILLIAM ALBERTO PAEZ**

The current condition of the Gas Lift Systems in the Provincia`s Field needs modifications or changes for another lift system, the condition was to find after the results of the 41 Well analyses (Logs of dynamic pressure gradient and temperature). For each well (one by one) the flowing pressure was determined at the midpoint of the perforations, considering the depth of the injection point, this value is estimated the current capacity of fluid of the drainage area of the well and finally apply the Nodal Analysis technique and obtain the yield curve of GAS-LIFT well.

With the above information and applying the respective criteria it will demonstrate if the well requires: changing artificial production system, redesign or adjustment of GAS-LIFT system (under-or up flow injection point) or simply leave the well as it is.

Based on these results we can establish the advantages to proceed with a change of the artificial system of production in the candidate wells. The principal point of the GAS-LIFT is the continued limitations on the reduction of flowing bottom hole pressure and hence reduced effectiveness in low static pressure wells. With reciprocating pumps could substantially increase the differential (drawdown), assuming a PIP of 100 psig with the pump from the midpoint of the perforations, the overall production increase expected with the suggested recommendations (including redesigns, gas adjustment etc.) are in the order of 1250 bpd with release of compression capability in the order of 7 MMscf / d.

About the economical analysis for the one well, was establish the options for the pilot test for a change of the mechanical pump systems obtains a 66% better than of the gas lift well.

** Physicochemical Faculty of Engineering, School of Petroleum Engineering. Director M.Sc. Fernando Calvete

AGRADECIMIENTOS

La vida nos ofrece cosas maravillosas cada día y una de ellas fue el poder formarnos como ingenieros de petróleos, pertenecer a la mejor Empresa del País y del mundo para nosotros "ECOPETROL S.A"; logramos afianzar nuestros conocimientos en la mejor Universidad del País y con el apoyo de todos nuestros seres queridos logramos culminar esta etapa de formación profesional, por ello queremos agradecer a cada una de las personitas que con un granito de arena nos colaboraron...

Primero que todo a Dios porque nos da el privilegio de la vida.

A nuestros Padres (Rosaura Pardo, Luis Alberto Páez y Ana Elsa Crespo,), que de una u otra forma continúan sacrificándose por nosotros.

A Lore y Yei, una luz de felicidad en nuestras vidas...

A Danna, mi pedacito de vida, mi piel canela, porque para estudiar ella tuvo que sacrificar el tiempo que debía dedicarle su mami, te adoro mi bebe...

A nuestros Jefes en Ecopetrol quienes aprobaron nuestra ausencia laboral en cerca de dos años para poder asistir a clase..

A Monica, Leidy y todas las directivas de la especialización por su dedicación, a doña Vicky porque sin sus tintos y aromáticas no era lo mismo la clase.

A nuestros compañeros de clase, un grupo de profesionales multidisciplinario todos nos aportaron valiosos conocimientos.

Y por ultimo quiero dedicarle este logro a ese destello de vida, el cual cuan estrella fugaz hizo parte de mi vida (Niko).

William Páez y Rocio Rincón.

INTRODUCCIÓN

El campo Provincia, perteneciente a la Superintendencia de Operaciones de Mares de Ecopetrol S.A, inicio su explotación en el año 1960, a la fecha tiene una producción acumulada de 200.5 MSTB y 896 GPC, equivalente a un factor de recobro del 26.5% y es considerado como un campo maduro.

En las primeras fases exploratorias, se instalaron facilidades de superficie para la recepción de crudo y gas producido, y viendo la necesidad de comercializar el gas rico producido en el campo, se construyó la planta de tratamiento de gas, la cual entro en operación en 1966. Con la infraestructura de compresión montada durante la construcción de la planta, se inicio la inyección de gas a los yacimientos para mejorar los recobros de crudo mediante el sostenimiento de presión del yacimiento. Posteriormente, se implemento el sistema de producción por bombeo neumático (GAS-LIFT) para incrementar la producción del campo aprovechando la disponibilidad de gas. Casi 45 años después de la implementación de GAS-LIFT como sistema de levantamiento, se continúa operando con este tipo de sistema.

Las presiones originales de yacimiento son del orden de 5000 PSI, actualmente se tienen presiones que oscilan entre 800 y 1000 PSI a una profundidad promedio de 8500 pies.

Dadas estas condiciones, se estableció la necesidad de realizar una evaluación de la operación actual del sistema GAS-LIFT del campo Provincia y establecer opciones de mejora como: el cambio en el tipo de GAS-LIFT Continúo a intermitente o cambio de sistema de levantamiento.

La estructura del proyecto inicia con el análisis de 41 pozos que poseían registros de gradiente dinámico de presión y temperatura. Para cada pozo se determinó la

presión fluyente a punto medio de las perforaciones, considerando la profundidad del punto de inyección, y con este valor se estimó la capacidad actual de aporte de fluidos (IPR), para finalmente aplicar la técnica del Análisis Nodal y obtener la curva de rendimiento del pozo de GAS-LIFT. Con la información anterior se aplicaron los criterios respectivos para establecer si el pozo necesita: cambio de sistema artificial de producción, cambio de tipo de GAS-LIFT (continuo a intermitente), rediseñar nuevamente la instalación de GAS-LIFT para profundizar el punto de inyección, ajuste de la tasa de inyección (sub o sobre-inyección) o sencillamente dejar el pozo como está.

1. OBJETIVOS DEL ESTUDIO

1.1 OBJETIVO GENERAL

- 1.1.1** Incrementar la producción de crudo y gas o la reducción del gas de inyección en los pozos del campo Provincia mediante la optimización del sistema de levantamiento artificial.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- 1.2.1** Determinar el índice de productividad de todos los pozos activos del campo Provincia
- 1.2.2** Revisión del sistema de levantamiento artificial actualmente utilizado en el campo Provincia, para determinar su eficiencia y si es el caso sugerir mejoras
- 1.2.3** Proponer nuevas alternativas en caso de no considerar adecuado el sistema de levantamiento artificial actualmente utilizado en el campo Provincia, realizando una evaluación económica y un piloto de prueba.
- 1.2.4** Entregar el análisis de las ganancias de producción con la optimización del sistema de levantamiento artificial del campo Provincia

1.3 ALCANCE

Realizar la optimización de la producción de crudo y gas y de la cantidad de gas de inyección de los pozos del área Provincia (Campos Santos, Conde, Suerte y

Sabana) como resultado del análisis nodal pozo a pozo e implementación de las conclusiones de dicho análisis.

2. DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL

2.1 ANTECEDENTES

Los campos Conde, Suerte, Santos y Sabana pertenecientes al Activo Provincia de la Superintendencia de Operaciones de Mares De Ecopetrol S.A, actualmente cuentan con un total de 95 pozos activos, de los cuales siete (7) pozos se encuentran en flujo natural, los pozos restantes, es decir el 93% de los pozos se encuentran en producción con el sistema de levantamiento GAS-LIFT, aprovechando el alto potencial de producción de gas del Activo. El proceso consiste en levantar fluido del pozo por medio de la inyección de gas a una presión relativamente alta; esto se hace mediante la inyección de volúmenes r pequeños de gas a alta presión para airear la columna de fluidos, o mediante la inyección durante cortos periodos de tiempo de un volumen de gas relativamente grande con el fin de desplazar porciones de columna de fluido.

Tabla 1 Relación Pozos activos Activo Provincia SOM

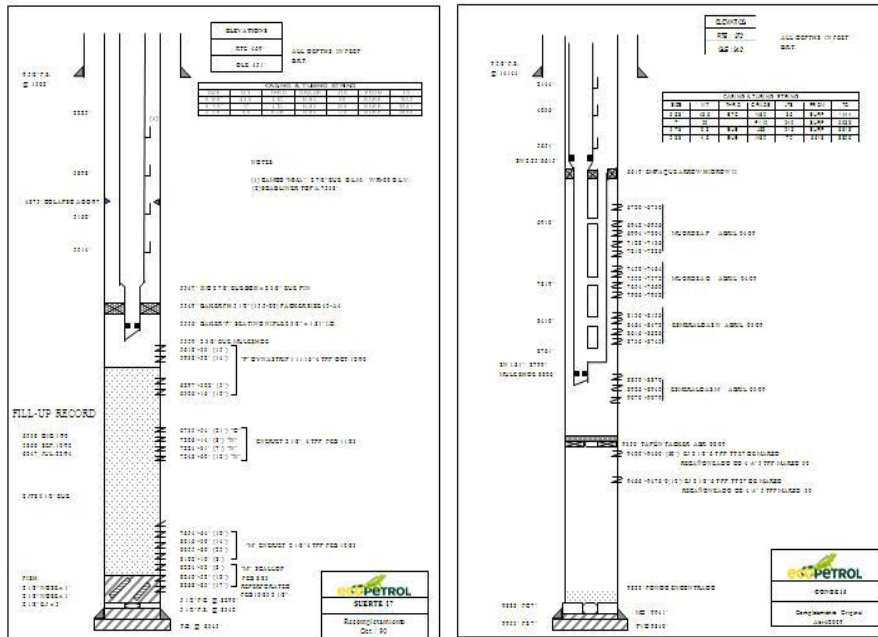
CAMPO	GAS-LIFT	FLUJO NATURAL	TOTAL
CONDE	11	1	12
SABANA	2	0	2
SANTOS	54	5	59
SUERTE	21	1	22
TOTAL	88	7	95

Fuente. Autor

A su vez, existen dos tipos de GAS-LIFT en el activo Provincia: Los de sarta sencilla y sarta Dual, el 45% de los pozos tienen sarta Sencilla y el 55% sarta Dual. La diferencia radica principalmente, en que los pozos con sarta dual tienen doble tubería con empaque dual que permite profundizar el punto de inyección incluso en punto medio de perforados, esto permite, disminuir la presión de flujo e

incrementar la producción comparado con un diseño sencillo el cual el punto de inyección se encuentra por encima de los intervalos abiertos encima del empaque.

Imagen 1 Estado Mecánico Diseño Sencillo - Dual.



Fuente: Archivo Técnico Ecopetrol

El método de levantamiento por GAS-LIFT, fue implementado desde el inicio de explotación del campo aprovechando el gas producido por los pozos. 45 años después de su implementación, la presión de yacimiento se ha visto disminuida significativamente pasando de 5000psi originales a entre 800 y 1000psi en la actualidad, esto debido a la no sostenibilidad de la presión por contar con capa de gas y drenaje gravitacional como mecanismo de empuje del yacimiento en el activo Provincia.

La mayor desventaja del GAS-LIFT, es que la reducción de la presión de fondo fluyente está limitada por la fricción que se origina al inyectar cada vez más gas a la columna de fluido. Si en un determinado pozo se inyecta establemente, a la máxima profundidad, a la tasa de gas adecuada y aún así no se reduce la presión

fluyente en el fondo del pozo lo suficiente para producir más del 50% del potencial máximo absoluto (AOFD) se recomienda cambiar de sistema artificial de producción.

2.2 JUSTIFICACIÓN

El campo Provincia tiene una producción actual de 2300 Bapd, 8500 Kpcd de gas de formación y 3000 Kpcd de inyección; la presencia de bajas presiones de formación, la precipitación de parafinas y el bajo aporte de producción, hace necesario realizar un análisis nodal pozo a pozo para determinar:

- Si el sistema GAS-LIFT está operando en forma óptima
- Si se requiere algún cambio en el sistema que represente ganancias en la producción diaria (crudo y gas) o reducción en la cantidad de gas de inyección
- Si es adecuado realizar temporizaciones del sistema de GAS-LIFT para reducir la cantidad de gas de inyección
- Si es necesario realizar cambio en el sistema de levantamiento artificial (bombeo mecánico)

3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Después de haber recopilado toda la información de comportamiento de producción, infraestructura instalada en el subsuelo incluyendo el equipo de GAS-LIFT, del yacimiento y sus fluidos (P y T, PVT's, etc.), gradientes dinámicos de P y T y survey's de desviación de los 41 pozos, se procedió a aplicar la siguiente metodología de análisis y diagnóstico.

Tabla 2 Pozos Estación 1

No	EF-ED	Pozo	Estado	Yacimiento	Arena	Tipo de fluido	Elev. MR sm pies	Elev. Wellhead sm pies	Elevación del terreno sm pies	Tipo	MD pies	TVD pies	Fecha	qI bbpd	qo Neto bbpd	26 %Ays	qg mpcnd	RGPI pcn/bn	qiny mpcnd	CHP lpcm	THP lpcm	Pws lpcm	Temp. Yac. °F	44 Prof TVD Mid-perf pies	ID-tubina pulg	Psist lpcm	□□□□% inject.	No. de mandriles
1	1	Santos 104	Prod. GI	K, L1, L3, M, N, O, P	Mugrosa, Esmeralda, La paz	PETRÓLEO	504	487	17	VERTICAL	10130	10130	24/9/09	33	33	0	303	1000	350	670	60	700	200	9338	2,441	960	0,65	6
2	1	Conde 16	Prod. GI			PETRÓLEO	371	341	30	VERTICAL	9820	9820	26/9/09	128	128	0	0	175	524	750	120	1500	168	8900	2,441	920	0,65	7
3	1	Conde 4	Prod. GI	P, O, M, N	Esmeralda La Paz	PETRÓLEO	465	450	15	DESVIADO	10433	10410	28/09/09	22	22	0,1	0	200	335	470	120	950	167	8770	2,441	920	0,65	6
4	1	Santos 66	Prod. GI	K, L1, L3, M, N, O, P	Esmeraldas, La Paz	PETROLEO	442	426	16	DESVIADO	10325	10320	11/9/09	18	18	0,1	37	6000	400	600	40	850	162	7998	2,992	960	0,65	6
5	1	Santos 59	Prod. GI	L3, M, N, O, P	Esmeraldas, La Paz	PETROLEO	418	399	19	DESVIADO	9580	9578	30/8/09	40	40	0	1	50	523	420	110	750	174	8900	2,441	960	0,65	6
6	1	Santos 53	Prod. GI	M, N, O	Esmeraldas, La Paz	PETROLEO	411	394	17	DESVIADO	8836	8828	8/9/09	15	15	0	3	500	430	300	90	1100	155	7894	2,441	960	0,65	5
7	1	Conde 7	Prod. GI		Esmeralda La Paz	PETRÓLEO	500	484	16	DESVIADO	10655	10624	15/9/09	14	14	0,2	0	8500	369	300	50	650	177	9300	2,441	920	0,65	7
8	1	Conde 1	Prod. GI	M,N,O	Esmeralda La Paz	PETRÓLEO	460	447	13	DESVIADO	8934	8930	10/06/09	14	14	0,2	7	300	400	600	120	650	164	8260	2,441	900	0,65	3
9	1	Santos 71	Prod. GL	N, O, P	Esmeralda, La Paz	PETROLEO	424	406	18	DESVIADO	10364	9472	15/8/09	12	12	0	480	9000	360	690	60	850	200	8100	2,992	960	0,65	5
10	1	Santos 100	Prod. GI	K, L1, L3, M, N, O, P	Mugrosa, Esmeralda, La paz.	PETRÓLEO	420	403	17	VERTICAL	9687	9687	8/9/09	22	22	0,1	383	1000	380	380	70	750	200	9300	2,441	960	0,65	7
11	1	Conde 15	Prod. GI			PETRÓLEO	461	444	17	DESVIADO	9979	9979	22/9/09	50	50	0,1	0	570	440	760	114	950	180	9600	2,441	920	0,65	7
12	1	Santos 115	Prod. GI			PETRÓLEO	531	509	22	VERTICAL	10490	10490	30/08/209	160	160	0	610	220	380	750	100	1500	162	8190	2,441	960	0,65	6
13		Santos 98	Prod. GI	K, L1, L3, M	Mugrosa, Esmeralda, La paz.	PETRÓLEO	417	400	17	VERTICAL	9932	9932	09/09/2009	50	50	0		50	480	470	120	1400	200	7540	2,441	960	0,65	5
14	1	Santos 101	Prod. GI			PETRÓLEO	434	417	17	DESVIADO	10150		26/9/09	40	40	0	596	400	500	550	80	900	200	8836	2,992	960	0,65	6
15	1	Santos 106	Prod. GI	K, L1, L3	Esmeraldas, La Paz	PETRÓLEO	480	463	17	VERTICAL	9940	9940	14/9/09	100	100	0,1	405	200	578	480	96	2300	200	9010	2,441	970	0,65	6
16	1	Santos 111	Prod. GI	K, L1, L3, M, N	Mugrosa, Esmeralda, La paz.	PETRÓLEO	431	414	17	VERTICAL	10357	10357	25/9/09	20	20	0	273	1000	340	630	70	1400	200	8250	2,441	960	0,65	5
17	1	Conde 13	Prod. GI	K, L1, M, N, O	Esmeralda La Paz	PETRÓLEO	533	516	17	VERTICAL	10116	10116	27/9/09	18	18	0	0	60	330	660	40	550	160	8620	2,441	920	0,65	6
18		Santos 114				PETRÓLEO	535	505	30	VERTICAL	9040	9040	2-12-09	145	145	0		500	386	800	60	1600	159	7996	2,441	960	0,65	6
19	1	Conde 8	Prod. GI	M,N,O	Esmeralda La Paz	PETRÓLEO	543	526	17	DESVIADO	8584	8578	11/8/09	16	16	0	0	5000	300	240	70	750	168	7860	1,995	920	0,65	5
20	1	Santos 76	Prod. GL	O, P	Mugrosa	PETRÓLEO	460	443	17	DESVIADO	10435	10318	9/9/09	15	15	0	370	5000	364	680	50	700	200	8327	2,441	960	0,65	6
21	1	Conde 6	Prod. GI		Esmeralda La Paz	PETRÓLEO	467	454	13	DESVIADO	10291	10248	23/09/09	22	22	0,2	238	500	350	640	140	1959	169	9681	1,995	920	0,65	7
22	1	Santos 68	Prod. GI	Lisama, Superiores	Esmeraldas, La Paz	PETROLEO	446	430	16	DESVIADO	5111	5111	25/9/09	8	8	0,1	25	250	340	660	70	560	148	5998	2,441	960	0,65	3
23	1	Santos 40	Prod. GI	M, N, O, P	Esmeraldas, La Paz	PETROLEO	519	502	17	VERTICAL	8217	8217	23/9/09	18	18	1	17	20000	360	660	60	650	166	6900	2,441	960	0,65	5

Fuente Autor, Archivo Técnico Ecopetrol

Tabla 3 Datos Pozos Estación 2.

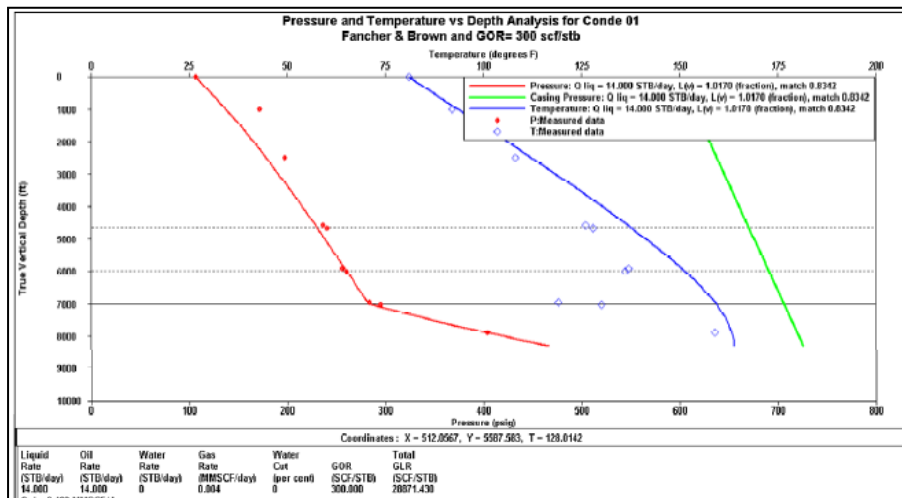
No	EF-ED	Pozo	Estado	Yacimiento	Arena	Tipo de fluido	Elev. MR snm pies	Elev. Wellhead snm pies	Elevación del terreno snm pies	Tipo	MD pies	TVD pies	Fecha	ql bbpd	qo Neto bbpd	26 %AyS	qg mpcnd	RGPI pcn/bn	qiny mpcnd	CHP lpcm	THP lpcm	Pws lpcm	Temp. Yac. °F	44 Prof TVD Mid-perf pies	ID-tubing pulg	Psist lpcm	□□□□. inject.	No. de mandriles
24	2	Suerte 48	Prod. GI	L1,L3,M	Esmeralda La Paz	PETRÓLEO	450	433	17	VERTICAL	9441	9441	22/9/09	35	32	9	13	3000	430	670	70	900	166	7900	2,992	1100	0,65	5
24	2	Suerte 34	Prod. GI			PETRÓLEO	384	367	17		10550	10540	22/09/2009	20	14	30		4000	500	680	60	750	185	10220	2,441	1080	0,65	7
26	2	Suerte 32	Prod. GI	L3,M,N,P	Esmeralda La Paz Mugrosa	PETRÓLEO	394	378	16	VERTICAL	10040	10040	2/08/2009	15	15	0,3		500	350	480	103	1350	178	9910	2,441	1070	0,65	6
27	2	Suerte 29	Prod. GI	L3	Esmeralda La Paz	PETRÓLEO	495	477	18	DESVIADO	10400	10398	08/08/2009	7	7	1,2		8000	500	790	42	600	144	7350	2,992	1060	0,65	4
28	2	Santos 57	Prod. GI	M, N, O, L1	Esmeraldas, La Paz Mugrosa	PETRÓLEO	479	463	16	DESVIADO	9240	9232	8/9/09	28	27	2		1000	320	540	65	950	184	8196	2,441	950	0,65	4
29	2	Santos 93	Prod. GL	L1, L3, M, N, O, P	Mugrosa, Esmeralda, La paz.	PETRÓLEO	510	493	17	DESVIADO	10508	10493	11/9/09	38	37	3	443	500	578	510	170	850	183	9900	2,441	950	0,65	8
30	2	Santos 80	Prod. GL	M, N, O, P	Esmeralda, La paz.	PETRÓLEO	475	458	17	DESVIADO	8300	8297	16/9/09	22	22	0	367	400	340	610	80	450	143	6330	1,995	940	0,65	5
31	2	Suerte 38	Prod. GI	K,L1	Esmeralda La Paz	PETRÓLEO	382	363	19	VERTICAL	10202	10172	8/08/2009	24	24	2	0	400	400	630	95	550	163	9520	2,441	1060	0,65	7
32	2	Santos 19	Prod. GI	M,O	Esmeraldas, La Paz	PETRÓLEO	460	446	14	DESVIADO	10331		13/9/09	34	33	3	22	1500	360	200	55	670	134	5370	2,441	980	0,65	3
33	2	Suerte 45	Prod. GI	L1,L3,M,O	Esmeralda La Paz	PETRÓLEO	432	415	17	VERTICAL	9550	9550	01/08/2009	37	36	1,4		500	400	400	100	650	174	9350	2,441	1100	0,65	6
34	2	Suerte 39	Prod. GI			PETRÓLEO	404	387	17	VERTICAL	10448	10448	2/08/2009	31	31	0,1		500	450	784	85	550	166	9500	2,441	1110	0,65	6
35	2	Suerte 50	Prod. GI			PETRÓLEO	527	505	22	DESVIADO	10490	10422	27/09/2009	90	86	5	23	100	400	870	100	1150	164	8550	2,441	1050	0,65	6
36	2	Santos 97	Prod. GI	L1, L3, M, P	Mugrosa, Esmeralda, La paz.	PETRÓLEO	448	432	16	VERTICAL	10538	10538	13/9/09	53	47	12	577	2000	500	760	211	1800	170	8502	2,441	960	0,65	4
37	2	Santos 78	Prod. GL		Esmeralda, La paz.	PETRÓLEO	474	457	17	DESVIADO	7850	7846	8/9/09	60	60	0,4	711	5000	500	680	120	620	165	6419	2,441	960	0,65	4
38	2	Suerte 28	Produ. GI	O,P		PETRÓLEO	441	425	16	VERTICAL	9148		12/06/2009	17	17	0,1	23	500	350	450	40	750	152	6800	2,441	1070	0,65	4
39	2	Santos 39	Prod. GI	Arenas superiores N, O	Esmeraldas, La Paz	PETRÓLEO	457	440	17	DESVIADO	8728	8724	21/9/09	21	21	0	197	2000	370	740	126	630	166	7300	2,441	940	0,65	5
40	2	Santos 45	Prod. GI	M, N, O	Real, Mugrosa, Esmeraldas, La Paz	PETRÓLEO	458	440	18	DESVIADO	7750	7737	14/9/09	42	42	0,7	261	5000	340	660	90	750	147	7200	2,441	960	0,65	5
41	2	Suerte 24	Prod. GI	M,N,O,P	Mugrosa Esmeralda La Paz Isama	PETRÓLEO	388	366	22	DESVIADO	9219	9137	14/09/2009	26	26	0		200	372	600	60	950	156	8170	2,441	1080	0,65	5

Fuente Autor, Archivo Técnico Ecopetrol

3.1 COTEJO DEL GRADIENTE DINAMICO DE PRESION (MATCH)

Este primer paso consiste en seleccionar y ajustar correlaciones empíricas para reproducir las propiedades PVT de los fluidos, luego reproducir con un coeficiente total de transferencia de calor el perfil de temperaturas dinámico, y finalmente seleccionar y ajustar la correlación de flujo multifásico que reproduce el perfil de presión en la tubería obtenido con el registro dinámico de P y T y bajo las condiciones de producción del pozo el mismo día de la corrida del registro.

Grafica 1 Match Gradiente Dinámico de Presión Conde 01.

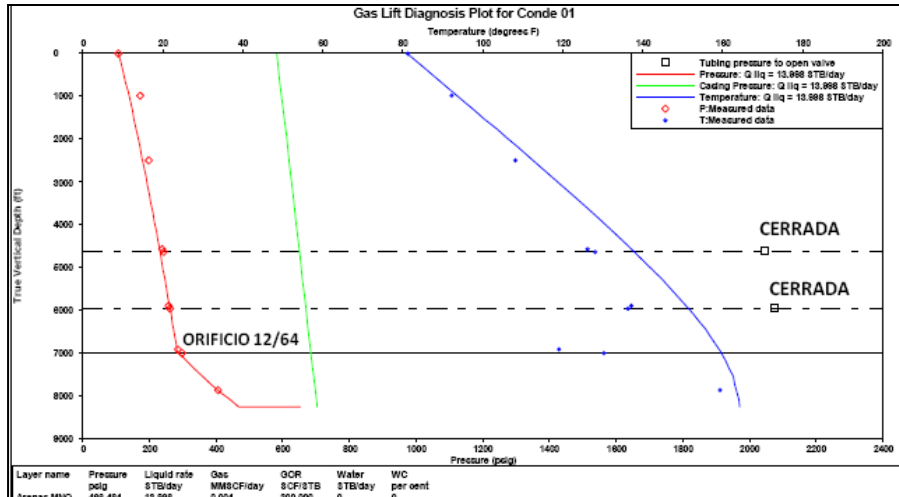


Fuente Autor, Archivo Técnico Ecopetrol

3.2 DIAGNOSTICO DEL COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO DE GAS LIT

Utilizando la correlación de flujo multifásico anterior determinar, mediante balance de fuerzas, la condición de apertura o cierre de las válvulas de acuerdo a la presión de calibración, presión de tubing y presión de casing a nivel de cada mandril. La válvula abierta más profunda con diferencial de presión disponible para la inyección de gas será la operadora y debe coincidir con la operadora detectada con el gradiente dinámico de P y T.:

Grafica 2 Diagnostico Equipo GAS-LIFT Conde 01.

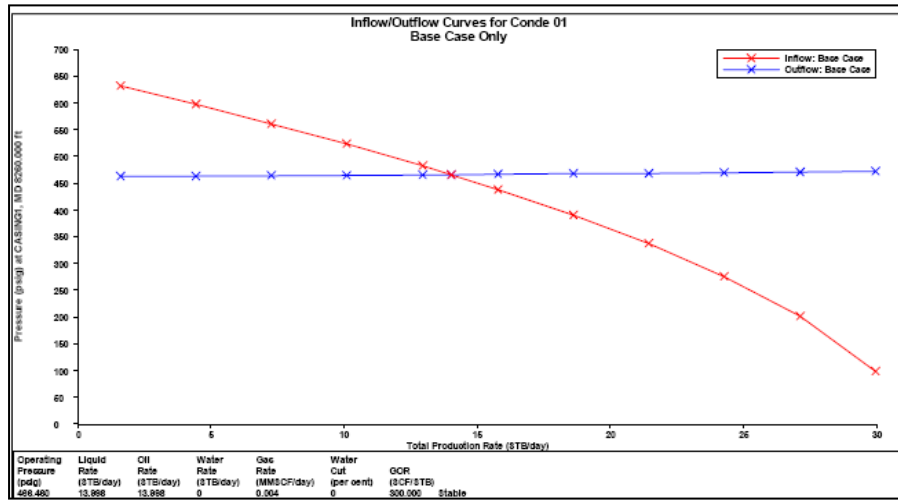


Fuente Autor, Archivo Técnico Ecopetrol

3.3 DETERMINACION DE LAS CURVAS DE AFLUENCIA Y EFLUENCIA EN EL FONDO DE POZO (“INFLOW/OUTFLOW O VLP/IPR CURVES”).

Conociendo la profundidad del mandril operador y la correlación de flujo multifásico apropiada, determinar la presión fluyente frente al punto medio de las perforaciones para la tasa de producción actual y con este valor estimar la capacidad de aporte de fluidos del área de drenaje del yacimiento (IPR). Registrar qué porcentaje es la tasa de producción actual con relación al potencial máximo absoluto (AOF) y en función del aprovechamiento del AOF considerar el futuro cambio de sistema artificial de producción una vez establecida la eficiencia del actual gas LIFT. Asumir otros caudales diferentes al actual para graficar la curva de demanda de energía (VLP) en la misma gráfica de la IPR. La intersección de ambas curvas debe reproducir la tasa actual de producción y la presión fluyente en el fondo del pozo.

Grafica 3 Curvas de Afluencia y efluencia Conde 01.

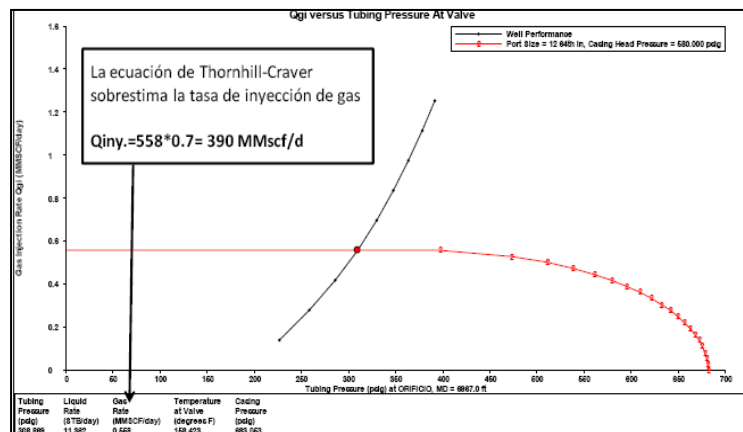


Fuente Autor, Archivo Técnico Ecopetrol

3.4 MODELAJE DEL COMPORTAMIENTO DE LA VALVULA OPERADORA (GAS LIFT VALVE MODELING).

Este paso consiste en determinar la tasa de inyección que la válvula de GAS-LIFT es capaz de dejar pasar a través de ella bajo las condiciones dinámicas de presión y temperatura a nivel del mandril operador. Si este valor está dentro del rango de $\pm 10\%$ de la tasa de inyección reportada según la carta del gas de inyección queda certificada la consistencia de la información utilizada en el diagnóstico.

Grafica 4 Modelaje de comportamiento de la válvula operadora Conde 01.

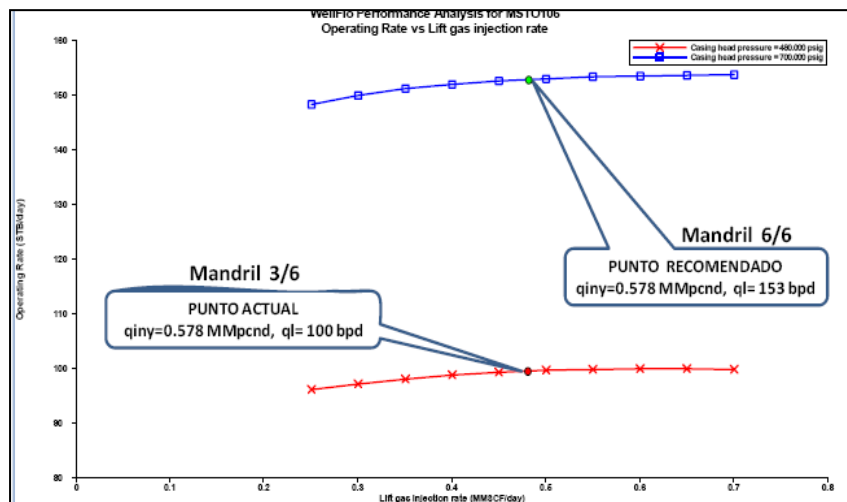


Fuente Autor, Archivo Técnico Ecopetrol

3.5 CURVA DE RENDIMIENTO

Una vez cotejado el perfil de presión y temperatura para las condiciones actuales de producción: tasa líquida, porcentaje de agua y sedimentos y relación gas-petróleo, se procede a aplicar la técnica del análisis nodal para cuantificar el impacto de la tasa de inyección de gas sobre la tasa de producción del pozo. En función de la posición relativa del punto actual de operación se podrá establecer si el pozo se encuentra bajo condiciones de sobre-inyección o sub-inyección.

Grafica 5 Curvas de Rendimiento Conde 01.

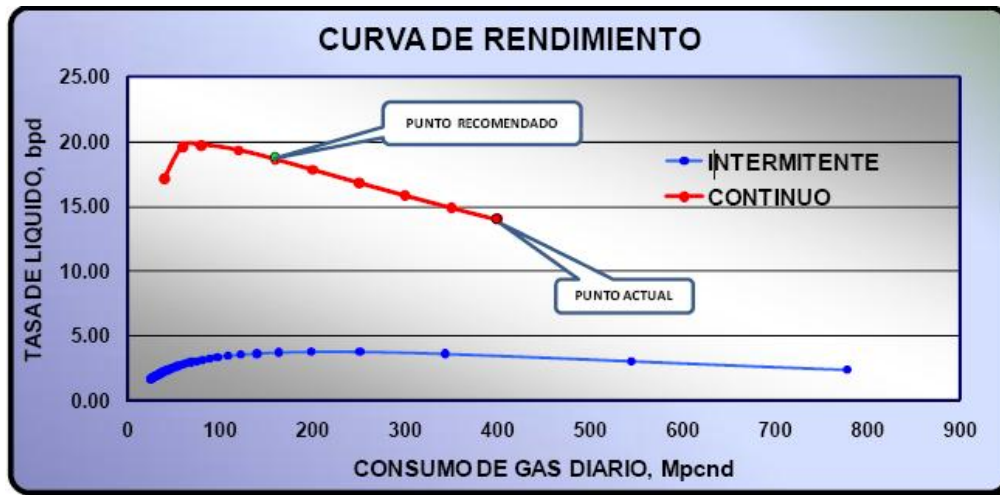


Fuente Autor, Archivo Técnico Ecopetrol

3.6 CURVAS DE RENDIMIENTO CONTINUO VS INTERMITENTE:

Si la tasa de inyección es excesiva para la poca producción levantada es necesario construir la curva de rendimiento correspondiente al GAS-LIFT intermitente para establecer cuál de los dos es más eficiente para el pozo, es decir, cual ofrece más producción con la menor cantidad de gas posible. Si la presión del yacimiento es muy baja se debe construir la curva de rendimiento del GAS-LIFT intermitente tipo cámara de acumulación.

Grafica 6 Curvas de Rendimiento Continuo – Intermitente Conde 01.



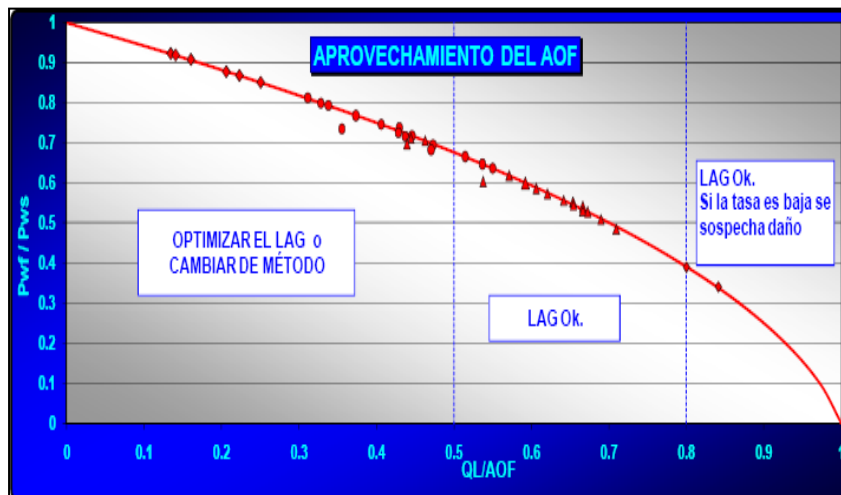
Fuente Autor, Archivo Técnico Ecopetrol

4. RESULTADOS GLOBALES

4.1 APROVECHAMIENTO DEL AOF

La gráfica siguiente presenta el punto de operación de cada pozo en una IPR adimensional donde se aprecia que en un gran número de pozos no se está aprovechando sustancialmente el AOF.

Grafica 7 Aprovechamiento Del AOF.



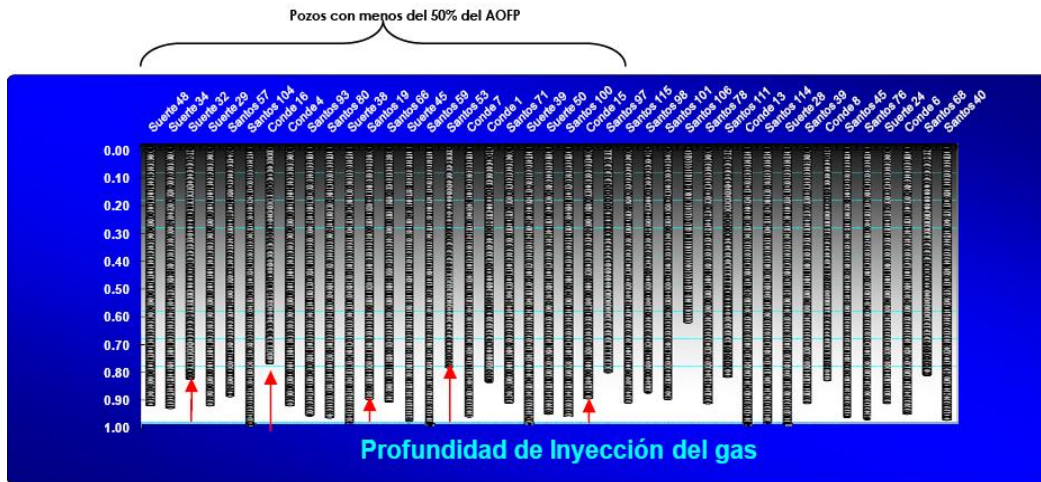
Fuente Autor, Archivo Técnico Ecopetrol

En 23 de los 41 pozos (56%) se produce menos del 50% del AOFP, analizando los resultados por pozo se tiene que de los 23 pozos solo 5 necesitan diseño del GAS-LIFT para llevar el punto de inyección al mandril más profundo y optimizarlo, el resto de los pozos (18) requieren cambio de sistema artificial de producción ya que aún inyectando por el mandril más profundo no se logra aprovechar más del 50% del AOFP, esto se debe a la baja presión de los yacimientos unido a las limitaciones del GAS-LIFT continuo para bajar la presión fluyente en el fondo del pozo (alta fricción). Existen 7 pozos dentro de estos 18 en los cuales el mandril más profundo está a más de 500 pies por encima del punto medio de las perforaciones, pero luce más atractivo el cambio de sistema artificial de producción que profundizar el punto de inyección con tuberías dual de 2 3/8" OD, pero en caso de que no sea rentable el cambio de sistema artificial sería interesante evaluar la tecnología PERLIFT en uno o dos de estos pozos.

4.2 PROFUNDIDAD DEL PUNTO DE INYECCION

La siguiente gráfica muestra la profundidad del punto de inyección, expresada como una fracción de la profundidad del punto medio de las perforaciones y se señalan con flechas rojas los pozos donde no se inyecta por el mandril más profundo por lo tanto requieren de un rediseño de la instalación de GAS-LIFT: Suerte 32, Conde 16, Santos 19, Santos 53 y Conde 15. El resto de los pozos comprendidos entre el Suerte 48 hasta Conde 15 son candidatos a cambio de sistema artificial.

Grafica 8 Profundidad del punto de inyección.



Fuente Autor, Archivo Técnico Ecopetrol

Otra manera de presentar los resultados de evaluar la profundidad del punto de inyección se presenta en el siguiente gráfico:

Grafica 9 Profundidad del punto de inyección.



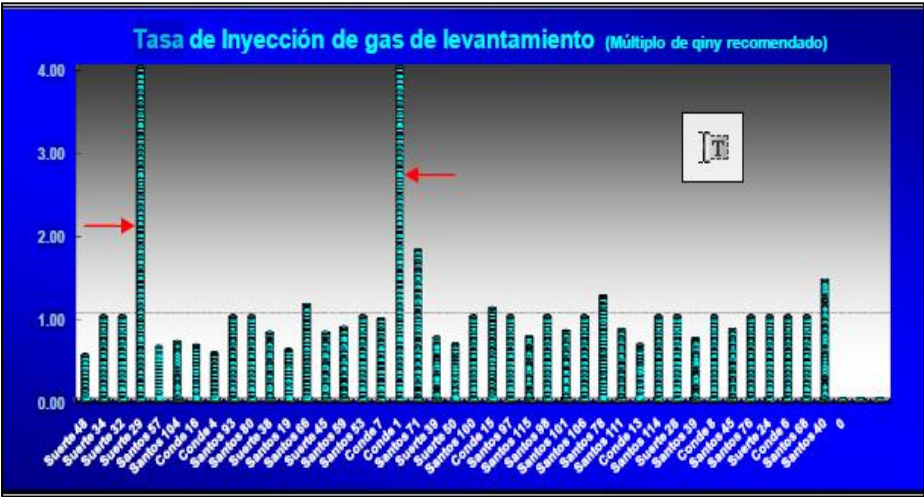
Fuente Autor, Archivo Técnico Ecopetrol

Se observa que en 32 de los 41 pozos (78%) se inyecta por el mandril más profundo lo que indica que los diseños realizados han sido exitosos y que el equipo instalado es de alta confiabilidad.

4.3 TASA DE GAS DE INYECCION

La siguiente gráfica muestra la tasa de inyección en el mismo orden de la gráfica anterior y expresada como una fracción de la recomendada de acuerdo a la curva de rendimiento q_l vs q_{iny} ., en general, la tasa de gas que se está actualmente inyectando es la adecuada o está ligeramente por debajo o por encima de la recomendada a excepción de unos 2 pozos que poseen sobre-inyección excesiva: Suerte 29 y Conde 1, ambos candidatos a cambio de sistema artificial de producción. Se señalan con flechas rojas los 2 pozos donde se sobre-inyecta excesivamente el gas de GAS-LIFT.

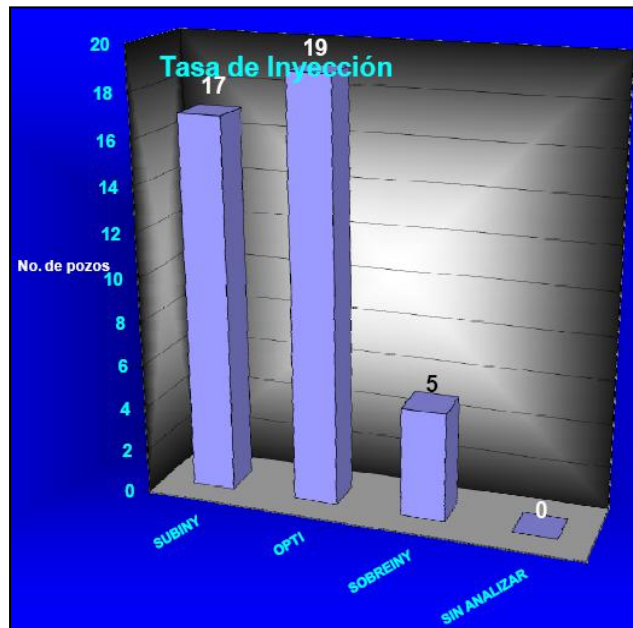
Grafica 10 Tasa Gas de Inyección



Fuente Autor, Archivo Técnico Ecopetrol

Otra manera de presentar los resultados de evaluar la tasa se presenta en el siguiente gráfico:

Grafica 11 Tasa Gas de Inyección.



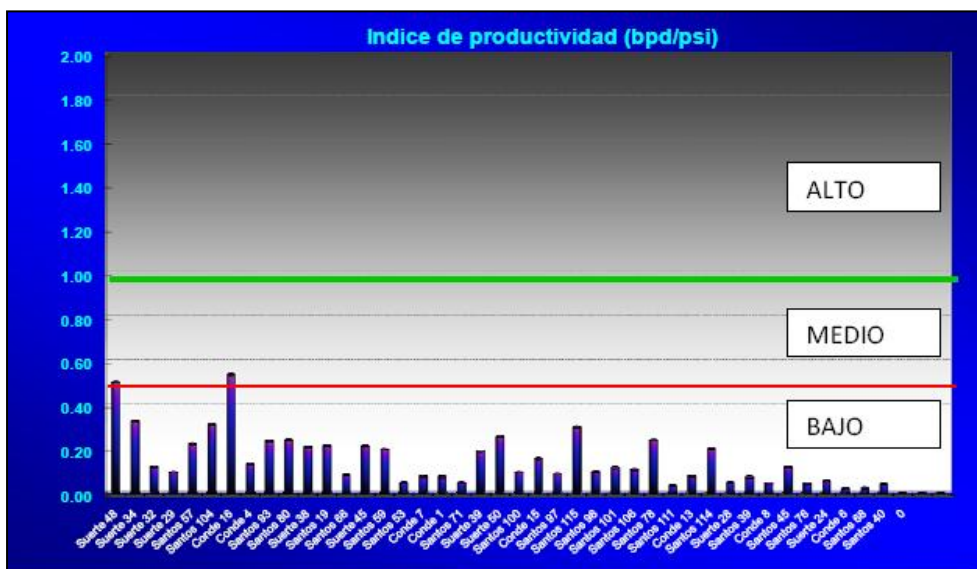
Fuente Autor, Archivo Técnico Ecopetrol

Se observa que solo en 5 pozos existe sobre-inyección del gas de GAS-LIFT, lo que significa que en 36 de los 41 pozos (88%) se inyecta la tasa de gas adecuada o está ligeramente por debajo. Esta observación en conjunto con la anterior sobre la profundidad del punto de inyección indica que en el Campo Provincia se aplica el GAS-LIFT con alta eficiencia, y que en la actualidad la baja presión de los yacimientos obliga a ir progresivamente cambiando de sistema artificial de producción.

4.4 INDICE DE PRODUCTIVIDAD Y PRESION

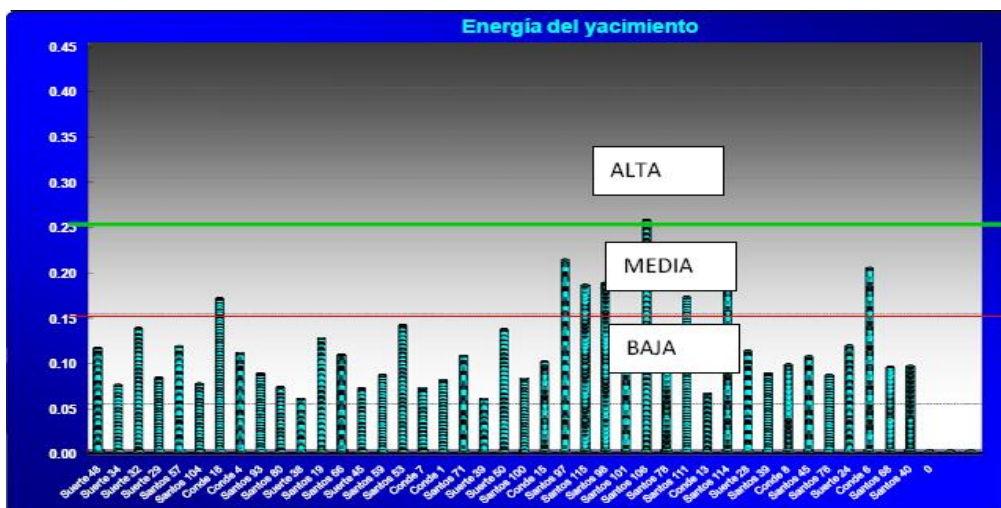
Las siguientes gráficas se muestran el índice de productividad obtenido y la presión estática utilizada, en psi/pie, y mostrando los pozos en el mismo orden de las gráficas anteriores. Obsérvese que en general el índice es bajo (menos de 0.5 bpd/psi) y la presión estática baja (menos de 0.15 psi/pie)

Grafica 12 Índice de Productividad.



Fuente Autor, Archivo Técnico Ecopetrol

Grafica 13 Energía del Yacimiento.



Fuente Autor, Archivo Técnico Ecopetrol

4.5 RESULTADOS POR POZO

En la siguiente tabla, se resumen las recomendaciones por pozo del grupo de los 23 pozos donde no se está produciendo más del 50% del AOFP calculado, en este grupo obviamente se encuentran los 18 pozos candidatos a cambio de sistema

artificial de producción y los otros 5 pozos candidatos a rediseño de la instalación de GAS-LIFT para bajar el punto de inyección al mandril más profundo.

Tabla 4 Análisis Pozos

Dual?	POZOS Ok.	AJUSTAR BAJANDO QINY DE GAS	AJUSTAR SUBIENDO QINY DE GAS	REDISEÑAR	PROFUNDIZAR PUNTO DE INYECCIÓN SI NO CAMBIA DE MÉTODO	CAMBIO DE CONTINUO A INTERMITENTE	CAMBIO DE CONTINUO A INTERMITENTE CHAMBER LIFT	CANDIDATO A CAMBIO DE SISTEMA ARTIFICIAL
NO			Suerte 48		Suerte 48			Suerte 48
NO					Suerte 34			Suerte 34
SI				Suerte 32				
NO		Suerte 29			Suerte 29	Suerte 29		Suerte 29
NO			Santos 57		Santos 57			Santos 57
SI			Santos 104					Santos 104
NO				Conde 16				
SI			Conde 4		Conde 4			Conde 4
SI								Santos 93
NO								Santos 80
SI			Suerte 38					Suerte 38
NO				Santos 19				
NO					Santos 66			Santos 66
SI			Suerte 45					Suerte 45
SI			Santos 59					Santos 59
SI				Santos 53				
NO						Conde 7		Conde 7
NO		Conde 1			Conde 1	Conde 1		Conde 1
NO		Santos 71			Santos 71			Santos 71
SI			Suerte 39					Suerte 39
SI			Suerte 50					Suerte 50
SI								Santos 100
SI				Conde 15				

Fuente Autor, Archivo Técnico Ecopetrol

En la tabla, se presenta el resumen de recomendaciones para el segundo grupo de 18 pozos donde se aprovecha más del 50% del AOFP calculado.

Tabla 5 Análisis Pozos

Dual?	POZOS Ok.	AJUSTAR BAJANDO QINY DE GAS	AJUSTAR SUBIENDO QINY DE GAS	REDISEÑAR	PROFUNDIZAR PUNTO DE INYECCIÓN SI NO CAMBIA DE MÉTODO	CAMBIO DE CONTINUO A INTERMITENTE	CAMBIO DE CONTINUO A INTERMITENTE CHAMBER LIFT	CANDIDATO A CAMBIO DE SISTEMA ARTIFICIAL
NO	Santos 97				Santos 97			
SI				Santos 115				
NO	Santos 98				Santos 98			
NO			Santos 101		Santos 101			
SI				Santos 106				
NO		Santos 78			Santos 78			
NO			Santos 111		Santos 111			
SI			Conde 13			Conde 13		
SI	Santos 114							
SI	Suerte 28							
NO			Santos 39		Santos 39			
NO				Conde 8				
SI				Santos 45				
NO	Santos 76					Santos 76		
SI	Suerte 24				Suerte 24			
NO	Conde 6				Conde 6			
NO	Santos 68				Santos 68	Santos 68		
NO		Santos 40				Santos 40		

Fuente Autor, Archivo Técnico Ecopetrol

De los 18 pozos: 8 están optimizados en GAS-LIFT continuo (Ok.), 6 pozos necesitan ajuste gas de GAS-LIFT y 4 pozos son candidatos a rediseño que con los 5 del grupo anterior da un total de 9 rediseños. Dentro de los 14 pozos optimizados o que necesitan ajuste de gas de GAS-LIFT (8+6) existen 8 pozos candidatos a bajar el punto de inyección con sarta dual ya que no la poseen y el mandril operador está a más de 400 pies por encima de las perforaciones, estos pozos podrían ser candidatos a utilizar la tecnología PERLIFT (Ver análisis en el anexo). Como se explica o se analiza en el anexo acerca de la tecnología PERFLIFT, es para aplicar en pozos gasíferos o pozos intermitentes; pero esta tiene algo un punto en contra para ser aplicada en los pozos que conforman el activo Provincia, dado que al realizar la inyección de gas directamente en frente de los intervalos y por la presencia de zonas bastante depletadas, se tienen zonas ladronas las cuales en lugar de aportar o dar ganancias representadas en la producción de fluidos (crudo o gas), hacen antieconómico la utilización de la tecnología al presentarse pérdida del gas de inyección y por ende poca o nula recuperación del fluidos. Es por ello que se descarta el uso de esta tecnología en el análisis que contempla la presente monografía.

Tabla 6 Producción Ganancial Por

RESULTADOS OBTENIDOS				
No	POZO	RECOMENDACIÓN	GANANCIA EN PRODUCCIÓN Dqo. bpd	LIBERACIÓN DE COMPRESIÓN Dqing. Mpen/d
1	Suerte 48	CAMBIAR DE SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN O PROFUNDICE EL PUNTO DE INYECCIÓN CON PERLIFT	198	430
2	Suerte 34	CAMBIAR DE SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN O PROFUNDICE EL PUNTO DE INYECCIÓN CON PERLIFT	81	500
3	Suerte 32	REDISEÑAR LA INSTALACIÓN DE GAS-LIFT.	27	0
4	Suerte 29	CAMBIAR DE SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN O PROFUNDICE EL PUNTO DE INYECCIÓN CON PERLIFT O ESTUDIAR POSIBLE CAMBIO A GAS LIFT INTERMITENTE	25	500
5	Santos 57	CAMBIAR DE SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN O PROFUNDICE EL PUNTO DE INYECCIÓN CON PERLIFT	93	320
6	Santos 104	CAMBIAR DE SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN	93	350
7	Conde 16	REDISEÑAR LA INSTALACIÓN DE GAS-LIFT.. PROFUNDICE EL PUNTO DE INYECCIÓN CON PERLIFT.	95	-276
8	Conde 4	CAMBIAR DE SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN	52	335
9	Santos 93	CAMBIAR DE SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN	78	578
10	Santos 80	CAMBIAR DE SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN	39	340
11	Suerte 38	CAMBIAR DE SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN	42	400
12	Santos 19	REDISEÑAR LA INSTALACIÓN DE GAS-LIFT.. PROFUNDICE EL PUNTO DE INYECCIÓN CON PERLIFT.	0	0
13	Santos 66	CAMBIAR DE SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN O PROFUNDICE EL PUNTO DE INYECCIÓN CON PERLIFT	25	400
14	Suerte 45	CAMBIAR DE SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN	44	400
15	Santos 59	CAMBIAR DE SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN	68	523
16	Santos 53	REDISEÑAR LA INSTALACIÓN DE GAS-LIFT.	6	0
17	Conde 7	CAMBIAR DE SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN O ESTUDIAR GAS LIFT INTERMITENTE	16	369
18	Conde 1	CAMBIAR DE SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN O PROFUNDICE EL PUNTO DE INYECCIÓN CON PERLIFT O ESTUDIAR POSIBLE CAMBIO A GAS LIFT INTERMITENTE	16	400
19	Santos 71	CAMBIAR DE SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN O PROFUNDICE EL PUNTO DE INYECCIÓN CON PERLIFT	14	360
20	Suerte 39	CAMBIAR DE SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN	32	450
21	Suerte 50	CAMBIAR DE SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN	88	400

RESULTADOS OBTENIDOS				
No	POZO	RECOMENDACIÓN	GANANCIA EN PRODUCCIÓN Dqo. bpd	LIBERACIÓN DE COMPRESIÓN Dqing. Mpcn/d
21	Suerte 50	CAMBIAR DE SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN	88	400
22	Santos 100	CAMBIAR DE SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN	23	380
23	Conde 15	REDISEÑAR LA INSTALACIÓN DE GAS-LIFT.	7	40
24	Santos 97	POZO Ok., DEJARLO COMO ESTÁ. PROFUNDICE EL PUNTO DE INYECCIÓN CON PERLIFT.	5	0
25	Santos 115	REDISEÑAR LA INSTALACIÓN DE GAS-LIFT.	22	-120
26	Santos 98	POZO Ok., DEJARLO COMO ESTÁ. PROFUNDICE EL PUNTO DE INYECCIÓN CON PERLIFT.	0	0
27	Santos 101	PROFUNDICE EL PUNTO DE INYECCIÓN CON PERLIFT. O AJUSTAR CONSUMO DE GAS AUMENTÁNDOLO DE 500 a 600 Mscfd	2	-100
28	Santos 106	REDISEÑAR LA INSTALACIÓN DE GAS-LIFT.	53	0
29	Santos 78	PROFUNDIZAR EL PUNTO DE INYECCION O AJUSTAR CONSUMO DE GAS	0	100
30	Santos 111	PROFUNDICE EL PUNTO DE INYECCIÓN CON PERLIFT. O AJUSTAR CONSUMO DE GAS AUMENTÁNDOLO DE 340 a 400 Mscfd	1	-60
31	Conde 13	AJUSTAR CONSUMO DE GAS AUMENTÁNDOLO DE 330 a 500 Mscfd O ESTUDIAR POSIBLE CAMBIO A GAS LIFT INTERMITENTE	3	-170
32	Santos 114	POZO Ok., DEJARLO COMO ESTÁ.	0	0
33	Suerte 28	POZO Ok., DEJARLO COMO ESTÁ.	0	0
34	Santos 39	PROFUNDIZAR EL PUNTO DE INYECCION O AJUSTAR CONSUMO DE GAS	0	-130
35	Conde 8	REDISEÑAR LA INSTALACIÓN DE GAS-LIFT. PROFUNDICE EL PUNTO DE INYECCIÓN CON PERLIFT.	3	0
36	Santos 45	REDISEÑAR LA INSTALACIÓN DE GAS-LIFT.	1	-60
37	Santos 76	POZO Ok., DEJARLO COMO ESTÁ. PROFUNDICE EL PUNTO DE INYECCIÓN CON PERLIFT. O ESTUDIAR POSIBLE CAMBIO A GAS LIFT INTERMITENTE	0	0
38	Suerte 24	POZO Ok., DEJARLO COMO ESTÁ. PROFUNDICE EL PUNTO DE INYECCIÓN CON PERLIFT.	0	0
39	Conde 6	POZO Ok., DEJARLO COMO ESTÁ. PROFUNDICE EL PUNTO DE INYECCIÓN CON PERLIFT.	4	0
40	Santos 68	LIMPIE LAS PERFORACIONES. PROFUNDICE EL PUNTO DE INYECCIÓN CON PERLIFT. O ESTUDIAR POSIBLE CAMBIO A GAS LIFT INTERMITENTE	0	0
41	Santos 40	PROFUNDIZAR EL PUNTO DE INYECCIÓN CON PERLIFT. O AJUSTAR CONSUMO DE GAS DISMINUYÉNDOLO GRADUALMENTE DE 360 a 250 Mscfd O ESTUDIAR POSIBLE CAMBIO A GAS LIFT INTERMITENTE	0	110
Total =			1255bpd	6,77 MMpcn/d

Fuente Autor, Archivo Técnico Ecopetrol

5. ESTUDIO FINANCIERO

5.1 FLUJO DE CAJA PILOTO SUERTE 50

Para el estudio financiero se tienen en cuenta las consideraciones realizadas en el estudio técnico en cuanto a incrementos de producción y recomendaciones de cambio de sistema. Se tomo como referencia el mejor pozo (Suerte 50) para una prueba piloto teniendo en cuenta los resultados del valor del proyecto.

Dado que esta prueba piloto propone un cambio de sistema, se supone un flujo de caja a 12 años, debido a que hasta este periodo se observan ganancias con Bombeo Mecánico; se evalúa la situación actual sin realizar cambio de sistema y una situación realizando cambio de sistema considerando todas actividades que esto implica.

La tasa de descuento utilizada es de 11.1% E.A., que corresponde al WACC actual de Ecopetrol. Esta es la tasa utilizada actualmente en la empresa para evaluar financieramente sus proyectos.

En primera instancia se presenta la evaluación realizada **sin** cambio de sistema.

Tabla 7 Flujo de Caja Sin Cambio de Sistema Suerte 50

ANÁLISIS SIN CAMBIO DE SISTEMA												
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
TOTAL INGRESOS	USD 930.005	USD 708.064	USD 555.885	USD 436.227	USD 344.979	USD 270.710	USD 212.431	USD 166.698	USD 130.811	USD 102.629	USD 80.535	USD 51.903
Perdidas Por Diferida	USD 17.636	USD 13.579	USD 10.661	USD 8.366	USD 6.616	USD 5.192	USD 4.074	USD 3.197	USD 2.509	USD 1.968	USD 1.545	USD 995
Costos Intervención Cambio de Sistema												
Costos de mantenimiento SLICK LINE	USD 4.000	USD 4.000	USD 4.000	USD 4.000	USD 4.000	USD 4.000	USD 4.000	USD 4.000	USD 4.000	USD 4.000	USD 4.000	USD 4.000
Consumo de Energía	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
Costos Diferida de Pozo por trabajo Varilleo/ Estimulación			USD 0	USD 34.727	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 34.727	USD 0	USD 0	USD 0
TOTAL EGRESOS	USD 21.836	USD 17.579	USD 14.661	USD 47.093	USD 10.616	USD 9.192	USD 8.074	USD 7.197	USD 41.236	USD 5.968	USD 5.545	USD 4.995
FLUJO DE CAJA	USD 908.169	USD 690.484	USD 541.224	USD 389.134	USD 334.363	USD 261.519	USD 204.357	USD 159.501	USD 89.575	USD 96.661	USD 74.990	USD 46.908

Fuente Autor

Los ingresos son calculados tomando la producción actual con una declinación mensual del 2%, igualmente se considero el descuento por regalías a pagar del 20% para crudo y 20% para gas. Esto multiplicado por el precio del crudo del campo provincia que para el 2011 es de U\$ \$40.11, variando anualmente, según los precios oficiales del portafolio 2011 para el Activo Provincia.

La declinación de producción se realizo con base en la producción actual del pozo:

- Suerte 50: 88 Bapd; 60.000 fcd

A continuación se presenta el detallado de producción del pozo Suerte 50.

Tabla 8 Barriles Producidos Sin Cambio de Sistema Suerte 50

PRODUCCION CON REGALIAS												
PORCENT	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CRUDO 100% (BBLs)	25488	19320	15160	11897	9336	7326	5749	4511	3540	2778	2180	1186
CRUDO 80% (BBLs)	20390	15456	12128	9517	7468	5861	4599	3609	2832	2222	1744	949
GAS 80% (KPCD)	15707	12326	9672	7590	5956	4674	3668	2878	2258	1772	1391	756
BARRILES EQUIVALENTES GAS 80%	2798	2196	1723	1352	1061	833	653	513	402	316	248	135
TOTAL BARRILES EQUIVALENTES	23188	17651	13851	10869	8529	6693	5252	4121	3234	2538	1992	1083

Fuente Autor

Los egresos se consideran teniendo en cuenta el mantenimiento del pozo con el ingreso de la unidad de Slick Line al pozo una vez al año para tomar gradientes de presión y la entrada del equipo de varilleo una vez cada 5 años para realizar trabajos de cambio de tubería o estimulación orgánica para la disolución de parafinas..

Tabla 9 Costos Mantenimiento GL

COSTOS MANTENIMIENTO UNIDAD GAS LIFT					
Item	ELEMENTO	UND	COSTO EN PESOS	COSTO EN DOLARES	COSTO UN AÑO DOLARES
1	SERVICIO SLICK LINE	ANUAL		USD 4.000,00	USD 4.000,00
2	Intervención equipo de Varilleo	GLB	USD 0,00	USD 34.726,98	USD 34.726,98

Fuente Autor

Por su parte, en la siguiente tabla, se muestra el flujo de caja realizando el cambio de sistema a Bombeo Mecánico.

Tabla 10 Flujo de Caja Cambio de Sistema Suerte 50

ANALISIS CON CAMBIO DE SISTEMA												
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
TOTAL INGRESOS	USD 1.526.036	USD 1.197.707	USD 940.293	USD 737.889	USD 583.540	USD 457.913	USD 359.332	USD 281.974	USD 221.270	USD 173.600	USD 136.227	USD 87.796
Perdidas Por Diferida	USD 60.161	USD 22.970	USD 18.033	USD 14.161	USD 11.191	USD 8.782	USD 6.891	USD 5.408	USD 4.244	USD 3.329	USD 2.613	USD 1.684
Costos Intervención Cambio de Sistema	USD 311.665											
Costos de mantenimiento Unidad Lubricación / Motor	USD 226	USD 226	USD 226	USD 226	USD 226	USD 226	USD 226	USD 226	USD 226	USD 226	USD 226	USD 226
Consumo de Energía	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
Costos Diferida de Pozo por trabajo Varilleo		USD 57.644	USD 57.644	USD 57.644	USD 57.644	USD 57.644	USD 57.644	USD 57.644	USD 57.644	USD 57.644	USD 57.644	USD 57.644
TOTAL EGRESOS	USD 372.052	USD 80.839	USD 75.903	USD 72.021	USD 69.061	USD 66.652	USD 64.761	USD 63.277	USD 62.113	USD 61.199	USD 60.482	USD 59.554
FLUJO DE CAJA	USD 1.153.985	USD 1.116.867	USD 864.390	USD 665.868	USD 514.479	USD 391.262	USD 294.571	USD 218.697	USD 159.156	USD 112.401	USD 75.745	USD 28.242

Fuente Autor

Los ingresos se calcularon de igual forma que el caso anterior, pero, teniendo en cuenta el incremental de producción por el cambio de sistema y el consumo de gas del motor el cual está en promedio en 30Kfcd.

Tabla 11 Barriles Producción Con Cambio de Sistema Suerte 50

PRODUCCION CON REGALIAS												
PORCENT	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CRUDO 100% (BBLs)	45812	35950	28210	22137	17371	13632	10697	8394	6587	5169	4056	2206
CRUDO 80% (BBLs)	36650	28760	22568	17710	13897	10905	8558	6715	5270	4135	3245	1765
GAS 80% (KPCD)	7854	6163	4836	3795	2978	2337	1834	1439	1129	886	695	378
BARRILES EQUIVALENTES GAS 80%	1399	1098	861	676	530	416	327	256	201	158	124	67
TOTAL BARRILES EQUIVALENTES	38049	29857	23430	18386	14428	11322	8884	6972	5471	4293	3369	1833

Fuente Autor

Los Egresos del cambio de sistema fueron calculados, teniendo en cuenta la inversión inicial del proyecto el cual involucra la entrada del equipo de Work Over, Compra de tubería, Varilla, Unidad de bombeo, etc.

Tabla 12 Costos Inversión Cambio de sistema

INVERSION INICIAL INSATACION BM				
Item	DESCRIPCION	CONTRATADOS	ECP	TOTAL u\$
1	Actividades Previas a la Movilización	USD 30.000	USD 0	USD 30.000
2	Equipos de Workover / Varilleo	USD 0	USD 58.925	USD 58.925
3	Servicio de Toma de Presiones, PLT y Slick line	USD 0	USD 3.478	USD 3.478
4	Equipo de Levantamiento Artificial	USD 2.986	USD 36.448	USD 39.434
5	Tubería y varilla		USD 68.715	USD 68.715
6	Unidades de Bombeo - Equipo de superficie	USD 0	USD 74.079	USD 74.079
7	Servicios Profesionales	USD 10.750		USD 10.750
8	Servicio de Reparación de Empaques de Completamiento	USD 0	USD 5.610	USD 5.610
9	Transporte de cargas	USD 10.347	USD 0	USD 10.347
10	Servicio Carrotanque y Camión de Vacío	USD 1.944		USD 1.944
11	Servicio de Alquiler de Herramientas	USD 1.856	USD 5.610	USD 7.466
12	Químicos y Fluidos de Completamiento		USD 917	USD 917
TOTAL COSTO POR TRABAJO (NO INCLUYE IVA)		USD 57.884	USD 253.781	USD 311.665

Fuente Autor

De igual forma, se consideraron los costos de mantenimiento anuales de la unidad y el ingreso de un equipo de varilleo una vez al año según el índice de falla tomado del campo Payoya y el promedio de la Superintendencia SOM.

Tabla 13 Costos Mantenimiento BM

COSTOS MANTENIMIENTO UNIDAD BM					
Ítem	ELEMENTO	UND	COSTO EN PESOS	COSTO EN DOLARES	COSTO UN AÑO DOLARES
1	Lubricación	ANUAL	\$ 406.610	USD 226	USD 226
2	Intervención equipo de Varilleo	GLB	\$ 103.758.948	USD 57.644	USD 57.644

Fuente Autor

Realizando una comparación del VPN en estos dos escenarios, se observa, que realizando el cambio de sistema a bombeo mecánico, este registra un VPN mayor con una diferencia positiva de USD 1.439.286 para el caso del pozo Suerte 50. Generando una mayor rentabilidad a la empresa.

Tabla 14 VPN Suerte 50

VPN CAMBIO DE SISTEMA	
VPE Total Riesgo Cambio Sistema	USD 798.566
VPI Total Riesgo Cambio Sistema	USD 5.121.306
VPN INVERSION BM	USD 4.322.740
VPN SIN CAMBIO DE SISTEMA	
VPE Total Riesgo Sin Cambio	USD 127.597,43
VPI Total Riesgo Sin Cambio	USD 3.011.051,37
VPN SIN CAMBIO	USD 2.883.453,94
Diferencia Escenarios	USD 1.439.286

Fuente Autor

5.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA CAMBIO DE SISTEMA CAMPO

En la actualidad el campo Provincia cuenta con 85 pozos activos de los cuales se analizaron índices de productividad pozo a pozo en 41 pozos donde se considero que económicamente era rentable, realizar esta adquisición de información y en donde las condiciones mecánicas lo permitieron.

Para la evaluación económica del cambio de sistema de levantamiento Gas Lift a Bombeo Mecánico se realizaron los siguientes filtros para elegir la cantidad de pozos a convertir, es conocido que en un proyecto los pozos buenos pueden

apalancar económicamente los pozos regulares y algunos pozos malos, esto depende como se plantee:

- Pozos existen en el activo Provincia, el cual lo conforman los campos Santos, Conde, Suerte y Sabana: 96 pozos
- Pozos con producción actual mayor a 20 Bapd y menor a 200 Kpcd
- Pozos con buenas condiciones mecánicas

Bajo las premisas referidas se logro un consolidado de:

- 30 pozos en el campo Santos
- 10 pozos en el campo Suerte
- 4 pozos en el campo Conde

Para un total de 44 pozos candidatos a realizar cambio de sistema de levantamiento de Gas Lift a PCP.

Adicional a las premisas de producción y condiciones mecánicas de los pozos, para realizar el análisis económico del proyecto se tuvo en cuenta los siguientes aspectos:

- Materiales a utilizar (accesorios, tubería, varilla, unidades, ect)
- Análisis de fallas
- Costos cambio de sistema (equipo de workover, diferida causa por el trabajo)
- Costos mantenimiento (varilleos)
- Costos mantenimiento facilidades de superficie (mantenimiento preventivo y correctivo a las unidades y motores)
- Costos ampliación de la planta de personal
- Liberación del gas de inyección
- Manejo de la planta compresora (inversiones)
- Cambio de líneas de inyección
- Posible tendido de red eléctrica
- Utilización de compresores para anular y así disminuir el tema de bloqueo por gas

Básicamente se plantearon tres escenarios, que son muy dicientes dos de los cuales tan solo varían en un aspecto:

1. Continuar con el manejo del campo con sistema de levantamiento Gas Lift.
2. Utilización de motores a gas, pues el campo en este momento no cuenta con energía eléctrica por lo tanto, el gas que se necesite puede ser tomado del mismo pozo para generar la energía necesaria para que trabaje el sistema de bombeo mecánico.
3. Realizar el tendido de la red eléctrica y por ende utilización de motores eléctricos, la energía suministrada se dará a través de la autogeneración, la cual su base es el gas de formación o producción del campo.

Los datos de ingreso para realizar el análisis económico se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 15 Data de ingreso para análisis económico del campo

ESCENARIO P-50					
EJECUCION		2010		2011	
CAMPO		COSTOS UNITARIOS US\$	SANTOS	SUERTE	CONDE
No. Pozos Activos			60	24	12
No. Pozos			30	10	4
Potencial total			1667	523	329
Petroleo - Potencial actual (Bopd)			1009	278	96
% del total del campo			61%	53%	29%
Gas - Potencial actual (Kpcd)			260	59	42
% del total del campo			4%	3%	3%
Incremento Bopd % (por eficiencia de levantamiento)			30%	30%	30%
Incremento 20 Kpcd /pozo (por eficiencia de levantamiento)			50	50	50
Petroleo - Producción incremental (Bopd)			303	83	29
Gas - Producción incremental (Kpcd)			1500	500	200
Producción total (Bopd)			571	173	65
Pwf	Actual - Psi		500	470	450
	Proyectada - Psi		200	200	200
Profundidad promedio - pies			8000	8500	8500
tubería a comprar - pies			4000	4500	4500
Tiempo, días (12 días en servicio de cambio de sistema por pozo)			360	120	48
COSTOS US\$	Trabajo de workover/10 días	\$ 89.913	\$ 2.697.390	\$ 899.130	\$ 359.652
	Locación-vías/pozo	\$ 50.000	\$ 1.500.000	\$ 500.000	\$ 200.000
	Unidad de bombeo	\$ 253.000	\$ 7.590.000	\$ 2.530.000	\$ 1.012.000
	Base Unidad	\$ 20.000	\$ 600.000	\$ 200.000	\$ 80.000
	Cabezal-sección C	\$ 6.300	\$ 189.000	\$ 63.000	\$ 25.200
	Motor (gas), unidad	\$ 20.081	\$ 602.438	\$ 200.813	\$ 80.325
	Tubería 2 7/8", US\$/pie	\$ 9	\$ 1.056.000	\$ 396.000	\$ 158.400
	Barra Lisa -.grapas	\$ 1.600	\$ 48.000	\$ 16.000	\$ 6.400
	Varilla especial, unidad	\$ 115	\$ 1.106.880	\$ 392.020	\$ 156.808
	Ancias - empaques AD1	\$ 3.800	\$ 114.000	\$ 38.000	\$ 15.200
	Bomba de subsuelo, Sep Echometer	\$ 1.850	\$ 55.500	\$ 18.500	\$ 7.400
	TOTAL US\$		\$ 15.559.208	\$ 5.253.463	\$ 2.101.385
	Toma de dinagrama y Sonolog- 2 semana /año	\$ 4.569	\$ 137.070	\$ 45.690	\$ 18.276
	Varilleos/3 días	\$ 16.000	\$ 528.000	\$ 176.000	\$ 70.400
	costo por diferida (USD/BLS)	\$ 50	\$ 605.400	\$ 166.800	\$ 57.600
	TOTAL US\$		\$ 16.829.677,50	\$ 5.641.952,50	\$ 2.247.661,00
COSTOS POR BARRIL US\$		45	45	45	45
RECUPERACION DIAS			655	726	774
RECUPERACION AÑOS			1,80	1,99	2,12

Fuente Autor, Archivo Técnico Ecopetrol

Cabe resaltar que por la disponibilidad de equipos y la cantidad de pozos a intervenir se plantea realizar estos cambios durante dos años, como lo indica la tabla anterior.

Otros parámetros utilizados en común para los dos escenarios planteados son:

- Rediseño de Gas Lift: Referente al cambio de 51 Kilómetros de Línea de 3 y 2 pulgadas de diámetro por mantenimiento y reposición necesarios para el funcionamiento del campo, el cual representa una inversión para el primer año de MU\$ 3,7802
- Planta de gas: Inversiones referidas a la automatización del horno de la planta, reposición del centro de control de motores, reposición de cooler de la torre y reposición de bombas, la cual representa una inversión de MU\$ 3,0462 para el primer año
- Los costos de operación tienen en cuenta, los costos fijos y variables, el autoconsumos de gas y los procesos de mantenimiento en la planta de gas, adicionado un overhaul cada 5 años a la misma. Esto representa un costo promedio año de MU\$22,0000 en los 30 años de funcionamiento de la planta.
- Bombeo Mecánico: Inversión en entrada de equipo de Work Over a pozo (12 días), compra de motor a gas, adecuación civil y adquisición de la sarta de producción por pozo.
- Costos de operación gastos referidos a los registros de Sonolog – Dinagrama y la intervención del equipo de varilleo una vez al año teniendo en cuenta el estadístico de falla de la SOM de Ecopetrol; incremento de la planta de personal, mantenimiento preventivo y correctivo a los equipos de superficie, diferida causa durante las intervenciones, la no realización de los mantenimientos a los equipos de compresión de gas.

Los términos Capex y Opex utilizados durante la evaluación económica hacen referencia a:

- Capex: son todos los dineros utilizados para el mantenimiento de la producción o lo que comúnmente denominan día a día o gastos.
- Opex: son todos los dineros destinados a realizar trabajos en busca de producción incremental o lo que comúnmente se denomina proyectos.

Antes de realizar el análisis económico es necesario tener claro algunos aspectos:

- Balance de Gas del Campo

Tabla 16 Balance de gas Provincia

BALANCE DE GAS PROVINCIA							
BALANCE ACTUAL				BOMBEO MECANICO			
ESTACION A PLANTA	BOPD	Carga KPCD	GAS LIFT KPCD	Carga KPCD	GAS LIFT KPCD	GAS LIFT NO INYECTADO	Gas no Cargado
E1 SANTOS	1451	23045	12630	15920	4455	8175	7125
E2 SUERTE	1080	20218	21015	12221	11868	9147	7997
E BZA	1066	4152	3774	1000	600	3174	3152
TOTAL	3597	47415	37419	29141	16923	20496	18274
GAS DE FORMACION		9996		10876			
GAS NO INYECTADO (VENTAS)				20496			
GAS CARGADO A PLANTA				29141			

Fuente Autor, Archivo Técnico Ecopetrol

En la Tabla 16, se concluye que tenemos una carga a la planta de 47415 Kpcd y con el cambio de sistema de levantamiento se reducirá a una carga de 29141 Kpcd.

- Balance de maquinas compresoras, bajo la nueva necesidad de carga a la planta

Tabla 17 Balance de maquinas compresoras

BALANCE DE MAQUINAS COMPRESORAS						
EST. COMPRESORAS	KPCD	MENOS MAQ	CAP NOMINAL	AUTOCONS (KPCD)	\$/ KPCD	TOTAL \$ /DIA
E1 SANTOS	7755	3	8,5MPCD	150	6530	\$ 979.500,00
E2 SUERTE	8687	3	9MPCD	150	6530	\$ 979.500,00
E GAS LIFT	20496	1	16MPCD	150	6530	\$ 979.500,00

Fuente Autor, Archivo Técnico Ecopetrol

Basando en la Tabla No.17 Balance de gas Provincia y revisando las maquinas compresoras de cada estación y como lo muestra la tabla 17, de Balance de maquinas nos permite liberar una maquina refrigerante de la planta de gas y ocho (8) maquinas compresoras.

- Para el análisis de los dos escenarios donde se incluye el cambio de sistema de levantamiento se contemplo la venta por una sola vez del gas que se

libera por concepto de la no inyección a los pozos que se van a convertir, en la actualidad se tiene un promedio de 250 Kpcd inyectado por pozo.

- Los ítems de Opex involucrados en el análisis en forma consolidada se presentan en la tabla 18, para cada uno de los tres escenarios.

Tabla 18 Analisis Opex del proyecto

OPEX LEVANTAMIENTO CON GAS LIFT		GAS LIFT	BM (MOTOR A GAS)	BM (MOTOR ELEC)
COSTO FIJO US\$	MUSD\$	11,8222	10,6405	10,6405
COSTO Variable US\$	MUSD\$	6,0256	5,2967	5,2967
Autoconsumos gas natural	MUSD\$	3,4219	2,1647	2,1647
Repontenciación de motores a gas			0,2651	
Costos mantenimiento sistema bombeo m/co	MUSD\$		0,5017	0,5017
Servicio de alquiler camión de vacio	MUSD\$		0,0949	0,0949
Toma de niveles y Sonolog- 2 semana	MUSD\$		0,3381	0,3381
Costo mantenimiento Varilleos/3 días	MUSD\$		1,3024	1,3024
Costo generación eléctrica campo PRV				2,5275
TOTAL OPEX LEVANTAMIENTO CRUDO	MUSD\$	21,270	20,339	22,867
OPEX PLANTA DE GAS	MUSD\$			
Separación	MUSD\$	1,4182	1,4182	1,4182
Estabilización	MUSD\$	1,0663	1,0663	1,0663
Almacenamiento	MUSD\$	0,0345	0,0345	0,0345
Overhaul Planta	MUSD\$	2,6374		
Abandono	MUSD\$			
TOTAL OPEX PLANTA DE GAS		5,1564	2,5190	2,5190
TOTAL	MUSD\$	26,426	22,858	25,386

Fuente Autor, Archivo Técnico Ecopetrol

El flujo de caja se realizó con una evaluación económica global a 30 años, y los indicadores calculados fueron VPN y Costo-Beneficio

Tabla 19 Escenarios VPN cambio de sistema(MU\$)

	Gas Lift	Bombeo Mecánico	
		Motor Gas	Autogeneración
VPN PROYECTO	2,16	30,44	16,01
COSTO - BENEFICIO	1,01	1,12	1,06
VPN Ingresos	216,34	286,86	286,86
VPN Egresos	214,18	256,42	270,85
VPN Capex	6,83	32,34	31,88
VPN Opex	204,81	202,09	224,18

Fuente Autor, Archivo Técnico Ecopetrol

Realizando una comparación de los VPN del proyecto, se observa que el escenario con mayor margen de ganancia es el escenario dos, el cual involucra el cambio de sistema a 44 pozos con instalación de motor a gas.

La diferencia positiva de MU\$ 28,2800 del escenario dos, con respecto al primer escenario (sin realizar cambio), se ve marcada por el incremental de producción al realizar el cambio de sistema, ya que este representa un ganancial MU\$ 70,5200 debido a que se está vendiendo cerca de 20000KPC, que se dejarían de inyectar y el ganancial de producción de crudo de 118 barriles promedio día año y de 246 pies cúbicos promedio día año.

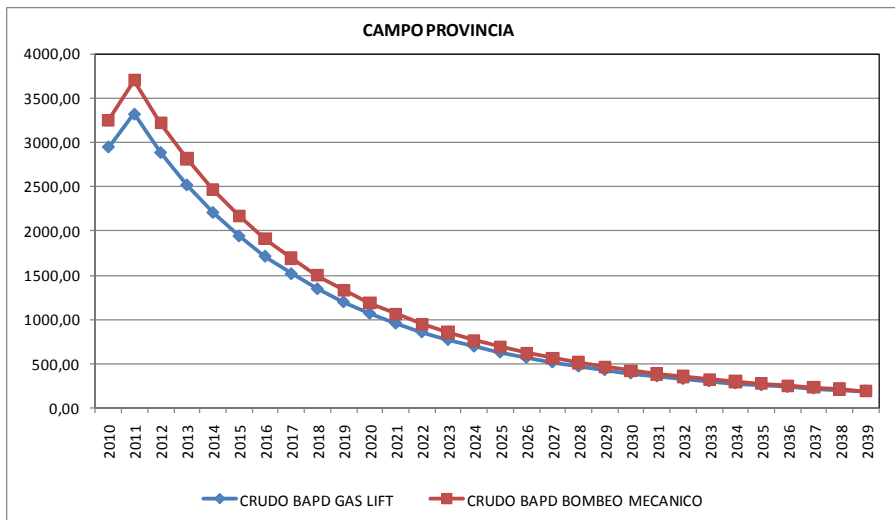
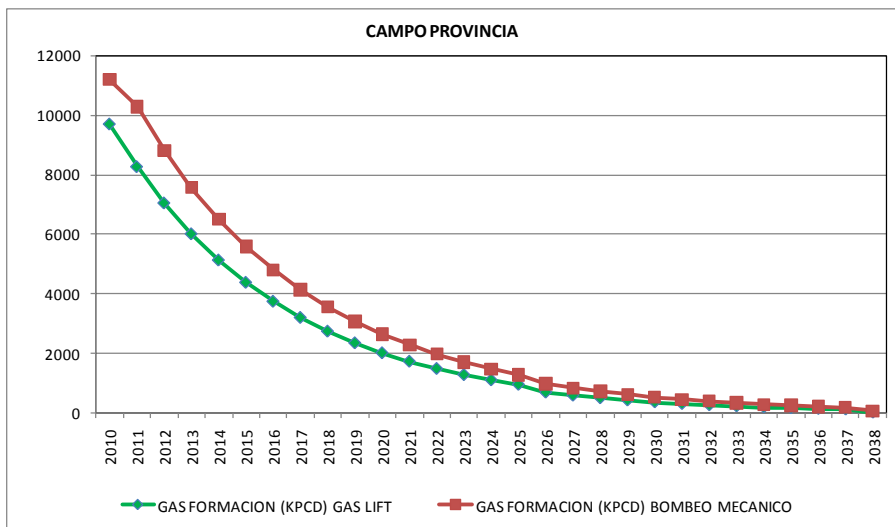
La diferencia positiva de MU\$ 14,4300 del escenario dos, con respecto al tercer escenario (cambio con motor eléctrico), es dada, debido a que en este último, se invierten anualmente MU\$ 2,5275 para la generación eléctrica.

Observando el COSTO-BENEFICIO del escenario dos de 1.12, se podría pensar que este proyecto no es rentable para la compañía, pero si se determina la eficiencia de la inversión ($EFI = VPN / Capex$) el cual es de 0.94, se generaría la recomendación de invertir para realizar los cambios de sistema con motor a gas.

En las graficas 14 y 15, se observa el comportamiento de la producción tanto de crudo y gas bajo los esquemas:

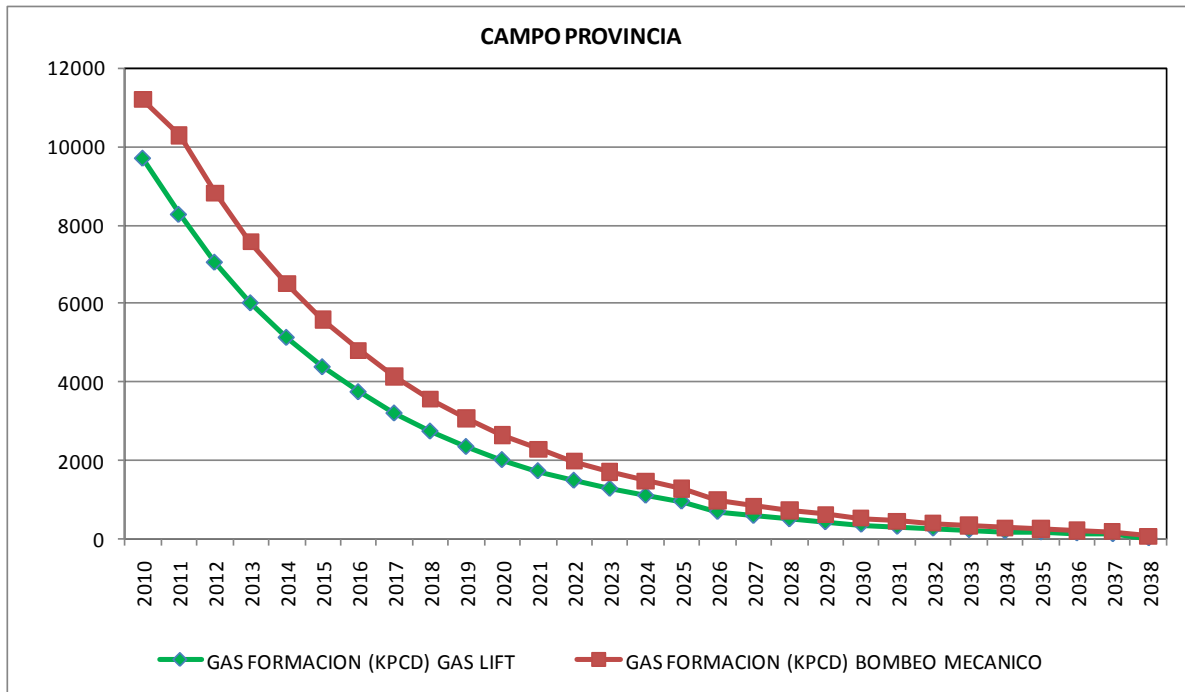
- Continuidad del Gas Lift
- Cambio de sistema de levantamiento a Bombeo Mecánico

Grafica 14 comportamiento del Crudo campo Provincia (Barriles de aceite por día promedio año)



Fuente Autor, Archivo Técnico Ecopetrol

Grafica 15 comportamiento del Gas de Formación campo Provincia (Miles de pies cubicos por día promedio año)



Fuente Autor, Archivo Técnico Ecopetrol

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- En 32 de los 41 pozos (78%) se inyecta por el mandril más profundo lo que indica que los diseños realizados han sido exitosos y que el equipo instalado es de alta confiabilidad.
- En 36 de los 41 pozos (88%) se inyecta la tasa de gas adecuada o ligeramente por debajo de su valor.
- En el Campo Provincia se ha aplicado el GAS-LIFT con alta eficiencia pero en la actualidad la baja presión de los yacimientos obliga a ir progresivamente cambiando de sistema artificial de producción.
- El 44% de pozos estudiados (18/41) requieren cambio de sistema artificial de producción ya que no se está aprovechando sustancialmente la capacidad de

aporte de fluidos del área de drenaje del yacimiento, a pesar de estar inyectándose el gas por el mandril más profundo.

- El cambio de GAS-LIFT continuo a intermitente no es la mejor solución para el Campo Provincia debido a: el alto nivel de arenamiento, la baja presión estática y el bajo índice de productividad de la mayoría de los pozos.
- El 9% de los pozos estudiados (9/41) requieren rediseño del gaslift para bajar el punto de inyección.
- En los pozos donde no se realice el cambio de sistema de producción y aparecen en la lista resumen como pozos candidatos a profundizar el punto de inyección y no poseen la sarta dual, se les recomienda utilizar la tecnología PERLIFT para aprovechar al máximo el AOFP.
- El incremento de producción por el cambio de sistema a Bombeo Mecánico en el pozo Suerte 50, representa para la empresa ganancias adicionales de un 66% más, comparado con la operación del pozo en las condiciones actuales con el sistema GAS-LIFT
- El cambio masivo de sistema de levantamiento a bombeo mecánico es viable, siempre y cuando se considere comprar motores a gas en cambio de motores eléctricos, ya que el costo de generación eléctrica disminuye el margen de ganancia.
- Realizar el cambio masivo de sistema con motores a gas representan un ganancial de MU\$ 28,2800 en 30 años con respecto a no realizar el proyecto y dejar el campo operativo con el sistema GAS-LIFT como levantamiento.
- El cambio de sistema es viable siempre y cuando se venda el gas que se dejaría de inyectar por la circulación con sistema GAS-LIFT. Esto representa cerca de 20000KPC para la venta.

- Se recomienda revisar los valores de presión estática utilizados en el estudio para afinar los gananciales en producción neta.
- Se recomienda mantener actualizados los modelos de los pozos con las nuevas pruebas de producción e incluir en los pozos las líneas de flujo en superficie para utilizar simuladores que optimicen la distribución de gas entre los pozos asociados al sistema (Fieldflo, Pipesim Goal, GAP, Pipesoft2, etc.)
- Se recomienda utilizar la correlación de Hagedorn & Brown en los pozos donde no se disponga de registros de gradiente dinámico de PyT utilizando como factor de ajuste.
- Se recomienda realizar la prueba piloto en el pozo Suerte 50, con el fin de determinar la verdadera eficiencia del Bombeo Mecánico y los gananciales de producción que el estudio proyecta.
- Una vez se realice el piloto, se recomienda tener en cuenta la evaluación realizada en este trabajo para un proyecto de cambio masivo de sistema de levantamiento a Bombeo Mecánico.

BIBLIOGRAFIA

ECOPETROL S,A, Archivo Técnico Provincia (Historiales de Pozos), 2004-2010, Folios de Historia de Pozos.

ECOPETROL S,A, Archivo Técnico Provincia (Gradientes Dinámicos), 2009-2010, Registros Digitales de Gradientes

H. Dale Beggs, Production Optimization, Tulsa, OGCI, 2000, 191 P

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS: SELECCIÓN, DISEÑO Y OPTIMIZACION. (26-30, noviembre, 2007, Armenia, Colombia) Memorias, Armenia, AIP, 2007.

Ministerio de trabajo y Seguridad Social y salud. (3 de Mayo de 1990). *RESOLUCION NUMERO 001792*. Recuperado el 3 de Mayo de 2010

OPTIMIZACION INTEGRAL DE SISTEMAS DE PRODUCCION UTILIZANDO ANALISIS NODAL. (24-23, marzo, 2009. Bucaramanga, Colombia) Memorias, Bucaramanga, AIP, 2009.

PERFLITF, Perforated-zone gas lift system, www.slb.com/perflift

ANEXO 1

PERFLIFT

Este es un sistema de levantamiento artificial para utilizar en pozos con bajos caudales y pozos gasíferos con bloqueos causados por la presencia de gas. La innovación del sistema está en la facilidad de producción de los intervalos que se encuentra abajo del empaque, lo que modifica en la composición de la sarta de producción abajo del mismo. El sistema consiste en la ubicación de válvulas de Gas Lift directamente en la zona donde se encuentra acumulado el fluido o hasta donde garantice nivel del mismo, cuando se inyecta el gas y este pasa a través de estas válvulas realiza una acción de levantamiento con mayor eficiencia (como parte de este anexo se adjunta video de la forma de operación del sistema de levantamiento).

Aplicaciones:

- Utilización del Gas Lift entre perforaciones y por debajo del empaque de producción
- Pozos gasíferos con bloqueo por acumulación de líquidos
- Pozos de Gas Lift Intermitentes

Beneficios:

- Mayor eficiencia de levantamiento comparado con los métodos tradicionales de Gas Lift
- Reducción de costos operativo
- Incremento de producción
- Tratamiento químico a través de perforados
- Solución de bajo costo para pozos gasíferos bloqueados por gas
- Se puede tener monitoreo en tiempo real



Fuente Schlumberger

La tecnología Perflitf es muy utilizada en pozo de Venezuela, las principales a características del funcionamiento del sistema son:

1. Pozos con sistema de levantamiento Gas Lift, pueden ser pozos activos o pozos temporizados o que se abren a producción por periodos de tiempo determinados

2. Cuando son pozos con producción de crudo y gas, se permite que por un periodo de tiempo determinado el pozo se inactive para lograr recuperación de niveles en fondo, hasta tal punto que alcance el primer mandril ubicado abajo del empaque de producción.

En caso de los pozos gasíferos, la acumulación de fluidos o condensados se da en un periodo determinado y se identifica por la toma de gradientes dinámicos y la evidente caída de producción de gas.

3. Luego que garanticemos un buen nivel de fluido en fondo, se comienza el descargue del sistema de levantamiento Gas Lift hasta lograr que se ingrese gas por las válvulas instaladas por debajo del empaque.

Estas válvulas a diferencia del sistema de Gas Lift que tradicionalmente se conoce, no van conectadas a la tubería de producción si no están abierta para que el gas entre en directo con el fluido recuperado y que se encuentra en frente de perforados, en conclusión el gas está en contacto directo con la formación, por lo cual se corre el riesgo de tener pérdidas de gas de inyección.

4. A medida que el gas va ingresando, se va mezclando con el fluido, logrando que este disminuya su densidad y pueda moverse e ingresar a través de la tubería de producción y así llegar a superficie.

5. En caso de los pozos gasíferos, la producción que se logre tanto de crudo como gas indicara la eficiencia del sistema, pues a medida que se realice la operación, la cantidad de fluidos va disminuyendo y la cantidad de gas recuperado aumenta.

Para el caso de los pozos de crudo, la cantidad de fluido durante la operación debe estar en declinación hasta el momento que se realice un balance económico y se determine que ya no es rentable continuar con la inyección, por lo cual se debe detener la operación y esperar nuevamente el llenado de fluido en fondo.