

**EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE  
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT EN LOS POZOS DEL CAMPO  
LA SALINA.**

**JEANNIE MIREYA CASTAÑO PERICO  
LUIS ANGEL VILLARREAL TOCORA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

**EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE  
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT EN LOS POZOS DEL CAMPO  
LA SALINA**

**JEANNIE MIREYA CASTAÑO PERICO  
LUIS ANGEL VILLARREAL TOCORA**

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

**DIRECTOR  
Msc. FERNANDO CALVETE.  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO-QUIMICAS  
ESCUELA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

## DEDICATORIA

A DIOS gracias por la sabiduría y fortaleza que me dio para estar en pie todos los días de mi trayectoria,

A mi Abue VERO, que me vio crecer y compartió cada logro conmigo y hoy desde donde quiera que estés, sé que vives esta gran alegría conmigo.

A lo que más Amo en este mundo a mi hijo DAVID FELIPE, el motorcito que impulsa y llena de magia mis días con sus besos, sus abrazos y sus picardías y cada hermoso momento contigo. TE AMO MI PRINCIPE, esto es por ti.

A mi madre que Amo con todo mi ser, por la confianza que deposito en mí, por el gran esfuerzo que hizo día a día para hacer realidad hoy uno de mis sueños más anhelados; sus consejos, apoyo, y ejemplos que han dejado una gran huella en mi corazón y para mi "No existe mejor madre que Tú".

A mi padre, por confiar en mí y estar siempre dispuesto

A mi hermano por ser ese amigo que siempre jugo a ser mi padre y con el tiempo se convirtió en el, con su apoyo, sus consejos, todas y cada una de sus enseñanzas gracias Hermanito y recuerda siempre **QUE** ilo Quiero mucho!!!

A mi Tío NANDO que sin su apoyo, palabras de aliento y todas y cada una de las bellas cosas que hizo conmigo, este logro hubiese sido demasiado difícil... "Enserio LO QUIERO MUCHO" gracias.

A mi segunda familia mis tíos LIBIA Y MARCO, mi tía siempre pendiente de mis necesidades y mi tío su gran sentido del humor y consejos en el momento indicado; desde que me acogieron en su hogar nos brindaron todo el apoyo incondicional tanto a mi hijo como a mí, llenado de alegría, cariño y mucho amor nuestras vidas.

A mi gran confidente, amigo, compañero, pañuelo de lágrimas, y mejor ser humano del mundo ANDRES GABRIEL ROJAS principalmente por ser el mejor ejemplo de padre para mi David, por todos tus desvelos y cuidados hacia él y todo ese gigante amor incondicional que nos brindaste. Gracias mi "Friwis" como te conocí.

A toda mi FAMILIA Tíos, Tías, Primos, Primas, Vecinos, Madrina por esperar con paciencia este acontecimiento sin dejar de animarme, mil gracias por existir en mi

vida, me siento orgullosa de formar parte de tan maravillosos seres llenos de valores y virtudes.

Al ING. JORGE LUIS ANGARITA, gracias por ser ese gran jefe siempre con la mejor disposición para enseñar, además de ser una excelente persona, cargado de buen humor, gran confidente y siempre brindando el mejor consejo. Trabajar juntos jefe para mí un placer gracias por esa gran experiencia como ser y profesional.

A los INGENIEROS DAVID Y EDUARDO hoy en día colegas que estuvieron siempre dispuestos a brindarme lo necesario, tanto su amistad como una mano amiga en lo profesional. Gracias Muchachos, "Hola Mujer...DT".

A TDA y PETROSANTANDER por la oportunidad que me brindaron para empezar a crecer como profesional, los conocimientos adquiridos y la confianza depositada en mí.

A mis AMIGOS por acompañarme en esta travesía por la vida de lograr un sueño, por brindarme una mano cuando no encontraba el camino "CHIQUI" mi gran amigo, Ramírez, "La negrita", Holman, Aleja "Prima", Mí Jota, Negro, Yeya, Carloncho, Viejo Miguelo, Fercho, Bello, Cristiano, faja, Nanito, Julito, Daniel y no podría faltar Mi Chiquitica "Diana" y "Mariet Ferreira"

A mi COMPAÑERO DE TESIS, por su paciencia, ayuda y comprensión, gracias por cada momento compartido; 5, 4, 3, 2, 1...Eliminando "Lo quiero mucho".

A todos los mencionados y los que se me pasaron, porque son tantos momentos de risas, lágrimas en fin que ninguno es más ó menos, todos dejaron una huella importante en mi vida, a todos comparto esta gran alegría y les deseo que la vida nos brinde muchas más experiencias juntos, que ni los trabajos ni la distancia logren romper los lazos que un día se crearon gracias por regalarle a mi vida tantos momentos únicos y que mi Dios los bendiga siempre.

**JEANNIE MIREYA CASTAÑO PERICO**

## DEDICATORIA

Todos los procesos dejan muchas experiencias y resultados, unos serán gratamente recordados y muchos otros no pasaran de un simple olvido. Pero siempre abra algo que nunca se podrá olvidar y son las personas que influyeron de una u otra manera en estos caminos. Es por esto que al llegar a esta etapa de la vida, se recuerda con gran amor, cariño y aprecio a todos aquellos que ayudaron e inspiraron el logro de esta nueva meta en mi vida.

A mis PADRE por ser la persona que más amo, admiro y respeto. "Solo quiero lograr ser la mitad de persona que es el"; sé que si lo logró nadie podrá detenerme en cada meta que me proponga.

A mi MADRE, por ser la persona que más mantuvo mi mente encaminada en esta meta; con sus consejos, ejemplos y cantaletras. "No hay persona que haga aterrizar más mi cabeza e ideas en buenos actos como ella"

A mi HERMANO, una relación entre hermanos barones adolescentes suele ser muy fría, sin duda alguna la nuestra no fue la excepción, pero aun así nunca sentí falta de respeto y lealtad en nuestras vivencias "El mejor amigo hincha del arsenal".

Por ser las personas que siempre han estado al lado de cada tropiezo y acierto, son ellos los que nunca dejaron que me desviara de este camino y jamás desfallecer sin importar el motivo de la desilusión.

A mi Tío MIGUEL VILLARREAL ARCHILA, por ser la persona que más estimo y admiro. Mil gracias por los consejos, nunca recibí uno fuera de los valores y del éxito. Extraño esos dichos picarescos y con sentido del humor. "El cangrejo siempre vuelve a su mismo hueco". Porque ese es su hogar, su familia.

A LINA JOHANNA QUINTERO, por ser la mujer que más me acompañó en este camino, la persona que más me presiono a ser alguien en la vida. Por ser la persona más especial e influyente durante este proceso. "La flaca".  
"Nunca me fue mal haciendo lo que me cantaleteabas", "viví feliz a tu lado".

A GONZALO RUBIO. Por ser la persona más orgullosa de mí. "Mi abuelo", "Es la persona a quien más quiero ayudar".

A mis FAMILIARES, por siempre encontrar palabras de buenos deseos Y motivación.

A mi "COMBO": MARCELA MENDOZA, LUZ ADRIANA RUEDA, ELIANA PULIDO, LEYDI PORRAS. Por cada noche de traspasnocho estudiando, cada día de peleas, risas, recuerdos,

consejos, viajes. “Que la vida profesional nos siga uniendo, o los recuerdos sean más fuerte que la distancia”.

AI ING. JORGE LUIS ANGARITA RUBIO, por ser el primer gran profesor en mi carrera, por sus consejos y enseñanzas, mis bases profesionales se las debo a su dedicación como jefe. Mil gracias. “Encontrar un jefe y que a la vez sea tu profesor amigo, es la mejor forma de aprender y amar la profesión”, “Cuando sea jefe espero que mi grupo de trabajo se sienta como yo me siento perteneciendo al suyo”. MUCHAS GRACIAS JEFE.

A mi COMPAÑERA DE PROYECTO, por la confianza, amistad y paciencia brindadas. “no me hubiera gustado ser su director de proyecto”, “Pero fui su compañero, para que más”. “Lo mejor fue le sentido del humor, porque si no.... ”,”Eliminando.....”

A ALBERTO PINILLA, HENRIQUE PANIZA Y MATTY DE LA HOZ NAVARRO, por la amistad y enseñanzas en esos primeros e importantes turnos como profesional. “jamás se olvida a ese primer turno de amigos profesionales”.

A PETROSANTANDER. “Mi primer escuela”, muchas gracias por la oportunidad, confianza y enseñanzas.

“La vida me ha sonreído siempre, no por lo que he logrado; si no por las personas atrás mencionadas”

MIL GRACIAS.

**LUIS ANGEL VILLARREAL TOCORA**

## **AGRADECIMIENTOS**

A la Universidad industrial de Santander por permitir nuestra formación como profesionales y brindarnos todos lo necesario para cumplir esta meta.

Al Ingeniero Fernando Calvete pos su gran colaboración y por guiarnos de la mejor manera, para ser unos excelentes profesionales.

A los Ingenieros David Taffur y Eduardo Rodríguez por su inmensa colaboración en la realización de nuestro proyecto, proyectándonos su conocimiento y experiencia en el tema.

A Petrosantander, por facilitar los datos para realizar este proyecto ya que hubiera sido imposible lograrlo sin los mismos.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	27
1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA SALINAS. ....	30
1.1 RESEÑA HISTÓRICA.....	30
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA .....	31
1.3 GEOLOGÍA.....	33
1.3.1. Modelo estratigráfico.....	33
1.3.1.1 Formación Lisama. ....	35
1.3.1.2 Formación La Paz. ....	35
1.3.1.3 Formación Esmeraldas.....	35
1.3.1.4 Formación Mugrosa.....	36
1.3.2 Modelo estructural. ....	37
1.3.3 Geología del petróleo.....	39
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN.....	41
1.4.1 Mecanismos de producción .....	41
1.4.1.1 Yacimiento Lisama .....	41
1.4.1.2 Yacimiento Esmeraldas - La Paz.....	41
1.4.3.3 Yacimiento Mugrosa.....	42
1.4.2 Tiempo de producción .....	42
2. GENERALIDADES PLUNGER LIFT .....	44
2.2 APLICACIONES DEL SISTEMA PLUNGER LIFT. ....	44
2.2.1 Instalación Convencional. ....	44
2.2.2 Instalación con un empaque.....	45
2.2.3 Pozos con problemas de carga de líquidos. ....	45
2.2.4 Pozos con altas relaciones gas-liquido.....	45
2.2.5 Pozos con problemas de parafinas.....	46
2.2.6 Gas lift intermitente con Plunger Lift.....	47
2.3 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO PLUNGER LIFT .....	48
2.4 EQUIPO DE SUPERFICIE SISTEMA PLUNGER LIFT .....	48
2.4.1 Lubricador.....	49

2.4.2	Válvula Maestra .....	49
2.4.3	Catcher .....	50
2.4.4	Sensor de arribo .....	50
2.4.5	Válvula neumática. ....	51
2.4.6	Panel solar .....	51
2.4.7	Controlador .....	52
2.4.7.1	Controladores basados en el tiempo. ....	52
2.4.7.2	Controladores mediante presión.....	54
2.5	EQUIPO DE FONDO DE POZO SISTEMA PLUNGER LIFT .....	56
2.5.2	Plunger o pistón.....	57
2.5.2.1	Liquid aeration plunger .....	58
2.5.2.2	Pad plunger .....	59
2.5.2.3	Flow-thru plunger.....	60
2.5.2.4	Ring plunger .....	62
2.5.2.5	Brush plunger .....	63
2.5.2.6	Shock absorber plunger. ....	64
2.5.2.7	Solid plunger.....	65
2.5.2.8	Snake plunger .....	66
2.5.2.9	Scale knocker plunger. ....	68
2.5.2.10	Sand plunger .....	69
2.5.3	Bumper spring .....	70
2.5.4	Multi – stage bumper spring.....	71
2.5.5	Tubing stop o collar stop.....	73
3.	GENERALIDADES ANALISIS NODAL.....	74
3.1	PROCESO DE APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL. ....	78
3.2	PROCESO DE PRODUCCIÓN DEL POZO.....	80
3.3	CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA. ....	81
3.3.1	Solución en fondo de pozo. ....	81
3.3.2	Solución en cabeza del pozo. ....	82
3.3.3	Solución en el separador. ....	83
3.3.4	Solución en medios porosos.....	84
3.3.5	Solución en nodos funcionales .....	85
3.4	FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO.....	85

3.5	CURVA DE DEMANDA (VLP).....	90
3.6	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD Y EL IPR.....	91
3.6.1	Método de vogel .....	93
3.6.3	Método de fetkovich.....	94
3.7	FLUJO MULTIFASICO EN TUBERÍAS.....	95
3.7.1	Ecuación general de gradiente de presión.....	95
3.7.2	Parámetros característicos del flujo multifasico .....	99
3.7.2.1	Hold-Up de Líquido.....	99
3.7.2.2	Fracción de líquido sin deslizamiento.....	99
3.7.2.3	Densidad de Líquidos.....	100
3.7.2.4	Velocidad.....	100
3.7.2.5	Velocidad de Erosión (Velocidad Limite) .....	101
3.7.2.6	Viscosidad.....	101
3.7.2.7	Tensión Superficial.....	102
3.8	CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFASICO.....	102
3.8.1	Modelos y Correlaciones para Flujo Vertical Ansari .....	103
3.8.2	Modelos y Correlaciones para Flujo Horizontal. ....	107
3.9	TRANSFERENCIA DE CALOR.....	108
3.9.1	Conducción.....	109
3.9.2	Convección.....	109
3.9.3	Radiación.....	109
3.10	METODOS DE PRODUCCIÓN .....	110
3.11	ANÁLISIS NODAL PARA OPTIMIZAR SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	111
4.	APLICACIÓN DE ANALISIS NODAL PARA LA OPTIMIZACION DE PRODUCCION DE LOS POZOS LS-43 Y LS-B01 DEL CAMPO LA SALINA. ....	113
4.1	CALIBRACIÓN DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL ACEITE. ....	116
4.2	ANÁLISIS NODAL – PLUNGER LIFT .....	118
4.2.1	Análisis LS-43 – Plunger Lift.....	118
4.2.2	Análisis LS-B01 – Plunger Lift .....	123
4.3	ANÁLISIS NODAL – BOMBEO MECÁNICO.....	128
4.3.1	Análisis LS-43 – Bombeo Mecánico .....	129
4.3.2	Análisis LS-B01 – Bombeo Mecánico.....	135

4.4	ANÁLISIS NODAL – LÍNEAS DE SUPERFICIE .....	142
4.4.1	Bombeo Mecánico – LS-43.....	142
4.4.2	Bombeo Mecánico – LS-B01 .....	143
4.4.3	Plunger Lift – LS-43.....	145
4.4.4	Plunger Lift – LS-B01 .....	146
5.	MODELAMIENTO MATEMÁTICO Y PARÁMETROS BÁSICOS PARA APLICAR EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT....	147
5.1	APLICACIÓN AL CAMPO LA SALINA. ....	156
5.1.1	Características generales en pozos para la implementación de plunger lift. 157	
5.1.2	Diseño del sistema de levantamiento artificial plunger lift .....	161
5.2	DISEÑO DEL SLA PLUNGER LIFT IMPLEMENTADO EN LOS POZOS DEL CAMPO LA SALINA.....	167
5.2.1	Pozo ls-43.....	167
5.2.1.1	Antecedentes del pozo.....	167
5.2.1.2	Diseño del sistema Plunger Lift .....	170
5.2.2	Pozo ls-b01 .....	174
5.2.2.1	Antecedentes del pozo.....	174
5.2.2.2	Diseño del sistema Plunger Lift. ....	176
6.	RESULTADOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE .....	178
6.1	ANÁLISIS DE RESULTADOS LUEGO DE LA IMPLEMENTACIÓN LS-B01 y LS-43.....	178
6.1.1	Análisis cualitativo. ....	178
6.1.2	Efectos anormales en la presión registrados durante la prueba. ....	183
6.1.3	Análisis cuantitativo.....	187
6.1.4.	Conclusiones luego de la implementación del plunger lift en los pozos ls- b01 y ls-43.....	191
7.	ANÁLISIS FINANCIERO. ....	193
7.1	INVERSION INICIAL.....	194
7.2	FLUJOS DE EFECTIVO.....	194
7.2.1	Flujos de efectivo para el proyecto .....	195
7.3	IMPUESTOS .....	196
7.4	VIABILIDAD DEL PROYECTO. ....	197
7.4.1	Valor presente neto (VPN) .....	198

7.4.2	Tasa interna de retorno (TIR) .....	200
7.4.3	Tiempo de recuperación simple o Payback Simple .....	201
7.5	INGRESOS.....	202
7.6	PREDICION DEL PRECIO DEL PETRÓLEO .....	202
7.7	IMPUESTOS PARA LA INDUSTRIA .....	204
7.7.1	Regalías .....	204
7.7.2	Impuesto de renta.....	205
7.8	VIABILIDAD FINANCIERA DE LOS POZOS .....	205
7.8.1	Descripción del proyecto a evaluar.....	205
7.8.2	Declinación de la producción.....	206
7.8.3	Análisis financiero de cada pozo seleccionado.....	207
7.8.3.1	Análisis financiero pozo LS-43.....	208
7.8.3.2	Análisis financiero pozo LS-B01 .....	213
7.9	CONCLUSIONES DEL ANALISIS FINANCIERO.....	221
	RECOMENDACIONES .....	222
	CONCLUSIONES.....	224
	BIBLIOGRAFIA.....	226

## LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1. Producción de crudo por mes año 2012.</i>	43
<i>Tabla 2. Tamaños y diámetros Liquid Aeration Plunger.</i>	59
<i>Tabla 3. Tamaños y diámetros Pad Plunger.</i>	60
<i>Tabla 4. Tamaños y diámetros Flow-thru Plunger.</i>	61
<i>Tabla 5. Tamaños y diámetros Ring Plunger.</i>	62
<i>Tabla 6. Tamaños y diámetros Brush Plunger.</i>	63
<i>Tabla 7. Tamaños y diámetros Shock Absorber Plunger.</i>	64
<i>Tabla 8. Tamaños y diámetros Solid Plunger.</i>	66
<i>Tabla 9. Tamaños y diámetros Snake Plunger.</i>	67
<i>Tabla 10. Tamaños y diámetros Scale Klocker Plunger.</i>	68
<i>Tabla 11. Tamaños y diámetros Sand Plunger.</i>	69
<i>Tabla 12. Tamaños Bumper Spring.</i>	71
<i>Tabla 13. Tamaños Multi-Stage Bumber Spring.</i>	72
<i>Tabla 14. Datos PVT, para calibración de factor volumetrico.</i>	117
<i>Tabla 15. Data de producción para ajuste montaje plunger lift LS-43.</i>	119
<i>Tabla 16. Resultados Análisis nodal variando la presión en cabeza Plunger lift LS-43. [Nodo Cabeza].</i>	120
<i>Tabla 17. Resultado análisis nodal variando la presión estática Plunger lift LS-43. [Nodo Cabeza]</i>	121
<i>Tabla 18. Resultado análisis nodal variando el GOR Plunger lift LS-43. [Nodo Cabeza].</i>	122
<i>Tabla 19. Resultado análisis nodal variando la rata de inyección de gas Plunger lift LS-43.[Nodo Cabeza].</i>	123
<i>Tabla 20. Data de producción para ajuste montaje plunger lift LS-B01.</i>	124
<i>Tabla 21. Resultados Análisis nodal variando la presión en cabeza Plunger lift LS-B01. [Nodo Cabeza].</i>	125
<i>Tabla 22. Resultado análisis nodal variando la presión estática Plunger lift LS-B01. [Nodo Cabeza]</i>	126
<i>Tabla 23. Resultado análisis nodal variando el GOR Plunger lift LS-B01. [Nodo Cabeza].</i>	127
<i>Tabla 24. Resultado análisis nodal variando la rata de inyección de gas Plunger lift LS-B01.[Nodo Cabeza].</i>	128
<i>Tabla 25. Data de producción para ajuste montaje Bombeo Mecánico LS-43.</i>	130
<i>Tabla 26. Resultados Análisis nodal variando la presión en cabeza Bombeo mecánico LS-43. [Nodo Cabeza].</i>	131
<i>Tabla 27. Resultado análisis nodal variando la presión estática Bombeo mecanico LS-43. [Nodo Cabeza].</i>	132
<i>Tabla 28. Resultado análisis nodal variando el GOR Bombeo mecanico LS-43. [Nodo Cabeza].</i>	133
<i>Tabla 29. Resultados análisis nodal variando el diferencial de presión Bombeo mecanico LS-43. [Nodo Fondo].</i>	134
<i>Tabla 30. Resultado análisis nodal variando el diámetro de la tubería de producción bombeo mecánico LS-43. [Nodo Fondo].</i>	135
<i>Tabla 31. Data de producción para ajuste montaje Bombeo Mecánico LS-B01.</i>	136
<i>Tabla 32. Resultados Análisis nodal variando la presión en cabeza Bombeo mecánico LS-B01. [Nodo Cabeza].</i>	137
<i>Tabla 33. Resultado análisis nodal variando la presión estática Bombeo mecanico LS-B01. [Nodo Cabeza].</i>	138
<i>Tabla 34. Resultado análisis nodal variando el GOR Bombeo mecanico LS-B01. [Nodo Cabeza].</i>	139

Tabla 35. Resultados análisis nodal variando el diferencial de presión Bombeo mecanico LS-B01. [Nodo Fondo]. .....	140
Tabla 36. Resultado análisis nodal variando el diámetro de la tubería de producción bombeo mecánico LS-B01. [Nodo Fondo]. .....	141
Tabla 37. Resultados Perfil de Presión vs Distancia total de la Línea de Flujo bombeo mecanico LS-43 variando el diámetro de la tubería de producción de 2 7/8" a 2 3/8" y 3 1/2". .....	143
Tabla 38. Resultado perfil de Presión vs Distancia total de la Línea de Flujo bombeo mecanico LS-B01 variando el diámetro de la tubería de producción de 3" a 2" y 4". .....	144
Tabla 39. Constantes de K y (Plh + Plf) sugeridas por Foss y Gaul .....	153
Tabla 40. Rangos de aplicación. ....	159
Tabla 41. Características de los pozos a implementar .....	162
Tabla 42. Características del pozo utilizadas para el diseño de Plunger Lift. ....	162
Tabla 43. Constante "C" por tamaño de tubería .....	166
Tabla 44. Características generales del pozo LS-43. ....	170
Tabla 45. Diseño Plunger Lift LS-43. ....	173
Tabla 46. Características generales pozo LS-B01 .....	176
Tabla 47. Resultados del Diseño Plunger Lift LS-B01. ....	177
Tabla 48. Producción de los pozos LS-B01 y LS-43, con ambos sistemas de levantamiento. ....	191
Tabla 49. Calculo de Flujo de Efectivo para el proyecto. ....	196
Tabla 50. Regalías de crudos livianos y semi-livianos. ....	204
Tabla 51. Costos base para la instalación del sistema Plunger Lift. ....	206
Tabla 52. Inversión Inicial Pozo LS-43. ....	208
Tabla 53. Estructura de costos de producción LS-43. ....	208
Tabla 54. Flujo de caja del pozo LS-43 .....	209
Tabla 55. VPN y PAYBACK del pozo LS-43. ....	211
Tabla 56. Inversión Inicial Pozo LS-B01 .....	213
Tabla 57. Flujo de caja LS-B01 .....	214
Tabla 58. VPN y PAYBACK del pozo LS-B01 .....	216
Tabla 59. Costos actuales asociados a la producción del Campo La Salina. ....	218
Tabla 60. Inversión inicial para el caso con Bombeo Mecánico. ....	219
Tabla 61. Ingresos, Egresos y Flujo de caja del caso Bombeo Mecánico. ....	220
Tabla 62. Indicadores financiero para Bombeo Mecánico. ....	220
En la Tabla 63 se presentan los resultados del pozo LS-B01 con sistema Plunger Lift y bombeo mecánico. ....	221
Tabla 64. Cuadro Comparativo de los Indicadores Financieros. ....	221

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Limitación del Bloque Las Monas .....	32
Figura 2. Ubicación de los Campos del Bloque Las Monas .....	32
Figura 3. Estratigrafía del área de Las Monas.....	34
Figura 4. Superficie Geología - Campo La Salina.....	38
Figura 5. Lubricadores.....	49
Figura 6. Catcher.....	50
Figura 7. Sensor de Arribo.....	50
Figura 8. Válvula Neumática.....	51
Figura 9. Panel Solar .....	51
Figura 10. Controlador P.C.S. 1000 .....	52
Figura 11. Controlador P.C.S. 1000 J.....	53
Figura 12. Controlador P.C.S. 3000 .....	54
Figura 13. Controlador P.C.S. 4000 .....	55
Figura 14. Instalación típica del sistema Plunger Lift.....	56
Figura 15. Tipos de Plungers disponibles.....	58
Figura 16. Liquid Aeration Plunger.....	58
Figura 17. Pad Plunger.....	59
Figura 18. Flow-thru Plunger.....	61
Figura 19. Ring Plunger.....	62
Figura 20. Brush Plunger.....	63
Figura 21. Shock absorber Plunger.....	64
Figura 22. Solid Plunger.....	65
Figura 23. Snake Plunger.....	67
Figura 24. Scale Klocker Plunger.....	68
Figura 25. Sand Plunger.....	69
Figura 26. Bumper spring.....	70
Figura 27. Multi – Stage Bumper spring .....	71
Figura 28. Componentes de la herramienta Multi-stage .....	72
Figura 29. Posibles pérdidas de presión en un sistema de producción.....	75
Figura 30. Determinación de la capacidad de flujo.....	79
Figura 31. Factor para diferentes formas y posiciones del pozo en un área de drenaje.....	89
Figura 32. Curva Típica del Comportamiento de Efluencia .....	90
Figura 33. Curvas de Oferta y Demanda.....	91
Figura 34. Índice de Productividad.....	92
Figura 35. IPR en dos fases .....	93
Figura 36. Montaje y data de pozo en Pipesim.....	113
Figura 37. Montaje y data de Yacimiento en Pipesim.....	114
Figura 38. Modelo del fluido en PIPESIM.....	115
Figura 39. Perfil de Elevación – Temperatura – LS-43 Plunger Lift.....	116
Figura 40. Calibración del Factor Volumétrico del Aceite.....	117
Figura 41. Montaje sistema nodal plunger lift.....	118
Figura 42. Esquema condiciones establecidas para plunger lift LS-43.....	119
Figura 43. Análisis nodal variando la presión en cabeza Plunger lift LS-43. [Nodo Cabeza].....	120
Figura 44. Análisis nodal variando la presión estática Plunger lift LS-43. [Nodo Cabeza] .....	121
Figura 45. Análisis nodal variando el GOR Plunger lift LS-43. [Nodo Cabeza].....	122
Figura 46. Análisis nodal variando la rata de inyección de gas Plunger lift LS-43. [Nodo Cabeza].....	123
Figura 47. Esquema condiciones establecidas para plunger lift LS-B01.....	124
Figura 48. Análisis nodal variando la presión en cabeza Plunger lift LS-B01. [Nodo Cabeza].....	125
Figura 49. Análisis nodal variando la presión estática Plunger lift LS-B01. [Nodo Cabeza].....	126

Figura 50. Análisis nodal variando el GOR Plunger lift LS-B01. [Nodo Cabeza].	127
Figura 51. Análisis nodal variando la rata de inyección de gas Plunger lift LS-B01.[Nodo Cabeza]	128
Figura 52. Montaje sistema nodal Bombeo Mecánico.	129
Figura 53. Esquema condiciones establecidas para Bombeo mecánico LS-43.	130
Figura 54. Análisis nodal variando la presión en cabeza Bombeo mecánico LS-43. [Nodo Cabeza].	131
Figura 55. Análisis nodal variando la presión estática Bombeo mecanico LS-43. [Nodo Cabeza].	132
Figura 56. Análisis nodal variando el GOR Bombeo mecanico LS-43. [Nodo Cabeza].	133
Figura 57. Análisis nodal variando el diferencial de presión Bombeo mecanico LS-43. [Nodo Fondo]	134
Figura 58. Análisis nodal variando el diámetro de la tubería de producción bombeo mecanico LS-43. [Nodo Fondo].	135
Figura 59. Esquema condiciones establecidas para Bombeo mecánico LS-B01.	136
Figura 60. Análisis nodal variando la presión en cabeza Bombeo mecánico LS-B01. [Nodo Cabeza].	137
Figura 61. Análisis nodal variando la presión estática Bombeo mecanico LS-B01. [Nodo Cabeza]	138
Figura 62. Análisis nodal variando el GOR Bombeo mecanico LS-B01. [Nodo Cabeza].	139
Figura 63. Análisis nodal variando el diferencial de presión Bombeo mecanico LS-B01. [Nodo Fondo].	140
Figura 64. Análisis nodal variando el diámetro de la tubería de producción bombeo mecanico LS-B01. [Nodo Fondo].	141
Figura 65 .Perfil de Presión vs Distancia total de la Línea de Flujo Bombeo mecanico LS-43.	142
Figura 66. Perfil de Presión vs Distancia total de la Línea de Flujo bombeo mecanico LS-43 variando el diámetro de la tubería de producción de 2 7/8" a 2 3/8" y 3 1/2".	142
Figura 67. Perfil de Presión vs Distancia total de la Línea de Flujo bombeo mecanico LS-B01.	143
Figura 68. Perfil de Presión vs Distancia total de la Línea de Flujo bombeo mecanico LS-B01 variando el diámetro de la tubería de producción de 3" a 2" y 4".	144
Figura 69. Perfil de Presión vs Distancia total de la Línea de Flujo Plunger lift LS-43.	145
Figura 70. Perfil de Presión vs Distancia total de la Línea de Flujo Plunger lift LS-43 variando el diámetro de la tubería de producción de 2 7/8" a 2 3/8" y 3 1/2".	145
Figura 71. Perfil de Presión vs Distancia total de la Línea de Flujo plunger lift LS-B01.	146
Figura 72. Perfil de Presión vs Distancia total de la Línea de Flujo Plunger lift LS-B01 variando el diámetro de la tubería de producción de 3" a 2" y 4".	146
Figura 73. Balance de fuerzas sobre el pistón.	148
Figura 74. Funcionamiento Plunger Lift.	148
Figura 75. Ciclo de levantamiento – Sistema Plunger Lift.	168
Figura 76. Curva IPR del pozo LS-43 actual.	169
Figura 77. Curva de producción del pozo LS-B01	175
Figura 78. IPR del pozo LS-B01	175
Figura 79. Representación del flujo de efectivo.	195
Figura 80. Representación del valor presente.	198
Figura 81. Comportamiento del VPN en relación a la tasa de interés.	200
Figura 82. Curva de declinación de producción pozo LS-43.	207
Figura 83. Curva de declinación de producción pozo LS-B01	207
Figura 84. Flujo de caja acumulado LS-43.	212
Figura 85. TIR del pozo LS-43.	213
Figura 86. Flujo de caja del pozo LS-B01.	216
Figura 87. Flujo de caja acumulado LS-B01	217
Figura 88. TIR del pozo LS-B01.	217

## LISTA DE GRAFICAS

Gráfica 1. Producción del pozo LS-43 por pruebas.....	167
Gráfica 2. Comportamiento general de la prueba.....	179
Gráfica 3. Comportamiento de la presión en cada una de las etapas de un ciclo.....	180
Gráfica 4. Periodos representativos denominados A, B y C.....	181
Gráfica 5. Comportamiento general de la prueba Pozo LS-43.....	182
Gráfica 6. Efecto de presión causado por la conexión del pozo LS-32 a la línea de flujo del pozo LS-B01.....	184
Gráfica 7. Falla del compresor B01.....	184
Gráfica 8. Bloqueo del sistema debido al no registro de la llegada del Plunger a superficie.....	185
Gráfica 9. Efecto por la programación de un periodo de cierre largo asignado al controlador.....	186
Gráfica 10. Efectos de presión causados por la temperatura del día y la noche en la línea de flujo.....	186
Gráfica 11. Cierre del sistema por manipulación inadecuada de la válvula reguladora de presión en el Pozo LS-43.....	187
Gráfica 12. Potencial del pozo en fondo de pozo con bombeo mecánico. LS-B01.....	188
Gráfica 13. Potencial del pozo en fondo de pozo con bombeo mecánico. LS-43.....	189
Gráfica 14. Potencial del pozo en cabeza con Plunger Lift- LS-B01.....	190
Gráfica 15. Potencial del pozo en cabeza con Plunger Lift- LS-43.....	190
Gráfica 16. Flujo de caja neto del pozo LS-43.....	211

## GLOSARIO

°API: por sus siglas define, (American Petroleum Institute); Es una medida de densidad que describe cuan pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua.

ANÁLISIS PALINOLÓGICO: estudio que se hace principalmente a la morfología del polen y las esporas.

ANTICLINAL: estructura geológica cóncava hacia abajo o pliegue del subsuelo, que almacena petróleo en el arqueamiento del terreno.

ARCILLOLITAS: roca compacta, sin fisilidad y formada por partículas de tamaño de la arcilla.

ARCILLAS: rocas agregadas de silicatos de aluminio hidratados, procedentes de la descomposición de minerales de aluminio.

ARENAMIENTO: producción de pequeñas o grandes cantidades de sólidos junto con el fluido del yacimiento.

ARENISCAS: roca sedimentaria de tipo detrítico, de color variable, que contiene clastos de tamaño arena.

ASIMÉTRICO: que no guarda simetría o carece de ella.

BOMBEO MECÁNICO: procedimiento de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie.

**BUZAMIENTO:** ángulo de inclinación de los estratos formados por rocas sedimentarias con respecto a un plano horizontal.

**CALCÁREA:** unidad de roca o terreno que contiene elevadas cantidades de calcio.

**CONCORDANTE:** relación geométrica entre capas de sedimentos que representa un cambio en las condiciones de dos materiales paralelos entre si que se produjo en el proceso de sedimentación.

**CRETÁCEO:** tercer y último período de la Era Mesozoica.

**DELTÁICO:** ambiente construido por la sedimentación de material detrítico en la desembocadura de un río al un mar o un lago.

**DIÁCRONA:** dimensión que permite observar cualquier fenómeno tal como es en un momento dado de su evolución.

**DIAGÉNESIS:** la formación de las rocas sedimentarias a partir de los sedimentos, comporta la existencia de una serie de procesos que, en general, tienden a la reducción de la porosidad y aumento de la compacidad de los materiales.

**DISCORDANTE:** relación geométrica entre capas de sedimentos que representa un cambio en las condiciones de dos materiales, no paralelos entre sí que se produjo en el proceso de depositación.

**FALLA:** discontinuidad que se forma por fractura en las rocas superficiales de la Tierra (hasta unos 200 km de profundidad) cuando las fuerzas tectónicas superan la resistencia de las rocas.

FLUVIO: ambiente sedimentario representado por ríos, canales de ríos o llanura aluvial.

FORMACION GEOLOGICA: unidad litoestratigráfica formal que define cuerpos de rocas sedimentarias caracterizados por unas propiedades litológicas comunes que las diferencian de las adyacentes.

FORMACION SUBYACENTE: formación que está por debajo de otra u oculta tras la misma.

FORMACION SUPRAYACENTE: que nace o yace por debajo de otra formación.

LENTICULAR: es el único tipo de imagen tridimensional que puede visualizarse, en apariencia, sin lentes convergentes, aunque de hecho no es así.

MOLÁSICOS: sedimentos depositados en los tiempos del Paleógeno y Neógeno.

NEOGENO: unidad del tiempo geológico que pertenece a la Era Cenozoíca.

PALEÓGENO: o terciario temprano es un periodo geológico que inicia la era Cenozoíca.

POROSIDAD: capacidad de un material de absorber líquidos o gases.

SINCLINAL: estructura geológica cóncava hacia arriba o pliegue del subsuelo, que almacena el petróleo en el arqueamiento del terreno.

SUPRAYACE: que yace por encima. Ubicado por encima.

VERGENCIA: dirección hacia donde presenta inclinación un pliegue.

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT EN LOS POZOS DEL CAMPO LA SALINA\*.

**AUTORES:**

JEANNIE MIREYA CASTAÑO PERICO\*\*

LUIS ANGEL VILLAREAL TOCORA\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Plunger Lift, Levantamiento Artificial, Campo La Salina, análisis nodal, Inflow, outflow

**DESCRIPCIÓN:**

El propósito de éste estudio es realizar un análisis de los pozos del Campo La Salina en los cuales se realizó la implementación del sistema Plunger Lift con el objetivo de estudiar la viabilidad tanto técnica como financiera de la implementación de este sistema como método de levantamiento de crudo en dicho campo. Analizando las variables que inciden en el desempeño del sistema Plunger Lift, se determinó que las principales variables que imposibilitan la implementación del sistema en un pozo, son las aquellas variables inherentes al comportamiento del fluido como son la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ) y la relación Gas-Líquido (GLR). Con la información suministrada por parte del área de producción y de ingeniería del campo se verifico la información de los pozos se encontraban dentro los rangos aceptables para realizarles el diseño del sistema.

Teniendo en cuenta que una de las técnicas más usadas para la optimización de sistemas de producción es la realización de un análisis nodal, se realizó dicho proceso a los pozos candidatos usando el software PIPESIM; que permite determinar las condiciones óptimas de operación de cada pozo identificando diferentes escenarios.

El análisis de los resultados obtenidos a través de los cambios realizados al sistema fue soportado por una evaluación financiera la cual permitió establecer una comparación entre el dos sistemas de levantamiento artificial como son bombeo mecánico y plunger lift, sin desmeritar ninguno pero encontrando es más conveniente en cada caso.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc. Fernando Enrique Calvete Gonzales.

## ABSTRACT

**TITLE:** EVALUATION OF THE IMPLEMENTATION OF ARTIFICIAL LIFT SYSTEM PLUNGER LIFT WELLS FIELD IN THE SALINA .

**AUTHORS:**

JEANNIE MIREYA CASTAÑO PERICO\*\*

LUIS ANGEL VILLAREAL TOCORA\*\*

**KEYWORDS:** Plunger Lift Artificial Lift, Field La Salina, nodal analysis, Inflow, outflow.

**DESCRIPTION:**

The purpose of this study is to analyze the La Salina Field wells in which implementation was Plunger Lift System with the aim of studying the technical and financial feasibility of implementing this system as a method of lifting of crude in the field. Analyzing the variables that affect system performance Plunger Lift, it was determined that the main variables that prevent the implementation of the system in a well, those variables are inherent to the behavior of the fluid such as the flowing bottomhole pressure (  $P_{wf}$  ) and Gas - liquid ratio ( GLR ). With the information provided by the area of production and field engineering information was verified wells were within acceptable ranges for system design.

Given that one of the most used techniques for optimizing production systems is the realization of a nodal analysis , this process was the candidate wells using PIPESIM software , which allows to determine the optimum operating conditions of each well identified different scenarios.

The analysis of the results obtained through the changes made to the system was supported by a financial assessment which allowed a comparison between the two systems, such as artificial lift and plunger lift mechanical pumping, no demerit but finding none is more convenient in each.

---

\* Work of degree.

\*\* Faculty of physical-chemical Engineering's, Engineering of Petroleum, Principal: M.sc. Fernando E. Calvete G.

## INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera, ha surgido la necesidad de implementar sistemas alternativos de levantamiento artificial que reduzcan los costos de operación, mejoren la producción de crudo y prolonguen la vida útil del yacimiento.

En Colombia es cada vez más frecuente encontrar reservorios con alto GOR y se hace necesario disponer de un método de extracción económico que maneje de manera muy eficiente la producción simultánea de Gas y Petróleo. Instalar un sistema de bombeo neumático es una alternativa económica para dar manejo a estos aumentando la producción y disminuyendo los costos de operación, adicionalmente presenta una ventaja que reduce significativamente las emisiones de metano que se presentan en los sistemas de levantamiento convencionales haciendo así menos contaminante el proceso de producción durante la vida del pozo y también reduce la necesidad de tener que realizar otras operaciones de limpieza del pozo con el paso del tiempo como remoción de parafinas.

La razón del porqué en este trabajo será evaluado el sistema de levantamiento plunger lift, se debe a que se revisaron las características de dicho sistema y se encontró que dado que su funcionamiento básico consiste en un pistón que viaja de forma ascendente dentro de la tubería de producción de manera libre, impulsado por el gas que aporta el yacimiento. Este proceso se realiza de forma cíclica, abriendo y cerrando el pozo para que acumule presión, luego a un cierto valor de presión se descarga y envía el pistón en una carrera ascendente a través de la tubería de producción, un tipo de pistón llamado: pistón cepillo el cual se utiliza para raspar y limpiar la tubería durante su viaje. Este tipo de pistón permitiría prevenir la depositación de parafinas ya que el proceso se realizaría varias veces al día y se conoce que se ha utilizado de forma exitosa en campos de petróleo y gas en varias partes del mundo. Este sistema ha tenido mayor éxito en

pozos con una alta relación gas-líquido y pozos de gas retrogrado que presenten escurrimiento del fluido hacia el fondo del pozo.

Por medio de esta investigación se busca generar beneficios técnico-financieros para pozos problemas, que implementen esta nueva tecnología, entre los cuales están los siguientes:

- Aumento de la vida del pozo.
- Mejorar la tasa de producción de gas y aceite.
- Bajos costos de instalación y operación.
- Bajos costos de servicios a pozo.
- Reducción de la acumulación de parafinas en el pozo.
- Disminución en la emisión de gases contaminantes que aparecen en los procesos de limpieza y producción del pozo.

En este trabajo, se presentara: Una reseña y descripción general del Campo La Salina, donde se describirá en qué consiste el sistema de levantamiento Plunger Lift, sus generalidades principales, ventajas y desventajas, partes que lo conforman y parámetros operacionales de aplicación, así como también, los modelos matemáticos que se aplican para su modelamiento físico y diseño; además esto estará soportado por un análisis nodal de los pozos a estudiar. Una vez concluido el análisis de la información del Campo La Salina, se realizara un estudio para determinar qué tan factible fue la implementación del diseño del sistema de levantamiento Plunger Lift, cuyo objetivo final será determinar la viabilidad técnica del proyecto.

Una vez desarrollada la viabilidad técnica, se realizara un análisis financiero, estableciendo posibles tasas de producción de los pozos de acuerdo con las curvas de declinación de producción del campo y posterior a esto se presentara un

estudio financiero, cuyo objetivo es determinar las variables económicas y se emitirá un concepto que establezca el atractivo económico del proyecto.

Finalmente se presentaran unas conclusiones y recomendaciones las cuales son el resultado del desarrollo de este proyecto para el Campo La Salina.

## **1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA SALINA.**

En esta sección se encuentra información referente al Campo La Salinas; tal como su ubicación geográfica, historia, información geológica, producción y propiedades de los fluidos que lo componen.

### **1.1 RESEÑA HISTÓRICA**

Los trabajos de perforación en el área Las Monas, se inició en 1928 con la intervención de varias compañías extranjeras. El contrato de explotación especial entre ECOPETROL y Colombia CitiesServicePetroleumCorporation (COLCITCO), fue firmado el 14 de Diciembre de 1958, en el cual la empresa privada tiene el 75% de participación y la estatal el 25%. La producción comercial del área se estableció en 1961, sus ventas iniciaron en 1962.

El primer pozo fue perforado en 1958 por la Tropical Oil Co. El primer campo descubierto en el área fue Payoa en 1961, consecutivamente se descubrió el Campo Corazón en 1963 y en 1974 se inició el desarrollo comercial del campo La Salinas, que estuvo a cargo de la compañía (COLCITCO), este contrato finalizó en Febrero del 2006, pero el nuevo contrato Especial "Carare Las Monas" finalizara hasta el límite económico del Campo.

Las compañías que han participado en la explotación del área del contrato Las Monas han sido en su orden las siguientes:

- Colombia CitiesServicePetroleumCorporation: Septiembre de 1962 - Diciembre de 1985.
- Occidental de Colombia: Enero de 1986 – Diciembre de 1990.
- Petrolera Santander Inc.: Enero de 1991 – Agosto de 1992.
- ConsolidatedEurocanVentures: Septiembre de 1992 – Abril de 1995.
- Eurocan (Colombia) Inc.: Mayo de 1995 – Julio de 1995.

- Petrosantander (Colombia) Inc.: Julio de 1995 – actualidad.

La Compañía Petrosantander (Colombia) Inc., se ha encargado de las actividades de explotación y desarrollo del área Las Monas, entre ellos el campo La Salinas; con un total 137 pozos perforados como desarrollo hasta el 31 de Enero del 2013, de los cuales se han abandonado 14 pozos.

## 1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

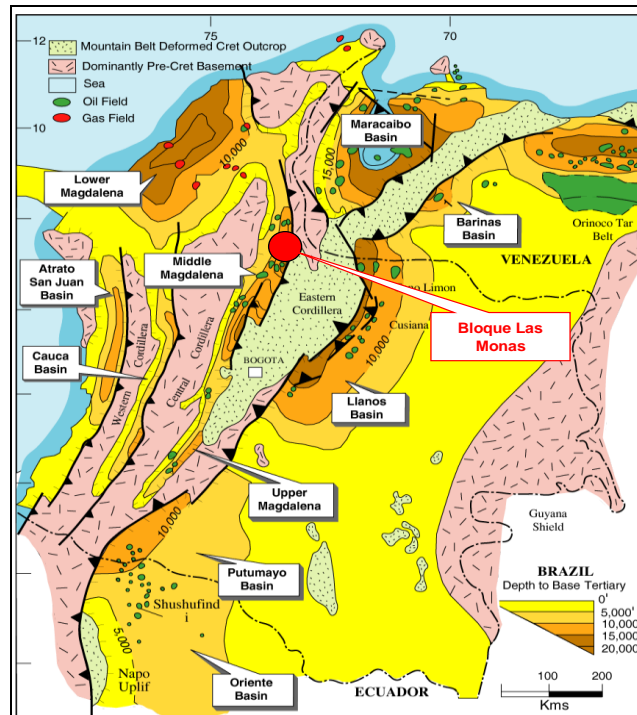
El Campo La Salina se encuentra localizado dentro del bloque de desarrollo del "Área de Las Monas" del Contrato Especial "Carare Las Monas", todo este bloque cubre un área aproximada de 40.000 acres, se encuentra ubicado a 52 Km aproximadamente de la ciudad de Bucaramanga, al Occidente limita con la parte Norte del río Sogamoso, aproximadamente a 10 Km del municipio de Sabana de Torres en el departamento de Santander, a lo largo del costado Oriental del Valle Medio del río Magdalena; limita por el Noroeste con el Campo Provincia propiedad de ECOPETROL.

Figura 1.

Además del Campo La Salina, está el campo Payoa, Corazón y Aguas Claras; formando así un polígono orientado SO-NE de 160 Km<sup>2</sup> ubicados sobre nueve veredas que son: El Almendro, La Esperanza, Agua Bonita, Payoa-5, Payoa-Corazones, San Rafael de Payoa, Mata de Piña, Aguas Claras-Cayumbita y Cristales La Ye. Ver

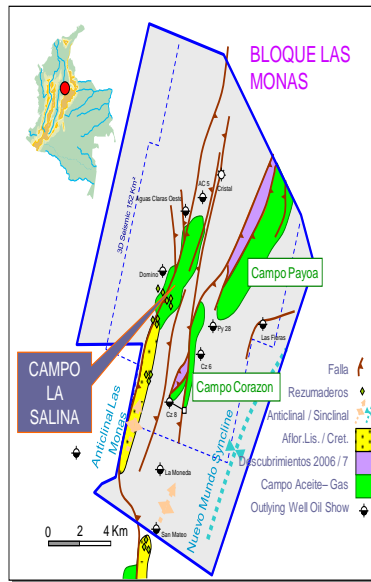
Figura 2.

**Figura 1. Limitación del Bloque Las Monas**



**Fuente: Petrosantander Colombia Inc.**

**Figura 2. Ubicación de los Campos del Bloque Las Monas**



Fuente: Petrosantander Colombia Inc.

### 1.3 GEOLOGÍA

Este marco geológico tiene como propósito identificar las estructuras y unidades geológicas del Bloque Las Monas, principalmente del Campo La Salina y la Formación Mugrosa, debido a su evento de producción de arena está afectando los equipos y en la producción del Campo

#### 1.3.1 Modelo estratigráfico

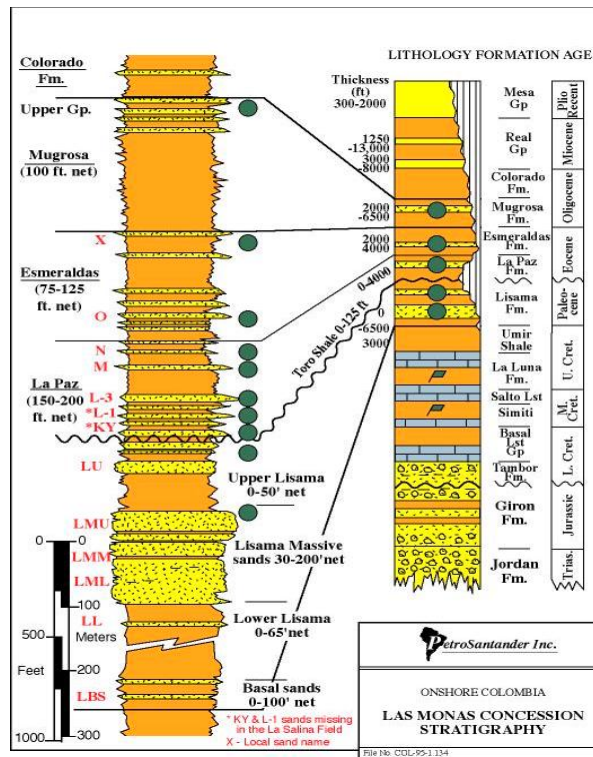
La columna estratigráfica terciaria y cretácica del área Las Monas excede los 20.000 pies de espesor. La sección cretácica consta principalmente de rocas sello y calizas, los cuales fueron el origen de los yacimientos Terciarios en los Campos La Salina, Payoya y Corazón. El Cretáceo Superior es representado por la Formación Umir que fue depositada en un ambiente marino somero. Los sedimentos de Lisama del paleoceno suprayacen concordantemente la Formación Umir y representa una regresión gradual del ambiente marino que culmina en el complejo delta Lisama cerca a la base de la formación. Estas arenas forman los yacimientos productores en este bloque. Ver Figura 3.

La Formación Lisama está separada de la suprayacente sección Eocénica en La Salina por una pronunciada inconformidad erosional y angular. La discordancia angular tiene en el área del Campo arriba de 50°, aunque en el sinclinal Nuevo Mundo al este, Lisama y el Eoceno solo están ligeramente discordantes. Lisama corresponde al más antiguo de los depósitos terciarios. La sección del Eoceno consta de las Formaciones Toro, La Paz y Esmeraldas. La Formación Toro es un excelente marcador y consta en parte de roca volcánica con muy baja porosidad, esta formación forma el sello buzamiento arriba para el yacimiento de Lisama. El espesor de Toro varía desde 0 en la cresta de la estructura de Las Monas hasta aproximadamente 150 pies en los flancos de la estructura.

Las Formaciones Esmeraldas y La Paz tienen las otras zonas principales productoras. Ambas formaciones son de origen continental y las arenas productoras son interpretadas como de ambiente fluvial, El espesor de ambas formaciones es muy similar y corresponde a 3.700 pies aproximadamente. La Formación La Paz, consiste principalmente de areniscas masivas conglomeráticas y delgadas intercalaciones de arcillolita.

Los sedimentos más recientes del Oligoceno están representados por las Formaciones Mugrosa, Colorado y Real. Mugrosa se presume de origen continental y las arenas del yacimiento consisten en areniscas conglomeráticas de grano fino. La Formación Colorado, con un espesor variable entre 4101 y 8202 pies, consiste principalmente de conglomerados poco consolidados. Estos conglomerados están ínter-estratificados con arcillolita rojiza. La formación Real, dispuesta entre dos discordancias, tiene la mayor área aflorante tanto en el Valle del Magdalena como en el área de estudio.

**Figura 3.** Estratigrafía del área de Las Monas



Fuente: Petrosantander Colombia Inc.

**1.3.1.1 Formación Lisama** La Formación Lisama suprayace concordantemente la Formación Umir, pero yace bajo una fuerte inconformidad basal del Eoceno que frecuentemente ha removido toda la sección del Paleoceno. Localmente, es un sistema fluvial clástico de algunos 200 pies de espesor intercalados entre dos sistemas fluviales ricos en lodo. ANEXO 1.

El yacimiento se consideró de 11 unidades de arena fluviales, fácilmente divididas dentro de secciones de canales masivos apilados con 50 - 400 de permeabilidad y 19 - 26% de porosidad, y areniscas de desborde menos persistentes de grano más fino y lutitas con calidad de yacimiento mucho más pobre.

Se estableció que La Formación Lisama del Campo La Salina está configurada en 10 bloques fallados (con diferencia de más de dos veces los establecidos en trabajos previos, realizados por otros operadores).

**1.3.1.2 Formación La Paz** Las Formaciones Esmeraldas, La Paz del Eoceno

fueron depositadas en un ambiente fluvial, estas formaciones esencialmente idénticas son prácticamente imposibles de separar en Las Monas. Ellas comprenden alrededor de 1800 pies de depósitos de arenas, con intercalaciones de canales de lutitas limolitas y arcillolitas. ANEXO 1.

La formación La Paz ha sido dividida en nueve unidades correlacionables, las arenas dentro de estas unidades exhiben una muy buena continuidad lateral para los procesos de inyección. Las cuatro unidades basales de La Paz, contienen el mayor volumen neto de la formación y por lo tanto el petróleo in-situ.

Regionalmente la sección de La Paz - y el contenido de arena - se adelgaza desde el Este hacia el Oeste por traslapamiento sobre la inconformidad basal del Eoceno. No hay diferencias significantes en la depositación de las Formaciones Esmeraldas y La Paz con excepción de la cantidad de arenas la cual disminuye durante la depositación de Esmeraldas.

**1.3.1.3 Formación Esmeraldas** Su espesor varía de 1500 a 2100 pies y consiste de intervalos espesos de arcillolita gris o lodolitas gris oscuras que engloban cuerpos lenticulares aislados de areniscas de poca continuidad lateral y cuyos espesores varían de dos a 40 pies en las areniscas más espesas. La parte superior de la Formación Esmeraldas corresponde el horizonte fosilífero Los Corros, el cual fue definido como Tectonosecuencia 1. Predominan las arcillolitas gris azulosas a violetas con apariencia lutítica, escasas y delgadas intercalaciones de areniscas claras, algo arcillosas, de grano fino a medio, con trazas de carbón y mica. Su contacto inferior es concordante con la Formación La Paz y está dado por el cambio litológico que ocurre al pasar a la formación, cuya secuencia es principalmente arenosa. Su contacto superior es discordante y está demarcado por el cambio al terminar la secuencia arenosa de la Formación Mugrosa y un paquete arcilloso masivo donde se presenta localmente el horizonte fosilífero los Corros. Las arcillolitas son lutíticas de color gris oscuro con abundante fauna de moluscos datada como Eoceno Superior.

**1.3.1.4 Formación Mugrosa** La Formación Mugrosa, es una formación somera de origen terciario; generalmente, las formaciones jóvenes del terciario presentan baja consolidación y por tal razón la producción de arena usualmente está asociada con formaciones de estas edades.

La Formación Mugrosa es la formación de estudio, ya que es la productora y la que más producción de arena ha presentado en el área. En ésta formación se reconocen cuatro arenas productoras denominadas A, B, C, y D; asimismo, el área está dividida sísmicamente en siete bloques I, II, IIIA, IIIB, IV, V, VI. La profundidad de las arenas productoras se incrementa en sentido Sur a Norte, por lo tanto el espesor neto de estas arenas no es constante en todo el yacimiento, ya que en los pozos localizados al Norte, las arenas productoras más profundas se encuentran localizadas por debajo del contacto agua-aceite.

### **1.3.2 Modelo estructural**

El desplazamiento lateral izquierdo de la falla de Bucaramanga, localizada al Este del área ha tenido una influencia significativa en la geología del petróleo al igual que el tectonismo del Eoceno.

Las rocas del Terciario y del Cretáceo en el Bloque de Las Monas, han sido afectadas por dos periodos principales de tectonismo. El primero, una orogenia ocurrida a principios y mediados del Eoceno, después del depósito de la Formación Lisama del Paleoceno; éste periodo de tectonismo llamado orogenia Laramide, es el causante en gran parte del fallamiento del bloque en el Valle del Magdalena Medio. Se cree que las áreas, tanto de La Salina como de Payoa, fueron elevaciones paleotopográficas de las fallas, habiendo ocurrido una gran erosión de sedimentos del Paleoceno en La Salina. La Formación Lisama, así como las formaciones más antiguas, se inclinaron 45° hacia el Oriente, en el

bloque levantado por efecto de cabalgamiento de la falla de La Salina. Subsecuentes depósitos del Eoceno reciente, cubrieron las áreas altas pero el engrosamiento de la sección del Eoceno en los flancos de La Salina y Payoa indica un lento crecimiento estructural continuo.

El área también ha estado sujeta a fuerzas compresivas relacionadas a la Orogenia andina. Las fuerzas compresionales originalmente causaron plegamiento en las áreas de La Salina y Payoa y posteriormente cabalgamiento a lo largo de las fallas de La Salina y Payoa.

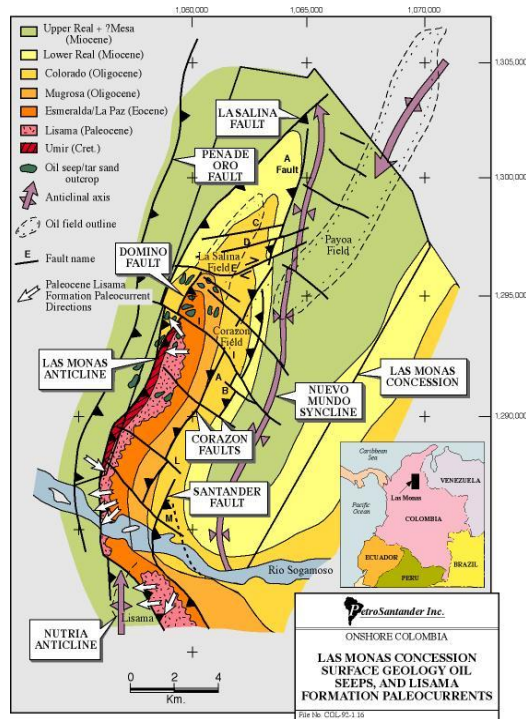
Las estructuras geológicas más prominentes en el Bloque son los anticlinales de Las Monas y Payoa con sus fallas de cabalgamiento asociadas.

La mejor interpretación disponible indica que las rocas productoras del Cretáceo comenzaron a generar hidrocarburos desde finales del Oligoceno hasta principios del Mioceno, sirviendo como sello los cabalgamientos estructurales que limitan las estructuras de Payoa y La Salina. El sinclinal Nuevo Mundo aledaño por el Oriente a dichas estructuras, se considera como una de las áreas generadoras más ricas de la Cuenca del Magdalena Medio.

El campo La Salina produce de sedimentos del Oligoceno, Eoceno y Paleoceno en la pared colgante del anticlinal asociado a la falla de La Salina. Figura 5.

Las Formaciones Mugrosa del Oligoceno, Esmeraldas y La Paz del Eoceno producen de varios bloques fallados en el anticlinal de Las Monas el cual está estrechamente plegado, todas las unidades productivas afloran hacia el Sur, donde se pueden observar manaderos de crudo pesado, el anticlinal cabecea hacia el Nor-Oriente aproximadamente 20° y los contactos agua – aceite se profundizan progresivamente en los bloques hacia el Norte.

**Figura 4. Superficie Geología - Campo La Salina**



**Fuente:** Petrosantander Colombia Inc.

### 1.3.3 Geología del petróleo

La Cuenca Del Valle Medio del Magdalena produce diariamente en promedio cerca de 99 kbpd, de los cuales 65.000 son crudos pesados, 32.000 son crudos medianos y 1.600 son crudos livianos. Los tipos de aceites varían desde 14.1 °API a 40 °API.

La formación generadora es: La Luna.

Se encuentran tres unidades geológicas productoras de hidrocarburos conocidas como Zona A, Zona B y Zona C. De igual forma son consideradas las formaciones Esmeraldas – La Paz, en una menor importancia, aunque su producción de hidrocarburos no ha sido significativa.

Zona A. Comprende la parte superior de la Formación Colorado y presenta las

siguientes características en sus rocas y fluidos:

Profundidad	2804 – 5655 pies.
Área	66 Acres.
Espesor neto	20 – 110 pies.
Temperatura	140 °F
Gravedad API	30,5.
Presión Original	2400 psi.
Porosidad promedio	20 %.
Permeabilidad	40 md.
So promedio	70%.
Sw promedio	30%.
Tipo de Aceite	Parafínico.

Fuente: Autores

Zona B y Zona C. Comprenden la Formación Mugrosa:

Zona B:

Profundidad	4400 – 7200 pies.
Área	305 Acres.
Espesor neto	67 – 227 pies.
Temperatura	150 °F
Gravedad API	31 - 32.
Presión Original	3200 psi.
Porosidad promedio	17 %.
Permeabilidad	30 md.
So promedio	60%.
Sw promedio	40%.
Tipo de Aceite	Parafínico.

Fuente: Autores

Zona C:

Profundidad	5700 – 8700 pies.
Área	93 Acres.
Espesor neto	85 – 261 pies.

Temperatura	160 °F
Gravedad API	34.
Presión Original	4000 psi.
Porosidad promedio	12 %.
Permeabilidad	5 md.
So promedio	45%.
Sw promedio	55%.
Tipo de Aceite	Parafínico.

Fuente: Autores

Los principales campos que comprenden esta cuenca son:

La Cira Infantas.	Llanito.
La Salina.	Peñas Blancas.
Aguas blancas.	Casabe.
Colorado.	Yarigui – Cantagallo.
Conde.	Palagua.
Cristalina	Opón.
Lisama.	

Fuente: Autores

## 1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

En esta sección se encuentra información respectiva a los mecanismos de producción y tiempo de producción del Campo La Salinas.

### 1.4.1 Mecanismos de producción.

Los mecanismos de producción de los yacimientos, es una herramienta importante para conocer sus características principales. Por esta razón, se realizó esta clasificación de los yacimientos encontrados en el Campo La Salina específicamente sobre el yacimiento Mugrosa, donde se pudieron encontrar las propiedades PVT del crudo producido.

**1.4.1.1 Yacimiento Lisama** El mecanismo de producción de este yacimiento es por combinación de segregación gravitacional que tiene gran influencia en este

reservorio dada su posición estructural y agotamiento, en donde el acuífero tiene poca influencia.

Otro aspecto importante, es el cambio en las propiedades del fluido de Sur a Norte, la gravedad API varía desde un promedio de 32,3° al Norte, a 23,7° al extremo Sur del Campo. Lo anterior implica que tanto el factor de recobro como el índice de productividad, serán mayores hacia al Norte, por sus características de viscosidad y su gas en solución.

**1.4.1.2 Yacimiento Esmeraldas - La Paz** El mecanismo de empuje natural en este yacimiento consiste esencialmente de gas en solución, conocido como empuje interno de gas, con un débil soporte acuífero y caracterizado por:

- Volumen constante: Donde no se presentan cambios en el tamaño del yacimiento y no hay intrusión de agua.
- Presencia de flujo en dos fases a presiones por debajo del punto de burbuja
- El gas sale de la solución pero no se desplaza hacia arriba para formar una capa de gas, resultando en un flujo bifásico.
- La producción es el resultado de una expansión volumétrica de gas en solución y de una expulsión volumétrica de aceite.

**1.4.3.3 Yacimiento Mugrosa** El mecanismo de producción primario de este yacimiento es por gas en solución, con un recobro primario muy bajo debido a las bajas presiones que se encuentran especialmente en la zona sur de la estructura. La principal característica del crudo producido desde la Formación Mugrosa es su baja relación gas-aceite (GOR) y su alta viscosidad, claramente se puede determinar como un petróleo subsaturado con una presión de burbuja de 1.650 psi a temperatura de fondo de pozo (88°F).

## **1.4.2 Tiempo de producción**

El principal mecanismo de producción de los Campos del área es el empuje de gas en solución. No obstante se observa que el efecto gravitacional también ejerce una contribución sobre todo en el Campo La Salina, en la Formación de Lisama. En esta formación el buzamiento es en promedio mayor a 75°, mientras en las formaciones Esmeraldas-La Paz de los Campos Payoa y Corazón el buzamiento está en un rango de 35°-45°.

La producción durante el año 2012 fue de 1'223.801 barriles, 3.362 BOPD en promedio. La producción promedio en Enero 2013 fue de 3.470 BOPD mientras en Diciembre 2012 fue de 3.353 BOPD. En esta producción total están incluidos los pozos exploratorios. La producción del Área de Las Monas en el año 2012 se divide por campos, siendo de 746.092 barriles de aceite para el Campo La Salinas.

La Tabla 1. Se puede observar la producción de aceite discriminada por campo, además la de los pozos exploratorios mes a mes correspondiente al año 2012.

**Tabla 1. Producción de crudo por mes año 2012.**

2012	CRUDO (BOPM)				TOTAL
	PAYOA	LA SALINA	CORAZON	CORAZON WEST	
<b>ENERO</b>	27.579	57.542	1.435	10.265	96.821
<b>FEBRERO</b>	27.782	57.017	2.054	9.148	96.001
<b>MARZO</b>	29.070	60.991	2.210	11.215	103.486
<b>ABRIL</b>	28.478	58.133	2.242	10.773	99.626
<b>MAYO</b>	29.611	60.465	2.423	10.561	103.060
<b>JUNIO</b>	28.727	56.804	2.308	9.802	97.641
<b>JULIO</b>	28.625	66.024	2.099	10.669	107.417
<b>AGOSTO</b>	27.820	66.965	2.030	10.470	107.285
<b>SEPTIEMBRE</b>	24.649	67.139	2.021	9.819	103.628
<b>OCTUBRE</b>	26.982	68.107	2.025	10.667	107.781
<b>NOVIEMBRE</b>	26.260	63.276	1.589	9.346	100.471

<b>DICIEMBRE</b>	25.786	63.629	1.748	9.421	100.584
------------------	--------	--------	-------	-------	---------

<b>TOTAL</b>	331.369	746.092	24.184	122.156	1.223.801
--------------	---------	---------	--------	---------	-----------

Fuente: Empresa Operadora 2012.

La producción de gas en el año 2008 fue de 8'188.733 KSCF, que comprenden la producción proveniente del área de Las Monas y de los pozos exploratorios.

Se han perforado 190 pozos a Enero del 2013 de los cuales 135 se encuentran actualmente activos, 27 cerrados temporalmente y 28 pozos abandonados. En cuanto al campo La Salinas los pozos perforados han sido de 137 pozos, de los cuales 103 están actualmente activos, 27 están cerrados temporalmente y 14 abandonados. Entre los 103 pozos perforados a 2012 del campo la salina se encuentra 54 pozos completados con Bombeo de Cavidades Progresivas, 2 Plunger Lift, 9 Gas Lift y 38 con Bombeo Mecánico.

## **2. GENERALIDADES PLUNGER LIFT**

Con el paso del tiempo, la mayoría de pozos que presentan una cantidad considerable de gas experimentan acumulación de líquido en la tubería y en el fondo pozo. Con el incremento de la acumulación, el pozo pierde energía y tienen menos fuerza para eliminar estos fluidos. El sistema de levantamiento Plunger Lift presenta una solución para eliminar dichos fluidos y extender la vida útil del pozo, es uno de los métodos más simple, eficaz y económico para eliminación de líquidos acumulados en el pozo.

### **2.2 APLICACIONES DEL SISTEMA PLUNGER LIFT.**

Existen aplicaciones básicas para el sistema Plunger Lift, encontramos instalación convencional, con empaque y sin embargo, las posibilidades dentro de estas se han expandido. Estas son: Pozos de gas con problema de carga de líquidos. Pozos con altas relaciones gas-liquido, problemas de parafinas, y finalmente pozos con levantamiento por gas Lift intermitente.

### **2.2.1 Instalación Convencional.**

Comúnmente, la mayor parte de los sistemas Plunger lift son aplicados en pozos de gas o aceite con suficiente presión y relación gas líquido para operar el sistema sin suministrar gas adicional. Es deseable tener el tubing sin un empaque en el pozo. El espacio anular provee un área de almacenamiento para el gas bajo presión y permite que este gas trabaje libremente sobre el Plunger y el bache de líquido. El gas puede fluir desde el casing hacia la tubería de producción y proveer levantamiento con pocas restricciones<sup>1</sup>

### **2.2.2 Instalación con un empaque.**

Una instalación de esta naturaleza es raramente usada. Todo el gas debe venir directamente de la formación durante el ciclo entero; esto genera que las relaciones gas líquido necesarias para la operación sean excesivamente altas. Este tipo de instalación es normalmente solo aplicado a pozos de gas. En este tipo de instalación los ciclos son muchos más cortos debido a que por la naturaleza de los pozos. Una vez el Plunger alcanza la superficie es necesario que descienda inmediatamente para limpiar los condensados que se generan por la perdidas de presión y temperatura que tiene el gas<sup>2</sup>

### **2.2.3 Pozos con problemas de carga de líquidos.**

---

<sup>1</sup>BROWN, Kermit E. Vol. 2B. Op. Cit. p. 505

<sup>2</sup>Ibíd. p. 505

La mayoría de los pozos con sistema plunger lift caen dentro de esta categoría. La mayor parte de los pozos de gas tienden a experimentar problemas de carga de líquidos en algún momento de su vida productiva.

Por encima de cierta velocidad crítica, los líquidos tienden a migrar hacia abajo en la tubería y empiezan a acumularse en el fondo. Esta velocidad crítica es función de la presión en cabeza durante el flujo, el diámetro, temperatura de la tubería y el tipo de líquido (Agua, condensado, etc.). Este hecho genera pérdidas en la producción tanto de líquidos como de gas. La función del Plunger es prevenir la acumulación de estos líquidos mediante la restauración de la presión hasta un valor suficiente para levantar los líquidos acumulados junto con el pistón dejando libre de fluido la tubería y permitiendo que la formación continúe fluyendo.

#### **2.2.4 Pozos con altas relaciones gas-liquido.**

Hace años era común instalar un sistema Plunger Lift en pozos con relaciones gas líquido muy altas, pero hoy en día con los avances que se han tenido, incluso pozos con relaciones gas líquido más bajas son candidatos para implementar el sistema gracias a los sistemas de control que ofrecen más flexibilidad y un modo más fácil de operar.

Su operación es muy similar al procedimiento en un pozo de gas, la diferencia radica en la determinación de los ciclos. En este tipo de pozos se requiere un Plunger con mejores características de sello<sup>3</sup>.

#### **2.2.5 Pozos con problemas de parafinas.**

Este es la aplicación más sencilla del uso del sistema PlungerLift. No requiere ningún cálculo serio, o estudio para determinar si un pozo es candidato. La meta

---

<sup>3</sup>BEAUREGARD, Ferguson y MORROW, Stan. Plunger Lift applications, operations and its effect on measurement systems. Disponible en [www.Fergusonbeauregard.com](http://www.Fergusonbeauregard.com). Technical Paper. Tyler, Texas. 2007. p.3.

es mantener la tubería de producción libre de parafinas, y el plunger puede hacerlo fácilmente. Debido a la virtud de tener un pistón que viaja a través de la tubería varias veces al día, la acumulación de parafinas no es posible. La acción de limpieza del plunger no permite la formación de parafinas.

Si el pozo no tiene obstrucciones dentro de la tubería de producción como válvulas de seguridad, choques, o nipples, se puede usar el plunger lift. La clave es empezar con la tubería de producción limpia y nunca permitir la formación de parafinas. Esto podría tomar de 6 a 8 ciclos por día para mantener el la tubería limpia. Cada vez que el plunger viaja limpia dentro de las paredes de la tubería.

En cuanto a la operación del sistema plunger lift para controlar las parafinas solo es normalmente controlado por temporizador. El pozo se deja abierto por varias horas, y solo es cerrado por unos minutos o en algunos casos un poco más de una hora en algunos casos puede llevar a ser de 4 a 8 horas. El periodo de cierre es solo lo suficientemente largo para permitir que el plunger alcance la superficie. En estos tipos de pozo el resorte parachoques es instalado por debajo del nivel más bajo de parafina. Es importante que el pozo sea limpiado de parafinas antes de instalar el sistema. Un pistón no puede viajar si hay una acumulación de parafina en la tubería; cabe mencionar que el sistema plunger lift también puede ser usado en caso de depositación de inorgánicos o posibles formación de hidratos<sup>4</sup>

### **2.2.6 Gas lift intermitente con Plunger Lift.**

Este tipo de instalaciones es normalmente usado en pozos con presiones de fondo muy bajas donde el deslizamiento del gas es tan alto que por consiguiente el plunger tiene altos riesgos de quedar estancado o de no llegar a superficie. Todo el gas suministrado es obtenido de una fuente externa; el complemento del plunger permite una mayor utilización de la energía y menos escurrimiento de

---

<sup>4</sup>Ibíd. p. 3, 4.

líquidos, lo que corresponde a una presión de fondo mucho más baja y por consiguiente un mayor aporte del yacimiento. La elección de esta instalación depende de la rapidez de los ciclos requeridos para permitir una máxima producción<sup>5</sup>.

Los pozos con gas lift intermitente tienen ineficiencia en su desempeño, debido a que en la dinámica de levantar el bache de líquidos, siempre hay una porción del bache inicial que deberá caer al fondo. Este escurrimiento es creado por que el gas que viaja más rápido que los líquidos presenta una fricción de arrastre sobre las paredes de la tubería. Como el bache de líquidos viaja hacia arriba, el gas comienza a irrumpir en la columna de fluido; la mayor parte del líquido que es atravesado por el gas cae al fondo del pozo. El mayor efecto es el aumento en la presión de fondo del pozo, lo cual tiene un efecto negativo en la producción del pozo. Los pozos que tiene gas lift intermitente pueden ser candidatos ideales para el sistema plunger lift<sup>6</sup>.

### **2.3 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO PLUNGER LIFT<sup>7</sup>**

Este sistema está basado en un método de cierre y apertura del pozo en superficie, con el fin de utilizar la energía del yacimiento para producir los líquidos acumulados en el pozo, mediante un Plunger o pistón que actúa como una interfase sólida entre el nivel de líquido y gas de levantamiento.

El ciclo comienza con un periodo de cierre, con el fin de permitir que el pozo restaure el nivel de fluido y acumule suficiente presión tanto en la tubería de producción como en el espacio anular, adicionalmente permitir que el Plunger, que está dentro del lubricador en la cabeza de pozo, mantenido por el flujo de

---

<sup>5</sup>Ibíd. p. 505

<sup>6</sup>Ibíd. p. 3, 4.

<sup>7</sup>Traducido de “Plunger Lift Applications and Operations Manual”. Production Control Services, INC. 2002, p 5.

producción, pueda descender hasta el fondo y ser amortiguado por el Bumper Spring o resorte, que está ubicado dentro de la tubería de producción, en el nivel de fluido acumulado durante el periodo de cierre.

Posterior al cierre y una vez que se alcanza la presión requerida para que el Plunger eleve los líquidos acumulados y asegurando que el Plunger haya alcanzado la profundidad del Bumper Spring o resorte, se procede a la apertura de la válvula neumática o motorizada en superficie por medio del controlador. Esto genera un diferencial de presión instantáneo debido a la descompresión del gas atrapado en la tubería de producción producto del ciclo anterior. Este diferencial de presión causa la expansión del gas acumulado en el revestimiento, llevando el pistón hacia la superficie.

## **2.4 EQUIPO DE SUPERFICIE SISTEMA PLUNGER LIFT**

Son todas las herramientas que se tienen a la mano por parte de los operarios del sistema.

### **2.4.1 Lubricador.**

Es uno de los componentes más importantes del sistema, su función principal es la protección de los operarios y amortiguar el Plunger en su llegada a superficie, también permite el acceso al Plunger para facilitar su inspección, remoción o reemplazo. Este dispositivo va instalado en la boca del pozo, por encima de la válvula maestra, es la pieza principal del equipo de superficie, tiene por objetivo alojar al pistón cuando este arribe a superficie, internamente tiene un pequeño resorte que amortigua la llegada del Plunger, dependiendo del lubricador pueden alcanzar a soportar velocidades de arribo de hasta 3000 metros/minutos. Ver Figura 5.

**Figura 5. Lubricadores**



Fuente:Plunger Lift Equipment.Production Control Services 2010

#### **2.4.2 Válvula Maestra.**

La válvula maestra permite el paso del plunger desde el lubricador hacia la tubería de producción, debe ser del tamaño correcto tanto para la tubería como para el plunger, un tamaño incorrecto de esta puede obstruir el paso del mismo. Esta debe tener una capacidad de apertura igual al tamaño de la tubería. Una válvula de gran tamaño puede permitir el paso de gas hacia el equipo de superficie lo que podría generar problemas con el lubricador, el cátcher o el sensor de arriba.

#### **2.4.3 Catcher.**

Este dispositivo sirve para capturar y mantener el plunger o pistón en el lubricador cuando llega a superficie, para así poder ser revisado o cambiado. Ver Figura 6.

**Figura 6. Catcher**



Fuente: Plunger Lift Equipment.Production Control Services 2010<sup>8</sup>

#### **2.4.4 Sensor de arribo**

Este dispositivo va colocado en el lubricador y tiene la finalidad de detectar la llegada del pistón, cuando lo hace envía una señal al controlador para que dé comienzo al periodo de apertura denominado Afterflow. Ver Figura 8.

**Figura 7. Sensor de Arribo**



Fuente: Plunger Lift Equipment.Production Control Services 2010

#### **2.4.5 Válvula neumática**

Esta válvula se conecta en la salida de la producción y es el dispositivo que realiza el cierre y la apertura del pozo, es controlada por el controlador electrónico. Permite trabajar presiones de 1000, 2000 y hasta 4000psi. Ver Figura 8.

**Figura 8. Válvula Neumática**

---

<sup>8</sup>Tomado de "PLUNGER LIFT EQUIPMENT". Production Control Services 2010, p 8.



Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

#### **2.4.6 Panel Solar**

Provee de energía a las baterías recargables del controlador. Ver Figura 9.

**Figura 9. Panel Solar**



Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

#### **2.4.7 Controlador**

Abre y cierra la válvula ya sea basándose en el tiempo, la presión o la tasa de flujo. Proporciona datos de presión en superficie de la tubería de producción, la tubería de revestimiento y la línea de flujo esto con el fin de optimizar la producción. Se clasifican de acuerdo a los parámetros de trabajo, tiempo o

presión.

**2.4.7.1 Controladores basados en el tiempo** Controlan automáticamente la producción, se basan en parámetros de tiempo.

- **Controlador P.C.S. 1000.** Es el más económico, trabaja con una sola válvula, ideal para pozos con producción intermitente. Es el más fácil de usar. Ver Figura 10.

**Figura 10. Controlador P.C.S. 1000**



**Fuente:** Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

**Aplicación:**

- Pozos con nivel de producción estable.
- Pozos de gas con carga de líquidos.

**Ventajas y características:**

- Bajo consumo de batería.
- Sensor de llegada encendido/apagado.
- Conteo de viajes del Plunger y trabajo de válvula neumática
- Seguridad (Alta presión, alto nivel de tanque).

➤ **Controlador P.C.S. 1000 J.** Controlador basado en el tiempo ofrece las mismas características que el controlador P.C.S. 1000 y adicionalmente permite

generar un informe histórico de viajes del Plunger y sincronización del pozo así como de programar paradas obligatorias del Plunger después de un viaje. Ver

➤ Figura 11.

**Figura 11. Controlador P.C.S. 1000 J**



**Fuente:** Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

**Aplicación:**

- Pozos con niveles de producción estables.
- Pozos con presión consistente.

**Ventajas y Características:**

- Todas las características del controlador P.C.S. 1000.
- Informe histórico de viajes del Plunger.
- Paradas obligatorias.
- Tiempo de apertura total.
- Sincronización del pozo.

**2.4.7.2 Controladores mediante presión** Controlan automáticamente la producción usando datos de presión en tiempo real. Controlador P.C.S. 3000. Es un controlador automático que proporciona datos de presión en tiempo real del revestimiento, la tubería o la línea de producción y los compara con la información

histórica o con la configuración basada en el tiempo para hacer ajustes automáticos y así mejorar la producción del pozo. Ver Figura 12.

**Figura 12. Controlador P.C.S. 3000**



**Fuente:** Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

Controlador P.C.S. 4000 pozo único o multipozo. Al igual que el P.C.S.3000 el P.C.S. 4000 pozo único, puede manejar la producción de un pozo utilizando los datos de presión. Adicionalmente puede integrarse con un medidor de flujo electrónico lo que le permite al operador optimizar la producción usando las tasas de flujo<sup>9</sup>. Ver Figura 13.

**Figura 13. Controlador P.C.S. 4000**

---

<sup>9</sup> Plunger Lift Equipment, Production Control Services 2010



Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

El P.C.S. 4000 multipozo, tiene la misma funcionalidad que el P.C.S. 4000 pozo único, pero a diferencia de este puede gestionar la producción de hasta ocho pozos, mediante un dispositivo inalámbrico y un sensor en la boca del pozo se puede obtener datos en tiempo real de cada pozo para así sincronizar y optimizarla producción<sup>10</sup>.

#### Aplicación

- Pozos en lugares remotos.
- Control automático de hasta ocho pozos.

#### Ventajas y características

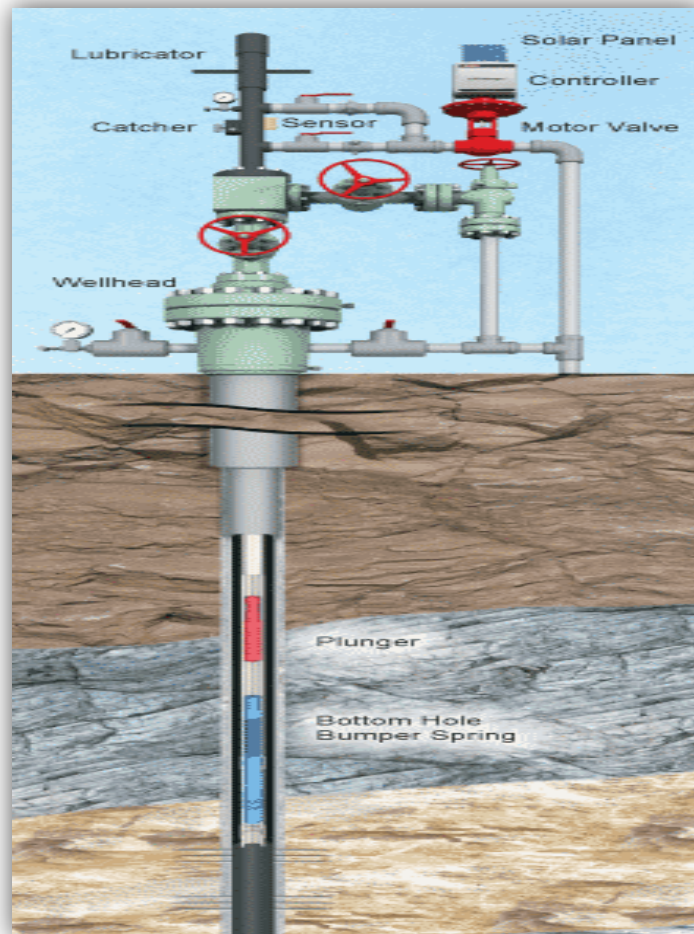
- Todas las características del controlador P.C.S. 3000.
- Máxima eficiencia del operador.
- Comunicación inalámbrica de hasta ocho pozos a distancia.
- Información precisa de producción de gas por cada pozo.

En la Figura 14 se puede observar la instalación típica del Sistema de levantamiento Plunger Lift en campo, los diferentes equipos de superficie y los usados en fondo del pozo.

---

<sup>10</sup>Plunger Lift Equipment, Production Control Services 2010

**Figura 14. Instalación típica del sistema Plunger Lift**



Fuente: [www.lufkin.com](http://www.lufkin.com)

## **2.5 EQUIPO DE FONDO DE POZO SISTEMA PLUNGER LIFT**

En esta sección se encontraran las herramientas o equipos que se encuentran ubicados en la parte del subsuelo del pozo o en el caso del Plunger que se mueven entre la instalación en superficie y el fondo del pozo<sup>11</sup>.

### **2.5.1 Tubería**

<sup>11</sup>Plunger Lift Equipment, Production Control Services 2010

La tubería debe ser posicionada lo más cerca a las perforaciones. Si se posiciona muy arriba de las perforaciones puede permitir que los líquidos recubran la formación obstruyendo así la producción. Si se posiciona muy por debajo de estas se genera un bloqueo de líquido en pozos con poca presión o con demasiada carga líquida.

Para instalar plunger en múltiples pozos en una misma área, puede ser beneficioso intentar ubicaciones similares en las perforaciones de cada pozo y evaluar los resultados en cada uno.

La tubería debe estar en buen estado, libre de curvaturas, espacios estrechos, residuos o cortes de perforación y revestimiento interno. Ese es el estado ideal en el cual se debe encontrar la tubería antes de iniciar los viajes del plunger.

En teoría, el Plunger Lift debe trabajar mejor en tuberías de mayor longitud y tamaño, esto debido que se presentan menos pérdidas por fricción sobre los líquidos y el gas, el peso del líquido es distribuido a lo largo del área de la tubería. Si el plunger va a ser usado en un pozo con presencia de formaciones con altas presiones es recomendable tener cuidado y compensar el tamaño de la tubería con el tamaño del revestimiento. Esto particularmente para pozos delgados.

**2.5.2 Plunger o pistón** Es la interfase sólida entre el gas de levantamiento y nivel de fluido acumulado durante el periodo de flujo, ver Figura 15. Éste viaja libremente dentro de la tubería de producción, recuperando fluido de manera intermitente, adicionalmente mantiene limpia la tubería mediante la eliminación de arena, sal, parafinas y escamas con los fluidos producidos.

**Figura 15. Tipos de Plungers disponibles**



Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

**2.5.2.1 Liquid aeration Plunger** Reduce los tiempos de caída del Plunger en hasta un 70% y aumenta la producción, es útil para pozos que producen altas acumulaciones de líquido o líquidos muy pesados. Su forma le permite caer rápidamente al fondo del pozo, A medida que viaja hacia arriba, el gas se transfiere a través del mismo, causando un efecto de propagación del líquido sobre él, este proceso hace posible que él logre levantar y quitar de manera más eficiente y con mayor velocidad la carga de líquido. Ver Figura 16.

**Figura 16. Liquid AerationPlunger**



Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

Aplicaciones:

- Pozos que pueden recuperarse rápidamente.
- Pozos que producen altas acumulaciones de líquidos.
- Pozos que producen líquidos pesados.

Ventajas:

- Reduce el tiempo de cierre.
- Disminuye el tiempo de caída.
- Aumento considerable de la producción.

**Tabla 2. Tamaños y diámetros Liquid Aeration Plunger**

TAMAÑO TUBERÍA	OD CERRADO	OD ABIERTO
2 3/8"	1.875	2.020
2 7/8"	2.345	2.500
2 7/8" (opcional)	2.210	2.350
3 1/2"	2.570	2.700
3 1/2" (opcional)	2.775	2.920

Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

**2.5.2.2 Pad plunger.** Tiene desde una hasta tres secciones de pads o tapones, en contacto con la pared de la tubería, los tapones se expanden o contraen para compensar con las irregularidades e imperfecciones de la tubería. Esto permite que el Plunger mantenga un sello hermético con el fin de reducir o eliminar el líquido acumulado, este diseño es altamente resistente y duradero. Ver Figura 17.

**Figura 17. Pad Plunger**



Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

Entre sus características se encuentra el aumento de la producción en los pozos con volumen bajo de líquidos o desviaciones de tubería. Se recomienda un Pad Plunger para la mayoría de instalaciones de levantamiento artificial por Plunger Lift. Ver

Tabla 3.

Aplicaciones:

- Pozos de baja presión.
- Pozos con tuberías irregulares
- Pozos produciendo por debajo de flujo crítico.
- Pozos que producen crudo liviano, condensado o agua.

Ventajas

- Eficaz levantamiento de fluidos.
- Alta durabilidad y alto desgaste.

**Tabla 3. Tamaños y diámetros Pad Plunger**

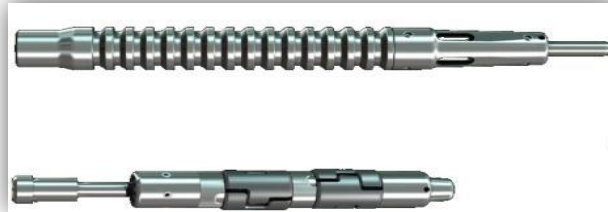
TAMAÑO TUBERIA	OD CERRADO	OD ABIERTO
1 1/2"	1.460	1.595
2 1/16"	1.600	1.700
2 3/8"	1.875	2.020
2 7/8"	2.345	2.500
2 7/8" (optional)	2.210	2.350
3 1/2"	2.570	2.700
3 1/2" (optional)	2.775	2.920

Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

**2.5.2.3 Flow-thruPlunger** Tiene una válvula ajustable de paso la cual se abre y se cierra permitiendo el flujo de fluidos a través de este, permitiendo que continúe la producción ya sea de gas o de petróleo. Este Plunger hace más viajes en menos tiempo, se mantiene en un ciclo continuo de subidas y bajadas, lo cual a

menudo logra un aumento significativo en la producción diaria del pozo. Ver Figura 18.

**Figura 18. Flow-thruPlunger**



Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

Si se tiene un pozo con alto volumen de gas y líquido se requiere un tiempo largo de cierre para los plunger estándar, para el plunger de flujo continuo se reducen estos tiempos hasta llegar al caso de eliminar la necesidad de cierres<sup>12</sup>. Ver Tabla 4.

Aplicaciones:

- Pozos que se encuentran fluyendo constantemente.
- Pozos con volumen alto de gas o líquido.
- Pozos en etapa inicial de carga líquida.

**Tabla 4. Tamaños y diámetros Flow-thruPlunger**

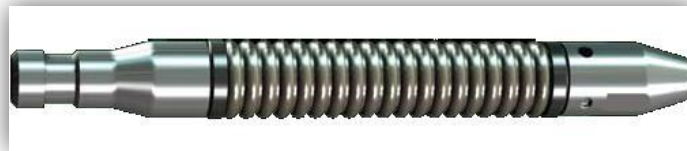
Tamaños de tubería
2 3/8"
2 7/8"
3 1/2"

Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

<sup>12</sup>Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

**2.5.2.4 Ring plunger.** Tiene 21 anillos que están continuamente en contacto con las paredes de la tubería debido a la creación de un sello muy eficaz, ver Figura 19. Los anillos sirven para limpiar parafinas, escamas y sal de las paredes de la tubería para evitar así la acumulación de estas. Al quitar la parafina que se endurece, se reducen gastos como trabajos de corte de parafina o trabajos de aceite caliente. Ver Tabla 5.

**Figura 19. Ring Plunger**



Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

Aplicaciones:

- Pozos que necesitan eliminar acumulación de parafinas, escamas o sal.

Ventajas:

- Elimina la parafina antes que esta se endurezca
- Alta durabilidad y máxima eficiencia.
- Reducción de gastos de limpieza de pozo.

**Tabla 5. Tamaños y diámetros Ring Plunger**

Tamaño de tubería	OD Estándar	OD Opcional
2 3/8"	1.877	1.900
2 7/8"	2.345	

Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

**2.5.2.5 Brush Plunger** En la sección media tiene un cepillo de nylon flexible que permite que el plunger al momento de viajar en la tubería realice un proceso de barrido o remoción de materiales extraños que puedan complicar el proceso de producción como lo son arenas, sales y carboncillos que se acumulan en el interior de la tubería. Ver Figura 20.

**Figura 20. Brush Plunger**



Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

El diámetro del cepillo es un poco más grande que el cuerpo del plunger, por lo cual crea un sello eficaz mediante la adaptación a las desviaciones de la tubería. Ver Tabla 6.

Aplicaciones:

- Pozos con irregularidades en la tubería.
- Pozos que producen arenas, sal o carbón.
- Pozos que requieren de alta eficiencia de sello.

Ventajas:

- Sello altamente efectivo.
- Alta durabilidad.
- Extracción de arena, sal y finos de carbón.

**Tabla 6. Tamaños y diámetros Brush Plunger**

Tamaño de tubería	OD Cepillo
1 ¼"	1.250

1 1/2"	1.525
2 1/16"	1.650
2 3/8"	1.925
2 7/8"	2.345

Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

**2.5.2.6 Shock absorber plunger.** Tiene un resorte incorporado, que permite su ejecución desde la seating nipple o la válvula de fondo, ver Figura 21. Permite un mayor uso mediante la reducción de las restricciones en el fondo del pozo, esto puede reducir los costos de los tratamientos químicos y de servicios del pozo. Ver

Tabla 7.

**Figura 21. Shock absorber Plunger**



Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

Aplicaciones:

- Pozos con incrustaciones.
- Pozos con un solo seating nipple o válvula de fondo.

Ventajas:

- Reducción de costos.
- Sello altamente efectivo.
- Alta eficiencia y durabilidad.
- No produce daño al seating nipple.

**Tabla 7. Tamaños y diámetros Shock Absorber Plunger**

Tamaños	Tamaños
---------	---------

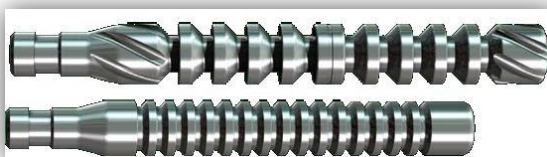
(Tapón de amortiguador de impacto)			(Cepillo amortiguador de impacto)	
Tamaño de tubería	OD Cerrado	OD Abierto	Tamaño de tubería	OD Cepillo
1 ½"	1.460	1.595		
2 1/16"	1.600	1.700		
2 3/8"	1.875	20.202	3/8"	1.925
2 7/8"	2.345	25.002	7/8"	2.345
2 7/8"	2.210	2.350		
(Opcional)				
3 ½"	2.570	2.700		
2 ½"	2.775	2.920		
(Opcional)				

Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

**2.5.2.7 Solid Plunger** Tiene un diseño de una sola pieza muy económico y con una alta durabilidad, Ver

Figura 22. Es un Plunger muy pesado con ranuras, se puede cortar parafina, arena o sal mediante el uso de este para mejorar los tiempos de viaje. Las ranuras también están diseñadas para atrapar y eliminar el gas en los pozos con un volumen alto de gas. Ver Tabla 8.

**Figura 22. Solid Plunger**



Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

Aplicaciones:

- Pozos con parafinas.
- Pozos con un alto volumen de gas.
- Pozos que producen escamas o sal.

Ventajas:

- Tiempos de viajes más rápidos.
- Alta durabilidad.
- Muy económico, bajo mantenimiento de herramienta.

**Tabla 8. Tamaños y diámetros Solid Plunger**

Tamaños		
Tamaño de tubería	OD Estándar	OD Opcional
1 1/4"	1.275	1.265, 1.270
1 1/2"	1.500	1.470
2 1/16"	1.630	-
2 3/8"	1.877	1.890, 1.900
2 7/8"	2.335	2.229, 2.317
3 1/2"	2.800	2.625, 2.860

Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

**2.5.2.8 Snake Plunger** Es flexible, se puede doblar y ajustar a las curvas de la tubería, Ver Figura 23. Esto permite que se mueva con facilidad a través de pozos direccionales con tuberías flexibles o curvas. Se pueden encontrar con cepillos de nylon añadido para aumentar así el sello en la tubería.

**Figura 23. Snake Plunger**



Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

Aplicaciones:

- Pozos direccionales.
- Pozos con tubería flexible o irregular.

Ventajas:

- Es flexible y puede ajustarse a las curvas de la tubería.
- Con la opción del cepillo se logra un mejor sello.
- Económico y de bajo mantenimiento.

**Tabla 9. Tamaños y diámetros Snake Plunger**

Tamaños		
Tamaño de tubería	OD Anillo estándar	OD Cepillo estándar
1 1/4"		1.250
1 1/2"		1.525
2 1/16"	1.630	
2 3/8"	1.877	
2 7/8"	2.345	

Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

**2.5.2.9 Scale knocker plunger** Es una variación del Plunger Shock absorber, cuenta con un “aguijón” adicional que penetra el seating nipple para eliminar sedimentos antes que estos se acumulen y afecten la producción, ver Figura 24. Puede ser empleado todos los días o cuando sea necesario para eliminar escamas. Su uso reduce el tratamiento químico y gastos de wireline. Ver Tabla 10.

**Figura 24. Scale Knocker Plunger**



Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010.

Aplicaciones:

- Pozos con incrustaciones en el seating nipple.

Ventajas:

- No requiere resorte de fondo o bumper spring.
- Reduce costos por tratamientos químicos o de wireline.
- Elimina y previene acumulación de escamas.
- No daña el seating nipple.

**Tabla 10. Tamaños y diámetros ScaleKnockerPlunger**

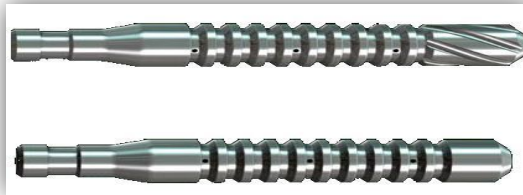
Tamaños	
Tamaños de tubería	OD Estándar
2 3/8"	1.900

Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

**2.5.2.10 Sand plunger.** Es un Plunger de auto limpieza que permite el flujo de gas a través de las ranuras del plunger limpiando así la arena que se puede depositar ahí, esto le permite viajar con eficacia sin ser atrapado en la tubería o en el lubricador. También puede limpiar aparte de la arena, sal y finos de carbón. Ver

Figura 25.

**Figura 25. SandPlunger**



Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

Aplica para pozos que producen sal, arena o finos de carbón y pozos donde otros plungers han quedado atascados. Se caracteriza por su diseño de una sola pieza con alta durabilidad. Ver

Tabla 11.

Aplicaciones:

- Pozos que producen sal, arena o finos de carbón.
- Pozos donde otros plunger han quedado atascados.

Ventajas

- Alta durabilidad.
- Bajo mantenimiento.
- Diseño de una sola pieza, muy económico.

**Tabla 11. Tamaños y diámetros Sand Plunger**

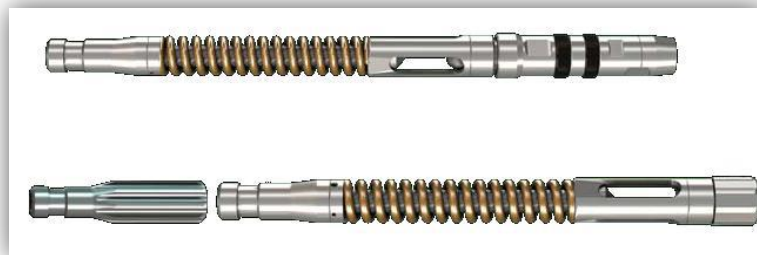
Tamaños		
Tamaño de tubería	OD Estándar	OD Opcional
2 1/16"	1.630	
2 3/8"	2.877	1.900
2 7/8"	2.335	

Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

### 2.5.3 Bumper Spring

Es una herramienta con un resorte que se fija en el fondo de la tubería en la seating nipple generalmente por wireline, ver Figura 26, tiene la finalidad de amortiguar la carrera descendente del plunger protegiendo así la tubería y el equipo de fondo. La Standing valve tiene la finalidad de no dejar perder el nivel de fluido de la tubería durante los periodos de cierre. Ver Tabla 12.

**Figura 26. Bumper spring**



Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

Aplicaciones:

- Pozos con seating nipple y/o sistema de levantamiento Plunger Lift.

Ventajas:

- Protege los equipos de fondo de pozo.

- Fácil mantenimiento y servicios de campo.

**Tabla 12. Tamaños Bumper Spring**

Tamaños	
Tamaño de tubería	Tamaño
2 1/16"	1.515
2 3/8"	1.900
2 7/8"	2.341
3 1/2"	2.842

Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

#### 2.5.4 Multi – stage bumper spring

Es un resorte que se fija en el fondo de la tubería, en las uniones de la tubería con un collar stop, dispone de resortes en conjunto con Stop Collar y Standing Valve en un mismo cuerpo, Ver Figura 27 y

Figura 28. Tiene la finalidad de amortiguar la carrera descendente del plunger y de no dejar perder el nivel de fluido de la tubería durante los periodos de cierre. Es ideal para levantar cargas de líquido en pozos con bajo volumen de gas y alto volumen de líquidos, se utiliza más la energía propia del pozo para así aumentar la productividad. Ver Tabla 13.

**Figura 27. Multi – StageBumper spring**



Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

Aplicaciones:

- Pozos abiertos, empacados, con orificio delgado, con camisas.

Ventajas:

- Reduce la distancia de viaje
- Ayuda a pozos con bajo gas y alto volumen de líquido.
- Funciona a poca profundidad (20.000 pies)
- Fácil mantenimiento, se puede remover y restablecer

**Tabla 13. Tamaños Multi-Stage Bumber Spring**

Tamaños	
Tamaño de tubería	Peso (lb/ft)
2 1/16"	3.25
2 3/8"	4.7
2 7/8"	6.5, 7.20, 8.70
3 1/2"	9.30, 12.59

Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

Figura 28. Componentes de la herramienta Multi-stage



1. Bola (Jaula de flujo): Retiene en un solo sentido el flujo de líquidos hasta la tubería. Retiene los líquidos entregados por el plunger hasta que éste acumule en la parte superior la cantidad suficiente para ser entregada en superficie.

2. Mecanismo de bloqueo reajutable: Mantiene la herramienta en posición "abierta" para una fácil instalación, luego cuando llega a la profundidad deseada se deja en posición "cerrada".

3. Elemento sello: Su diseño único asegura mantener un sello estricto, retiene líquidos por encima de la Jaula de flujo y evita el deslizamiento de la herramienta.

4. Collar stop: Fácil de configurar y desmontar, más confiable que el pasador de seguridad.

5. Resorte o amortiguador: Absorbe el impacto del plunger cuando llega, y permite que los líquidos fluyan a través de la herramienta. Alta resistencia y mayor durabilidad.

Fuente: Plunger Lift Equipment. Production Control Services 2010

**2.5.5 Tubing stop o collar stop** Si el pozo no cuenta con una seating nipple, se hace necesario ubicar mediante wireline un tubing stop o un collar stop, esta propuesta reduce los costos de instalación porque no se hace necesario sacar la tubería para su instalación.

### 3. GENERALIDADES ANALISIS NODAL.

El análisis Nodal fue propuesto por primera vez en 1954 por Gilbert<sup>13</sup> y discutido años más tarde por Nind<sup>14</sup> (1964) y Brown<sup>15</sup> (1978). Este sistema se creó con el fin de determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, consiste en dividir un sistema de producción en nodos para calcular las respectivas caídas de presión.

Los principales objetivos para aplicar el análisis nodal son los siguientes:

- Determinar la rata de flujo a la cual producirá un pozo ya sea de aceite o gas de acuerdo con las limitaciones del completamiento y la geometría del Wellbore.
- Establecer las condiciones de flujo bajo las cuales podría dejar de producir.
- Optimizar el sistema para producir a la tasa de flujo que sea más rentable.
- Determinar el tiempo más apropiado para la instalación de un sistema de levantamiento artificial, y seleccionar el más óptimo.
- Analizar cada componente del sistema de producción para identificar si alguno de estos está restringiendo el flujo.

---

<sup>13</sup>GILBERT, W.E.: "Flowing and Gas Lift Well Performanc." API Drill. Prod. Practice, 1954.

<sup>14</sup>NIND, T.E.W.: Principles of Oil Well Production McGraw-Hill, 1964.

<sup>15</sup>BROWN, K.E. & BEGGS, HD.: The technology of Artifial Lift Methodos, Vol.1. PennWellPubl.Tulsa, Oklahoma, USA. 1978.



Los resultados en el análisis del sistema no solo permitirán conocer la capacidad de producción de un pozo para una determinada serie de condiciones, también muestra los cambios en cualquiera de los parámetros que afectan su comportamiento. Por lo tanto, se puede identificar los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción.

Las curvas de comportamiento índice de productividad (IPR), son función de los siguientes puntos del sistema:

- Características del yacimiento.
- Características de la tubería de producción y líneas de descarga.
- Porcentaje de agua producida.
- Presión en el nodo inicial y final del sistema.
- Longitud de tuberías.
- Relación gas-líquido.
- Temperatura.
- Características de los fluidos.
- Grado de desviación del pozo.
- Topografía del terreno donde se encuentra la línea de descarga.

La selección del nodo depende del componente del sistema que se desea evaluar, pero su posición debe ser de tal manera mejor, para así dar una solución confiable bajo una serie de condiciones. Además de evaluar las razones técnicas, se tendrá que aportar una justificación económica, así validando con ello de manera completa la solución encontrada.

El yacimiento requiere un suministro de energía para transportar los fluidos (petróleo-gas-agua) para poder vencer las pérdidas que se generan durante el traslado desde el yacimiento hasta el separador. Estas pérdidas de energía están

asociadas a la fricción, al peso de la columna y a ciertos efectos de aceleración. Además, que en el yacimiento el flujo ocurre a través de un medio poroso.

El yacimiento posee una gran cantidad de energía que se manifiesta en forma de presión, la cual generalmente es suficiente para mantener al pozo fluyendo de manera natural por mucho tiempo, a medida que la energía declina, se hace necesario usar métodos de levantamiento artificial y/o recuperación secundaria.

En un sistema de producción la presión va disminuyendo desde el yacimiento hasta el separador, esta caída de presión total es la sumatoria del  $\Delta P$  en cada componente.

La caída de presión total del sistema de producción se toma constante para rangos de tiempo razonablemente cortos, debido a que tanto la presión estática del yacimiento como la presión de separación son esencialmente constantes en un momento dado de la vida del pozo.

$$\Delta P_{TOTAL} = \overline{P}_R - P_{sep} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \dots + \Delta P_n \quad \text{Ecuación 1.}$$

Las pérdidas de presión encontradas están asociadas generalmente a:

- Flujo a través de las perforaciones.
- Flujo en el yacimiento.
- Flujo a lo largo del Tubing.
- Flujo a través del estrangulador (si existe).
- Flujo a lo largo de la línea de flujo.

Si existen otros accesorios en el sistema, dicho efecto también debe ser considerado.

Obtener un  $\Delta P$  total constante, a pesar de que cada componente tenga un  $\Delta P$  variable determina que si existe un componente con un  $\Delta P$  muy alto, el resto de

componentes tendrán un “ $\Delta P$  disponible” bajo, por lo que el caudal a través del sistema se producción será bajo. Este fenómeno origina lo que comúnmente se denomina “Cuello de Botella”, con un efecto negativo sobre el comportamiento del sistema.<sup>16</sup>

### 3.1 PROCESO DE APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL.

Para efectuar un análisis nodal se deben incluir los siguientes pasos:

Seleccionar un nodo o punto de análisis. Este nodo separa al sistema en dos zonas.

INFLOW: La zona aguas arriba del nodo.

OUTFLOW: la zona aguas abajo del nodo.

En el nodo seleccionado se realiza un balance de presiones, teniendo en cuenta que:

- Caudal que entra = Caudal que sale
- La presión en el nodo es única.

Usando esta metodología permite escribir las siguientes expresiones.

La ecuación (22) aplica al sector del sistema de producción que se ha denominado Inflow, comenzando en el yacimiento y terminando en el nodo.

$$P_r - \Delta P_{aguas\ arriba} = P_{nodo} \quad \text{Ecuación 2.}$$

---

<sup>16</sup> Curso de Levantamiento Artificial. Caracas: INTEVEP, 2006

La ecuación (23) describe el balance de presión en el outflow, es decir entre el separador y el nodo.

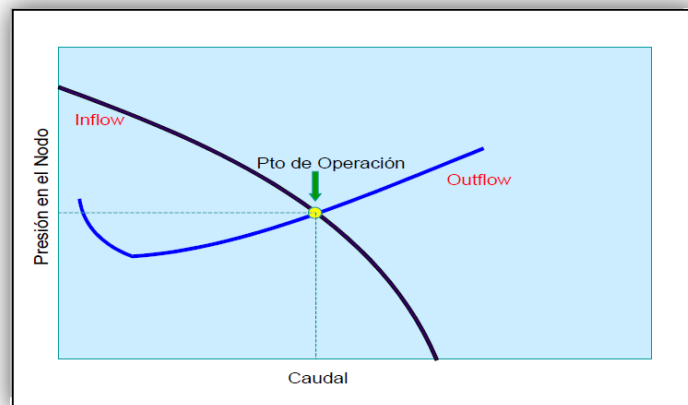
$$P_{sep} - \Delta P_{aguas\ abajo} = P_{nodo} \quad \text{Ecuación 3.}$$

Para aplicar estas ecuaciones se requiere que se tenga una expresión matemática que describa la relación entre el flujo y el comportamiento de la presión dentro de cada componente del sistema.

Para los valores de caudal se calcula la presión en el nodo utilizando la ecuación de Inflow y la outflow, y se gráfica. Se encontrará un caudal único para el cual las presiones de ambas curvas (en el nodo) coincidan.

El hecho de que no se corten las dos curvas no significa que exista un error del análisis nodal, se debe interpretar que no hay un caudal que satisfaga las condiciones de presión de ambos sectores del sistema, es decir, el pozo no fluirá de manera natural.

**Figura 30. Determinación de la capacidad de flujo.**



**Fuente.** Modificado de BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis 1991

Para diseñar un análisis nodal, uno de los aspectos importantes a considerar es la ubicación del nodo. La literatura reporta que existen diversos lugares dentro del sistema donde se puede colocar el nodo.

- Yacimiento
- Cercanía del pozo.
- Fondo del pozo.
- Cabezal.
- Reductor.
- Separador.
- Restricción.
- Válvula de subsuelo.
- 

Teóricamente, el nodo se puede colocarse estrictamente en cualquier punto del sistema.<sup>17</sup>

### **3.2 PROCESO DE PRODUCCIÓN DEL POZO.**

El sistema de producción en un pozo de petróleo o gas comienza desde el radio extremo drenaje en el yacimiento hasta los tanques donde es almacenado, consta de 4 componentes:

- Yacimiento
- Completamiento
- Pozo
- Línea de flujo en superficie.

---

<sup>17</sup> BROWN, Kermit, LEA, James. *Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells*. 1985

Existe una presión de yacimiento de los fluidos en el proceso antes mencionado, que es la presión estática del yacimiento, y una presión final, que es la presión del separador en la estación de flujo.

El fluido de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia “ $r$ ” del pozo  $P_w$ , asciende a través de los poros hasta llegar a la cara de arena o radio del pozo “ $r_w$ ”, donde la presión es  $P_{wf}$ . En esta trayectoria, las pérdidas de energía del fluido en la medida que el camino es baja capacidad de flujo ( $K_o$ ), presenta restricciones en el ambiente del pozo (daño) y el fluido ofrece resistencia al flujo. Cuanto más grande es el agujero mayor será el área de comunicación entre el yacimiento y el pozo, incrementándose el índice de productividad del pozo. Dentro del pozo los fluidos ascienden a través de la tubería de producción venciendo la fuerza de gravedad y la fricción en las paredes internas de la tubería. En la cabeza del pozo la presión resultante se conoce como  $P_{wh}$ .

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente, depende de las características de los fluidos producidos y especialmente del flujo transportado de tal manera que la capacidad de producción del sistema resulta del balance entre la capacidad de energía de entrada del yacimiento y la demanda de energía de la instalación de transportar fluidos hasta la superficie.<sup>18</sup>

### **3.3 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA.**

Existen algunos nodos o puntos de análisis estratégicos para aplicar el análisis nodal, a continuación se presentan los procedimientos correspondientes para cada posición tomada como nodo solución.

#### **3.3.1 Solución en fondo de pozo**

---

<sup>18</sup>STOISITS, R. “DynamicProductionSystem Nodal Analysis”. 1982

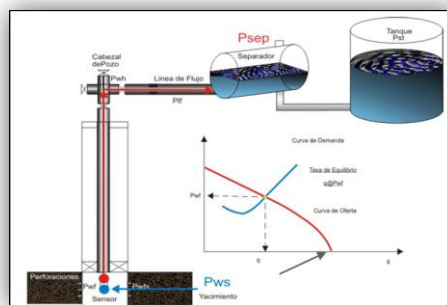
Es el nodo solución más utilizado y se encuentra localizado en el centro del hueco, en el punto medio de las perforaciones. Divide el sistema en dos componentes: el yacimiento y el sistema de tuberías total.

- Presión de llegada al nodo (Inflow):  $P_{wf} = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c$
- Presión de salida de nodo (Outflow):  $P_{wf} = P_{sep} + \Delta P_{PI} + \Delta P_p$

Para trabajar este nodo se debe suponer diferentes tasas de flujo y también es necesario obtener la presión de cabeza para llevar los fluidos a través de la línea horizontal hasta el separador. Tomando las tasas de flujo supuestas y las correspondientes presiones de cabeza, se determina las presiones de entrada al Tubing requeridas.

Luego se procede a graficar las tasas supuestas y las presiones de entradas al Tubing en la misma grafica de la curva IPR, la intersección determina la tasa a la cual el pozo producirá para el actual sistema de tuberías. Esta tasa puede variar siempre y cuando se presente alguna modificación en el sistema.<sup>19</sup>

**Figura 4.** Nodo solución en el fondo del pozo y curvas de oferta y demanda



**Fuente:** MARQUEZ, Ricardo; Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico; Febrero 2008.

### 3.3.2 Solución en cabeza del pozo

<sup>19</sup>DIAZ, José. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los pozos del Campo Colorado. 2009

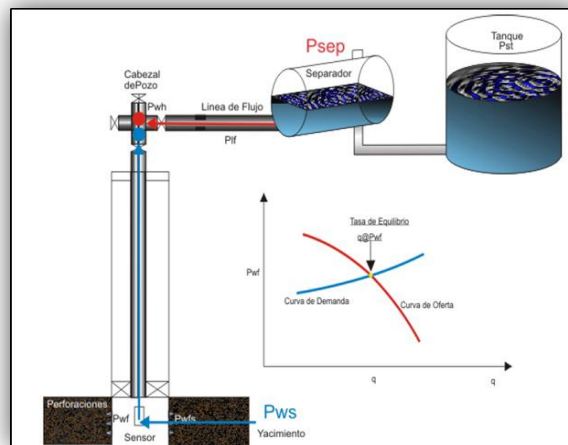
Este nodo divide el sistema en dos componentes: El downstream que está conformado por el separador y la línea de flujo; y el upstream que se conforma por el yacimiento y por la sarta de producción.

- Presión de llegada al nodo (Inflow):  $P_{wh} \text{ (oferta)} = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c - \Delta P_p$
- Presión de salida del nodo (Outflow):  $P_{wh} \text{ (demanda)} = P_{sep} + \Delta P_l$

El siguiente paso es suponer varias tasas de flujo, y con la presión del separador hallar la presión de cabeza que es necesaria para llevar los fluidos hasta el separador. Usando las tasas de flujo supuestas se determinan las presiones de flujo correspondientes para producir las tasas.

Luego con las presiones de flujo obtenidas, se halla la presión de cabeza permisible para dichas tasas. Por último se gráfica las presiones de cabeza encontradas de las dos formas con las tasas supuestas, y la intersección de las dos curvas determina la tasa de flujo del sistema.

**Figura 5.** Nodo Solución en el Cabezal del Pozo y Curvas de Oferta y Demanda



**Fuente:** MARQUEZ, Ricardo; Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico; Febrero 2008.

### 3.3.3 Solución en el separador

Comúnmente es una de las posiciones finales del sistema nodal. La presión en este punto generalmente permanece constante ya que por sí misma no varía con la tasa.

Inicialmente se asumen diferentes tasas, y se determina la presión de fondo fluyendo necesaria para que el pozo produzca a las tasas de flujo supuestas anteriormente. Con el valor obtenido de  $P_{wf}$ , determinar las correspondientes presiones de cabeza; estas se emplean para calcular la presión del separador permisible para cada una de las tasas supuestas. A continuación se grafica la presión del separador con las tasas supuestas, sin olvidar trazar la línea de presión constante del separador. La intersección de las curvas es la tasa de flujo del sistema utilizado.<sup>20</sup>

#### **3.3.4 Solución en medios porosos**

Este nodo solo nos da la oportunidad de analizar el efecto del cambio de PR. Para dar solución a este nodo es necesario iniciar en la posición final que en este caso es la presión del separador, sumando todas las pérdidas de presión hasta llegar a la posición del medio poroso.

Es necesario asumir algunas tasas de flujo, y determinar el valor de presión de cabeza requerida para llevar los fluidos hasta el separador, usando las correlaciones de flujo multifásico e iniciando por la presión del separador. Después se determinan los valores de presiones de entrada al tubing para las tasas supuestas, utilizando las presiones de cabeza calculadas anteriormente.

Hallar los valores de PR requeridos para cada tasa supuesta a partir de las presiones de entrada al Tubing, utilizando la ecuación apropiada para el comportamiento del índice de productividad del pozo. Se grafica los valores de presión promedio hallados anteriormente con las tasas de flujo supuestas, y trazar

---

<sup>20</sup> DIAZ, José. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los pozos del Campo Colorado. 2009

la línea de presión promedio del yacimiento constante. La intersección de las dos curvas es la tasa de flujo del sistema.

### **3.3.5 Solución en nodos funcionales**

Un sistema de producción tiene herramientas de fondo y de superficie, tales como estranguladores de superficie que producen caídas de presión con la tasa de flujo. Por lo tanto se debe calcular ese diferencial de presión a través de estos nodos funcionales

Inicialmente se asumen diferentes tasas de flujo y determinar las presiones de cabeza necesarias para llevar los fluidos hasta el separador, por medio de correlaciones de flujo multifásico horizontal. Después hallar las presiones de cabeza permisibles a partir de la presión promedio del yacimiento con las correlaciones de flujo multifásico vertical y con IPR.

Luego graficar las presiones de cabeza halladas anteriormente contra las tasas de flujo supuestas y calcular los diferenciales de presiones  $\Delta P$ . A continuación se grafica los diferentes de presiones  $\Delta P$  con las tasas de flujo. Aplicando la fórmula adecuada para el estrangulador, hallar las presiones de cabeza para cada tasa de flujo, y para varios tamaños de estrangulador. Por último, calcular los diferentes de presiones  $\Delta P$  para cada estrangulador, teniendo así, el comportamiento del sistema total para varios diámetros de estrangulador en la cabeza del pozo.<sup>21</sup>

## **3.4 FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO**

El movimiento del petróleo hacia el pozo se origina cuando se establece un gradiente de presión en el área de drenaje y el caudal, o tasa de flujo, dependerá

---

<sup>21</sup> 10 DIAZ, José. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los pozos del Campo Colorado. 2009

no solo de dicho gradiente, sino también de la capacidad de aporte de la formación productora. La cual está representada por el producto de la permeabilidad efectiva al petróleo por el espesor de arena neta petrolífera ( $KO \cdot h$ ) y de la resistencia a fluir del fluido representada a través de su viscosidad ( $\mu_o$ ). Dado que la distribución de presión cambia a través del tiempo es necesario establecer los distintos estados de flujo que pueden presentarse en el área de drenaje al abrir a producción un pozo. También es necesario describir, en cada uno de ellos, la ecuación que regirá la relación entre la presión fluyente  $P_{wf}$  y la tasa de producción que será capaz de aportar el yacimiento hacia el pozo.

El flujo estable es un tipo donde la presión no cambia con el tiempo. La condición de  $P_{eb} = cte.$ , supone que la producción de petróleo es compensada por la entrada de nuevo fluido en la periferia de la arena petrolífera ( $r = r_e$ ). Esta condición describe la presencia de acuíferos activos o yacimientos con inyección de fluidos (recuperación secundaria).

Otra condición de flujo es la pseudo-estable, la cual comienza cuando la onda de presión toca la frontera más lejana. En este periodo tanto la presión de fondo fluyente como la tasa de flujo tienden a estabilizarse.

Debido a que el crudo proviene de todo el volumen de drenaje, la presión del yacimiento va decreciendo por igual en todos los puntos del mismo.

Aplica a pozos que han producido por un tiempo suficiente como para “sentir” el efecto de las fronteras. La condición pseudo-estable supone que no hay flujo a través de las frontales. Las fronteras pueden ser rocas impermeables o líneas de no-flujo por la existencia de otros pozos activos; la condición pseudo-estable es la que se adapta mejor a la mayoría de los pozos que existen en nuestros campos petrolíferos. En esta condición, a medida que  $P_e$  declina debe disminuirse la  $P_{wf}$  para mantener la tasa de flujo.

Dado que la presión en el borde del área de drenaje ( $P_e$ ) no es constante, su valor debe ser conocido para poder estimar la tasa. Sin embargo, la determinación de  $P_e$  para un tiempo cualquiera no es trivial, por lo que se prefiere estimar una presión promedio dentro del volumen de drenaje.

En la práctica PR suele estimarse a partir de datos de Build Up tomados para cada pozo. Existen diversas técnicas para estimar este valor, y el lector interesado debe profundizar en literatura asociada a pruebas de presión de pozos.

Con estas consideraciones, la Ley de Darcy puede escribirse como:

$$q_0 = \frac{0.00708k_0h(P_R - P_{wf})}{\mu_0\beta_o \ln(0.472 r_e/r_w)} \quad \text{Ecuación 4.}$$

La ecuación de Darcy expresada de esta forma todavía incorpora 3 suposiciones que restringen su aplicabilidad en todos los pozos productores:

- Permeabilidad constante
- Flujo monofásico laminar
- Área de drenaje circular

A continuación se discute como se pueden obviar esas limitaciones de la ecuación.

La permeabilidad absoluta de la arena ( $k$ ) puede estar afectada en forma de estimulación o daño. Ejemplos de estimulación son el fractura miento y la acidificación, mientras que el cañoneo y la inversión de finos ilustran algunos de los casos que conllevan un daño asociado.

Generalmente, cualquier cambio de permeabilidad en la arena productora puede introducirse adecuadamente en la ecuación de Darcy utilizando un concepto desarrollado hace varias décadas, denominado "Skin Factor".

El “Skin Factor” es una aproximación desarrollada por Hurst y Everdingen en el año 1953, y es utilizada para tomar en cuenta las desviaciones que presentan el flujo real (el flujo presente dentro del medio poroso) con respecto a los modelos ideales, que suelen incorporar premisas que no necesariamente reflejan las condiciones de flujo.

El Skin factor es una forma adimensional de la caída de presión que ocurre en el pozo (o en su cercanía) debido al comportamiento no ideal del flujo. El Skin factor generalmente se denota así:

$$s = s'' + Dq \quad \text{Ecuación 5.}$$

Dónde:

$s''$  = Skin Factor, debido al cambio de la permeabilidad y a otros factores geométricos del sistema que pueden perturbar en forma indeseable al flujo.

D= coeficiente de turbulencia.























En la práctica, existen una serie de factores que ocurren en los pozos los cuales hacen que no exista un flujo ideal sino real. Dentro de esos factores se pueden destacar:

- Daño a la formación
- Completación o perforación limitada del intervalo productor.
- Efectos de perforación
- Flujo de alta velocidad (turbulencia)
- Mecanismos o dispositivos para control arena, etc.

De esta forma, la inclusión de Skin Factor en la ecuación de Darcy permite tomar en cuenta la variabilidad de la permeabilidad y los efectos no-laminares de flujo.

Otra de las premisas incorporadas al desarrollo de la Ley de Darcy es que el pozo se encuentra ubicado en el centro de un yacimiento cuya área de drenaje es circular. En la práctica esto no necesariamente se cumple, por lo que para tomar en cuenta que el área de drenaje puede tener otra forma, el término  $0.472 r_e/r_w$  se puede escribir en forma general como  $0.472X$ , donde el valor de  $X$  va modificándose dependiendo de la geometría del área de drenaje asociada al pozo bajo estudio:

**Figura 31.** Factor para diferentes formas y posiciones del pozo en un área de drenaje.

SISTEMA	X	SISTEMA	X
	$\frac{r_e}{r_w}$		$\frac{0.966 A^{1/2}}{r_e}$
	$\frac{0.571 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{1.44 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.565 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{2.206 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.604 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{1.925 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.61 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{6.59 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.678 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{9.36 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.668 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{1.724 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{1.368 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{1.794 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{2.066 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{4.072 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.884 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{4.072 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{1.485 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{10.135 A^{1/2}}{r_w}$

**Fuente:** "THE TECHNOLOGY OF ARTIFICIAL LIFT METHODS" Vol 4

Una vez incorporados todos estos factores de forma (desarrollados por Odeh), la ecuación de Darcy puede escribirse de manera generalizada como:

$$q_0 = \frac{0.00708k_0h(P_R - P_{wf})}{\mu_0\beta_0 \ln(0.472 X) + S} \quad \text{Ecuación 6.}$$

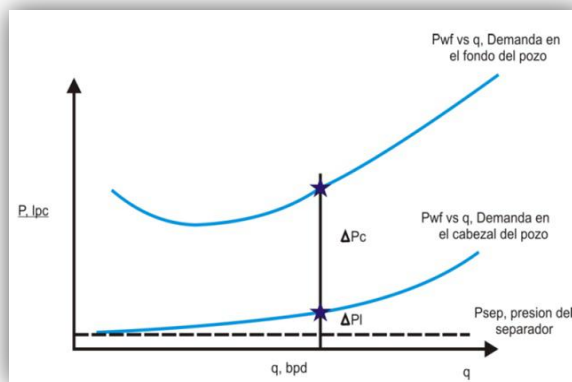
Es importante mencionar que la literatura reporta diversos trabajos referentes a cálculos de factores de forma, siendo Odeh solo uno de ellos. Se sugiere al lector consultar otros investigadores para analizar las fortalezas y debilidades de cada modelo, y poder decidir sobre su aplicación.<sup>22</sup>

### 3.5 CURVA DE DEMANDA (VLP)

Si se evalúan la Pnodo requerida para distintas tasas de producción y se grafican se obtiene la curva de demanda de energía en ese punto.

La siguiente grafica muestra las curvas mencionadas para un caudal dada la representación de las pérdidas de presión en la línea y en el pozo.

**Figura 32. Curva Típica del Comportamiento de Efluencia**



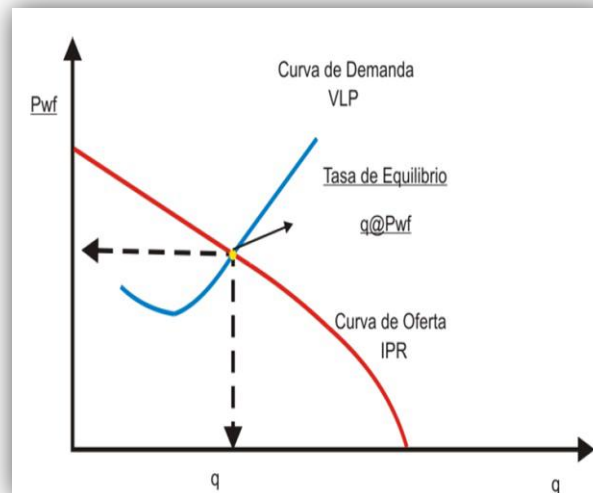
**Fuente:** MAGGILO, Ricardo, Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizado Análisis Nodal, AIP 2007.

<sup>22</sup>MAGGILO, Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal.2008

Para obtener la curva de oferta en el fondo del pozo es necesario disponer de un modelo matemático que describa el comportamiento de afluencia de la arena productora, ello permitirá computar  $\Delta P_y$  y adicionalmente se requiere un modelo matemático para estimar la caída de presión a través del cañoneo o perforaciones

( $\Delta P_c$ ) y para obtener la curva de demanda en el fondo del pozo es necesario disponer de correlaciones de flujo multifásico en tuberías que permitan predecir aceptablemente  $\Delta P_{linea}$  y  $\Delta P_{pozo}$ .

**Figura 33. Curvas de Oferta y Demanda**



**Fuente:** MAGGIOLO, Ricardo, "Optimización Integral de Sistemas de Produccion Utilizando Análisis Nodal", AIP 2007

### 3.6 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD Y EL IPR.

El índice de productividad, permite la predicción del comportamiento de producción para diferentes escenarios propuestos requiriendo conocer el mínimo de datos a evaluar. Se define como la relación entre el caudal producido (Q) y la caída de presión del yacimiento ( $P_{yac}$ ). En 1954, Gilbert propuso esta relación,

posteriormente hicieron varias observación y llegaron a la conclusión de que esta relación solo se puede aplicar cuando la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ) es mayor con respecto a la presión de burbuja ( $P_b$ ), el flujo del fluido es monofásico, y la curva que representa al índice de productividad es una recta.

$$J = \frac{q}{P_R - P_{wf}} \quad \text{Ecuación 7.}$$

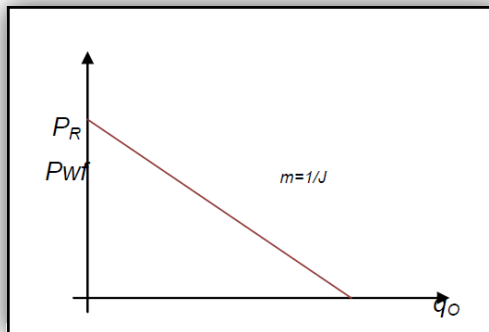
$J$  = Índice de productividad.

$P_R$  = Presion del yacimiento.

$P_{wf}$  = Presion de fondo fluyendo.

$Q$  = Presion del yacimiento.

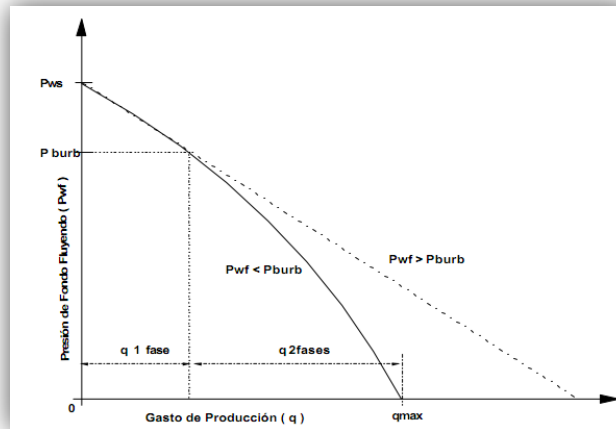
**Figura 34.** Índice de Productividad



**Fuente.** Modificado de HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un sistema de Producción y Análisis Nodal

**Concepto de IPR.** Debido a que el índice de productividad ( $J$ ) estaba restringido, se hicieron varios ensayos y observaciones, para poder aplicarlo a cualquier tipo de yacimiento teniendo en cuenta que las condiciones de producción de cada yacimiento varían. Se aplicó el IPR (Inflow Performance Relationship), aplicado a los tres tipos de yacimientos: petróleo saturado, gas y condensado.

**Figura 35. IPR en dos fases**



**Fuente.** Representación esquemática de las Curvas de comportamiento de Presión-Producción

### 3.6.1 Método de Vogel

M.V.Vogel<sup>23</sup> (1968) desarrolló una ecuación empírica para la forma del IPR (Inflow Performance Relationship) de un pozo productor en un yacimiento con empuje por gas disuelto, si la presión de fondo fluyendo (Pwf) es menor que la presión de burbuja (Pb), optemos un fluido multifásico. La relación está dada por la siguiente ecuación.

$$Q_{max} = \frac{Q_{max}}{1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_{yac}} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_{yac}} \right)^2} \text{Ecuación 8.}$$

### 3.6.2 Método de Vogel compuesto

El IPR es una combinación de índices de productividad. Basado en la ley de Darcy cuando las presiones del yacimiento (Pyac) están por encima de la presión de

<sup>23</sup> VOGEL, J.V. Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Wells. Journal Petroleum Technology, January 1968

burbuja (PB), y cuando la presión se encuentra por debajo de esta, se utiliza el IPR de Vogel.

$$q_0 = PI \cdot (P_r - P_{wf}) \quad \text{Para } P_{wf} \geq P_b \quad \text{Ecuación 9.}$$

$$q_0 = \left( q_b + \left( \frac{PI \cdot P_b}{1.8} \right) \right) \left( 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right) \quad \text{Para } P_{wf} \leq P_b \quad \text{Ecuación 10.}$$

Se considera que el IPR calculado mediante la ecuación de Vogel es independiente del factor Skin y por lo tanto se aplica únicamente a pozos que no tiene daño. Standing extendió las curvas de IPR de Vogel para poderlas aplicar a pozos con daño estimulado.

### 3.6.3 Método de Fetkovich

Fetkovich demostró que los pozos que producen por debajo de la presión del punto de burbuja (Pb), y los pozos de gas exhiben curvas de índices de performance de influjos similares. La ecuación general del desarrollo de un pozo de gas, también puede ser aplicada a un pozo de petróleo.

$$q = C(P_r^2 - P_{wf}^2)^n \quad \text{Ecuación 11.}$$

Los coeficientes C y n son encontrados generalmente por la utilización de la curva de ensayo "fitting of multipoint". La evaluación de los ensayos de pozos y especialmente ensayos isocronales son la mayor aplicación para el método de Fetkovich.

El exponente "n" fue encontrado que existen casos entre 0.5 y 1.0, tanto para los pozos de gas como para de petróleo. Una "n" menor que 1.0 es casi siempre debido a los efectos de un flujo no Darcy. El coeficiente "C" representa el índice de

productividad del yacimiento. Consecuentemente este coeficiente se incrementa cuando k y h se incrementan.<sup>24</sup>

### 3.7 FLUJO MULTIFASICO EN TUBERÍAS

Se entiende por flujo multifásico cualquier fluido que está compuesto de más de una fase o componente, el estudio del flujo multifásico en tuberías permite estimar la presión requerida en el fondo del pozo para transportar un determinado caudal de producción hasta la estación de recolección en superficie, es necesario su estudio para obtener diseños viables operacionales y económicamente que permitan un óptimo funcionamiento de los pozos y por consiguiente del campo. El objetivo del presente capítulo es determinar mediante correlaciones de flujo multifásico en tuberías, la habilidad que tiene un pozo para extraer los fluidos del yacimiento.

Durante el transporte de los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador en la estación de recolección existen pérdidas de energía tanto en el pozo como en la línea de flujo; las fuentes de pérdidas de energía provienen de los efectos gravitacionales, fricción y cambios de energía cinética.

**3.7.1 Ecuación general de gradiente de presión** El punto de partida de las diferentes correlaciones de flujo multifásico horizontal es la ecuación general del gradiente de presión, la cual puede describirse de la siguiente forma:

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z} = \left( \frac{g\rho \text{sen}\theta}{g_c} + \frac{f_m \rho V^2}{2g_c d} + \frac{g\Delta V^2}{2g_c \Delta Z} \right) \quad \text{Ecuación 12.}$$

Dónde:

$$\frac{g\rho \text{sen}\theta}{g_c} = \text{Gradiente de presión por gravedad (80-90 \%)}$$

---

<sup>24</sup>HIRSCHFELDT, Marcelo. Conceptos de Well Performance. 2008

$\frac{f_m \rho V^2}{2g_c d}$  = Gradiente de presión por fricción (5-20 %)

$\frac{g \Delta V^2}{2g_c \Delta Z}$  = Gradiente de presión por cambio de energía cinética o aceleración.

La componente de aceleración es muy pequeña a menos de que exista una fase altamente compresible a bajas presiones.

En las ecuaciones anteriores:

$\theta$  = ángulo que forma la dirección de flujo con la horizontal.

$\rho$  = densidad de la mezcla multifásica, lbm/ft<sup>3</sup>

$V$  = velocidad de la mezcla multifásica, ft/seg

$g$  = aceleración de la gravedad, 32,2 ft/seg<sup>2</sup>

$f_m$  = factor de fricción de Moody, adimensional

$d$  = diámetro interno de la tubería, ft

**Calculo del factor de fricción.** El cálculo de gradiente de presión por fricción requiere determinar el valor del factor de fricción. El cálculo requiere evaluar si el flujo es laminar o turbulento, para ello es necesario calcular el número de Reynolds.

$$N_{Re} = \frac{dV\rho}{\mu} \quad \text{Ecuación 13.}$$

En unidades practicas

$$N_{Re} = \frac{1488dV\rho}{\mu} \quad \text{Ecuación 14.}$$

Dónde:

$d$  = diámetro interno de la tubería, ft

$V$  = velocidad de la mezcla multifásica, ft/seg

$\rho$  = densidad de la mezcla multifásica, lbm/ft<sup>3</sup>

$\mu$  = viscosidad del fluido.

Existe flujo laminar si el número de Reynolds es menor de 2100 en caso contrario se considera flujo turbulento.

**Factor de Fricción para Flujo Laminar** Para determinar el factor de fricción en flujo laminar, se utiliza una expresión analítica derivada igualando el gradiente de presión de Pouseuille con el termino del gradiente de fricción (ecuación de Darcy Weisbach).

Ecuación de Pouseuille

$$V = \frac{d^2}{32\mu} \left( \frac{dP}{dL} \right) \quad \text{Ecuación 15.}$$

Obtenida integrando el perfil de velocidad para este tipo de flujo en tubos capilares horizontales. Combinando esta ecuación con la componente de fricción se tiene:

$$f = f_m = \frac{64\rho}{\mu v d} = \frac{64}{N_{Re}} \quad \text{Ecuación 16.}$$

$f$  = Factor de fricción de Moody.

**Factor de Fricción en Flujo Turbulento, Tuberías Lisas** Numerosas ecuaciones empíricas han sido propuestas para predecir el factor de fricción bajo condiciones de flujo turbulento. En el caso de tuberías lisas las ecuaciones más utilizadas en su rango de aplicabilidad son:

Drew, Koo y McAadams

$$f = 0,0056 + 0,5 N_{Re}^{-0,25} \quad 3000 < Re < 3 * 10^6 \quad \text{Ecuación 17.}$$

Blasius

$$f = 0,316 N_{Re}^{-0,25} \quad N_{Re} < 10^5 \quad \text{Ecuación 18.}$$

Como las paredes de una tubería no son normalmente lisas, es necesario utilizar ecuaciones que consideren la rugosidad de la pared interna de la tubería. En flujo turbulento la rugosidad puede tener un efecto significativo sobre el factor de fricción.

La rugosidad de la pared es una función del material de la tubería, del método del fabricante, la edad de la tubería y del medio ambiente al cual está expuesta.

**Factor de Fricción en Flujo Turbulento, tuberías Rugosas.** El análisis dimensional sugiere que el efecto de rugosidad no es debido a su valor absoluto, sino a su valor relativo, al diámetro interno de la tubería,  $\epsilon/d$ .

El experimento de Nikuradse genera las bases para los datos del factor de fricción a partir de tuberías rugosas. Su correlación para tubería completamente rugosa es la siguiente

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1,74 - 2 \log \frac{2\epsilon}{d} \quad \text{Ecuación 19.}$$

La región donde el factor de fricción varía con el número de Reynolds y la rugosidad relativa es llamada la región de transición o pared parcialmente rugosa. Colebrook propuso una ecuación empírica para describir la variación de  $f$  en esta región:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1,74 - 2 \log \left( \frac{2\epsilon}{d} + \frac{18,7}{N_{Re} \sqrt{f}} \right) \quad \text{Ecuación 20.}$$

La ecuación de Colebrook, para  $f$  requiere de un proceso de prueba y error por, lo que puede expresarse como:

$$f_c = \left\{ 1,74 - 2 \log \left( \frac{2\varepsilon}{d} + \frac{18,7}{N_{Re} \sqrt{f}} \right) \right\}^{-2} \quad \text{Ecuación 21.}$$

Valores de  $f$  son supuestos ( $f_s$ ) y luego calculado ( $f_c$ ), hasta que ellos se aproximen dentro de una tolerancia aceptable. El valor inicial para  $f_s$  puede ser obtenido a partir de una de las ecuaciones explícitas para tuberías lisas.

**3.7.2 Parámetros característicos del flujo multifásico** El conocimiento de la velocidad y de las propiedades de los fluidos tales como viscosidad, densidad y en algunos casos tensión superficial son requeridos para los cálculos de gradiente de presión, cuando estas variables son calculadas para flujo bifásico se utilizan ciertas reglas de mezclas y definiciones únicas a estas aplicaciones.

A continuación se presentan las definiciones básicas para flujo bifásico y la forma de calcular estos parámetros.

**3.7.2.1. Hold-Up de Líquido..** La fracción de líquido es definido como la razón del volumen de un segmento de tubería ocupado por líquido al volumen total del segmento de tubería.

$$H_L = \frac{\text{Volumen de líquido en un segmento de tubería}}{\text{Volumen del segmento de tubería}} \quad \text{Ecuación 22.}$$

El hold- up es una fracción que varía desde cero para flujo monofásico de gas a 1 para flujo de líquido únicamente.

El remanente del segmento de tubería es ocupado por gas, el cual es referido como un hold up de gas o fracción ocupada por gas.

$$H_g = 1 - H_L \text{ Ecuación 23.}$$

**3.7.2.2 Fracción de líquido sin deslizamiento** Hold-up sin deslizamiento, algunas veces llamado contenido de líquido de entrada, es definido como la razón del volumen de líquido en un segmento de tubería dividido para el volumen del segmento de tubería considerando que el gas y el líquido viajaran a la misma velocidad.

$$\gamma_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} = \frac{V_{sL}}{V_m} \text{ Ecuación 24.}$$

Donde  $q_g$  y  $q_L$  son las tasas de gas y de líquido en sitio, respectivamente, el hold-up de gas sin deslizamiento es definido por:

$$\gamma_g = 1 - \gamma_L = \frac{q_g}{q_L + q_g} \text{ Ecuación 25.}$$

Es obvio que la diferencia entre el hold-up de líquido y el hold-up sin deslizamiento es una medida del grado de deslizamiento entre las fases de gas y de líquido.

**3.7.2.3 Densidad de Líquidos** La densidad total de líquido puede calcularse usando un promedio ponderado por volumen entre las densidades del petróleo y del agua, las cuales pueden ser obtenidas de correlaciones matemáticas, para ello se requiere del cálculo de la fracción de agua y de petróleo a través de las tasas de flujo en sitio.

$$\rho_L = \rho_o F_o + \rho_w F_w \text{ Ecuación 26.}$$

$$F_o = \frac{q_o B_o}{q_o B_o + q_w B_w} \text{ Ecuación 27.}$$

$$F_w = 1 - F_o \text{ Ecuación 28.}$$

**3.7.2.4 Velocidad** Muchas de las correlaciones de flujo bifásico están basadas en una variable llamada velocidad superficial. La velocidad superficial de una fase líquida está definida como la velocidad que esta fase exhibiría si fluyera solo ella a través de toda la sección transversal de la tubería.

La velocidad de deslizamiento es definida como la diferencia entre las velocidades reales del gas y del líquido.

$$V_s = V_g + V_L = \frac{V_{sg}}{H_g} + \frac{V_{sl}}{H_L} \quad \text{Ecuación 29.}$$

**3.7.2.5 Velocidad de Erosión (Velocidad Limite)** Líneas de flujo, múltiples de producción, procesos de cabezales de pozos y otras líneas que transportan gas y líquido en flujo bifásico deben diseñarse primeramente con base en la velocidad de erosión del fluido. La experiencia ha demostrado que la pérdida de espesor de la pared ocurre por un proceso de erosión/corrosión.

Este proceso es acelerado por las altas velocidades del fluido, presencia de arena, contaminantes corrosivos tales como CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y de accesorios que perturban la trayectoria de la corriente como los codos; La velocidad erosional o límite puede ser estimada por la siguiente ecuación empírica:

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}} \quad \text{Ecuación 30.}$$

Dónde:

Ve = Velocidad erosional del fluido (ft/s), C = Constante empírica,  $\rho_m$  = Densidad de la mezcla bifásica (lb/ft<sup>3</sup>).

**3.7.2.6 Viscosidad** La viscosidad del fluido, es usada para calcular el número de Reynolds y otros números adimensionales usados como parámetros de correlación. El concepto de una viscosidad bifásica es además incierto y es definido de forma diferente por varios autores.

La viscosidad de una mezcla de agua petróleo es generalmente calculada usando la fracción de agua y de petróleo como un factor de peso:

$$\mu_L = F_o \mu_o + F_w \mu_w \quad \text{Ecuación 31.}$$

**3.7.2.7 Tensión Superficial** La tensión superficial depende de otras propiedades de fluido tales como gravedad del aceite, gravedad del gas y gas disuelto. Cuando la fase líquida contiene ambos, agua y aceite, los mismos son factores de peso para calcular densidad y viscosidad son usados, así:

$$\sigma_L = F_o \sigma_o + F_w \sigma_w \quad \text{Ecuación 32.}$$

Dónde:

$\sigma_o$  = tensión en la superficie de petróleo

$\sigma_w$  = tensión en la superficie del agua

### 3.8 CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFASICO

Las correlaciones empíricas han sido la herramienta de uso común en la solución de problemas de flujo bifásico. Las correlaciones ofrecen el método más eficaz para evaluar características asociadas con este flujo; por su parte los modelos mecánicos, intentan modelar matemáticamente la física del fenómeno en estudio aplicando principios fundamentales como el de la conservación de la masa, de

cantidad de movimiento lineal y de energía, a volúmenes de control que por lo general consideran promedios espaciales y temporales de las propiedades y velocidades de los fluidos.

A continuación se encuentran los principales modelos y correlaciones que actualmente se usan en la industria petrolera.

**3.8.1 Modelos y Correlaciones para Flujo Vertical Ansari** El modelo de Ansari fue desarrollado como parte de los proyectos de investigación de flujo de fluidos de la universidad de Tulsa. Un exhaustivo modelo fue formulado para predecir patrones de flujo y sus características, para modelar el flujo ascendente de las fases presentes. El modelo mecánico está compuesto por un modelo para la predicción del patrón de flujo y un grupo de modelos independientes para predecir el hold-up y la caída de presión en presencia de flujo burbuja, tapón y anular. Fue evaluado usando una base de datos de la universidad de Tulsa compuesto por 1775 pozos con 371 de ellos de datos Prudhoe Bay<sup>25</sup>.

**3.8.1.1 Beggs & Brill Original:** Esta correlación es usada para predecir las pérdidas de presión y hold-up. La correlación fue desarrollada siguiendo un estudio de flujo de dos fases en tuberías horizontales e inclinadas. La correlación se basa en un mapa de régimen de flujo donde primero se modela de manera que el flujo sea horizontal. El hold-up es calculado mediante correlaciones y después es corregido dependiendo del ángulo de inclinación. Esta correlación fue desarrollada teniendo en cuenta consideraciones como tuberías de diámetros entre 1 y 1.5 pulg, no presenta problemas con la gravedad API, relaciones gas-líquido hasta 5000 y cortes de agua por encima de 10 %.

---

<sup>25</sup>PIPESIM (2009), Schlumberger User's Guide

**3.8.1.2 Beggs & Brill Revised:** La diferencia con la versión original es que esta correlación usa factores de fricción en tuberías, limitantes para el hold-up y constantes de corrección como las propuestas por Palmer & Payne. Las mejoras hechas a la correlación comprenden; un régimen de flujo extra (Flujo Espuma) el cual asume que el hold-up no presenta deslizamiento, el factor de fricción ha cambiado del estándar para tubería lisa por un factor de fricción basado en el promedio de la velocidad del fluido.

**3.8.1.3 Duns & Ros:** Fue desarrollada para flujo vertical de gas y mezclas de líquido en los pozos considerando deslizamiento entre las fases y estableciendo patrones de flujo. Fueron desarrolladas ecuaciones para cada una de las tres regiones de flujo, la primera corresponde a flujo burbuja, tapón y parte de espuma; en la segunda se encuentra lo que sobra del flujo espuma y slug y en la tercera se encuentra el flujo niebla. Cada región tiene una correlación distinta para el cálculo de hold-up. Estas ecuaciones fueron basadas en extensos trabajos experimentales usando mezclas de aceite y aire. Esta correlación fue desarrollada para tuberías de entre 1 y 3 pulg, gravedades API entre 13 y 36 API, GOR de hasta 5000 scf/STB, presencia de gas, crudo y agua teniendo en cuenta un factor de corrección. Según los autores se emplea un seguimiento representado a continuación<sup>26</sup>:

- Determinación del patrón de flujo:
- Cálculo de coeficientes necesarios.
- Aplicación de condiciones frontera para realizar la determinación del patrón
- Determinación de los gradientes de presión según los patrones de flujo:
- Cálculo de los gradientes utilizando correlaciones correspondientes a cada tipo.

---

<sup>26</sup> PIPESIM (2009), Schlumberger User's Guide..

Los datos fueron tomados para un amplio rango de variables de flujo, esperando que la correlación funcionara satisfactoriamente para la mayoría de condiciones de pozo.

**3.8.1.4 Govier & Aziz:** Es usada para calcular pérdidas de presión, hold-up y regímenes de flujo. Fue desarrollada siguiendo un estudio de la caída de presión en pozos produciendo gas y condensados. Las condiciones en el wellbore fueron determinadas por cálculos flash estándar. Los datos del gradiente de presión para flujo bajo una sola fase fueron comparados con las predicciones convencionales.

**3.8.1.5 Hagerdon & Brown:** Fue desarrollada siguiendo un estudio experimental de gradientes de presión durante flujo continuo de dos fases en tuberías verticales de diámetro pequeño, las pruebas fueron conducidas para una amplia variación de tasas de flujo, relaciones gas-líquido y viscosidades de líquido. Los datos usados para el desarrollo de esta correlación fueron obtenidos de pozos verticales de aproximadamente 1500 pies, diámetros de tubería de 1 y 2 in y 5 diferentes tipos de fluido como: agua y cuatro tipos de crudo con viscosidades entre 10 y 110 cp. Los aspectos principales de esta correlación son:

- La ecuación de gradiente de presión incluye el término de energía cinética y considera que existe deslizamiento entre las fases.
- No considera los patrones de flujo.
- El factor de fricción de flujo bifásico se calcula utilizando el diagrama de Moody.
- La viscosidad líquida tiene un efecto importante en las pérdidas de presión que ocurre en flujo bifásico.
- El hold-up es función de cuatro números adimensionales:

Número de velocidad líquida, número de velocidad del gas, número del diámetro de la tubería y el número de la viscosidad líquida (introducidos por Duns & Ross)<sup>27</sup>.

Aunque esta correlación fue desarrollada sin incluir los regímenes de flujo el simulador usa los mapas desarrollados por Beggs & Brill, Duns & Ross y Taitel Dukler para determinar el régimen de flujo. Las pérdidas de presión calculadas fueron comparadas con un estudio dando una desviación promedio de 1.5% con una desviación estándar de 5.5 %.

**3.8.1.6 Mukherjee & Brill:** Es usada para predecir pérdidas de presión, hold-up y mapa de flujo. Esta correlación fue desarrollada siguiendo un estudio del comportamiento de la pérdida de presión en un flujo inclinado de dos fases para flujo burbuja y tapón un factor de fricción sin deslizamiento, fue calculado del diagrama de Moody y se encontró adecuado para los cálculos de las pérdidas de presión en cabeza.

Para flujo estratificado el gradiente de presión por fricción es calculado basado en la ecuación de balance de momentum para las fases asumiendo una interfase espumosa gas- líquido. Para flujo anular y niebla la correlación para el cálculo del factor de fricción fue presentada en función de la relación de hold-up y el factor de fricción de Moody sin deslizamiento. Los resultados ajustaron bien con los datos experimentales.

**3.8.1.7 Orkiszewski:** Fue desarrollada para la predicción de pérdidas de presión en tuberías verticales para más de una fase presente; es una extensión del trabajo realizado por Griffith & Wallis. Son considerados cuatro regímenes de flujo: burbuja, tapón, transición de tapón-anular y anular niebla. Este modelo está

---

<sup>27</sup> MAGGILOLO, Ricardo. "Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal". AIP 2007.

compuesto de diferentes métodos cada uno de ellos realizado para un patrón de flujo distinto.

La precisión de este método fue verificada cuando los valores predichos fueron comparados con 148 medidas de pérdidas de presión con un error promedio de 0,8% y una desviación estándar de 10,8 %. Este modelo fue desarrollado para diámetros de tubería entre 1 y 2 in, gravedades API entre 10 y 30oAPI, RGL hasta 5000 y sin importar el corte de agua.

### **3.8.2 Modelos y Correlaciones para Flujo Horizontal.**

**3.8.2.1 Beggs & Brill Original:** Esta correlación es usada para predecir las pérdidas de presión y hold-up. La correlación fue desarrollada siguiendo un estudio de flujo de dos fases en tuberías horizontales e inclinadas. La correlación se basa bajo un mapa de régimen de flujo donde primero se modela de manera que el flujo sea horizontal.

El hold-up es calculado mediante correlaciones y después corregido dependiendo del ángulo de inclinación

**3.8.2.3 Beggs & Brill Revised:** La diferencia de esta correlación con la original es que esta correlación usa factores de fricción en tuberías, limitantes para el hold-up y constantes de corrección como las propuestas por Palmer & Payne. Las mejoras hechas a la correlación comprenden; un régimen de flujo extra (Flujo Espuma) el cual asume que el hold-up no presenta deslizamiento, el factor de fricción es cambiado del estándar para tubería lisa por un factor de fricción basado en el promedio de la velocidad del fluido.

**3.8.2.4 Dukler (AGA) & Flanigan:** Fue desarrollada para flujo en tuberías inclinadas; considera cinco regímenes de flujo, estratificado con interfase lisa y ondulante, intermitente, anular y disperso (niebla y burbuja). La correlación de

Dukler es usada para calcular las pérdidas por fricción, el hold-up, y el diferencial de presión en la tubería<sup>28</sup>.

**3.8.2.5 Mukherjee & Brill:** La correlación de Mukherjee & Brill es usada para los cálculos de pérdidas de presión, hold-up y la determinación del régimen de flujo. Fue desarrollada mediante un estudio de las caídas de presión en tuberías inclinadas, para flujo burbuja y tapón se encontró que el factor de fricción puede ser calculado teniendo en cuenta el diagrama de Moody. En flujo estratificado el gradiente de presión generado por la fricción es calculado basado en la ecuación de balance de momentum para las dos fases asumiendo una interfase gas-líquido leve.

**3.8.2.6 Oliemans:** La correlación de Oliemans fue desarrollada para flujo en tuberías que transportan condensado usando un amplio rango de diámetros de tubería, el régimen de flujo se halla usando el mapa de régimen de flujo de Taitel Dukler y un modelo simple el cual delimita el flujo de una sola fase para predecir correctamente las caídas de presión, el modelo tuvo en cuenta de 30 a 100 km de tubería operados a presiones de 1500 psi o mayores.

**3.8.2.7 Xiao:** La correlación de Xiao considera flujo de dos fases en tuberías horizontales, el modelo primero determina el patrón de flujo existente y después calcula las características del flujo, el hold-up de líquido y las caídas de presión para flujo estratificado, intermitente, anular o disperso, el modelo fue ampliamente probado con una gran cantidad de datos tanto de campo como de laboratorio incluyendo aceites negros y composicionales.

## **3.9 TRANSFERENCIA DE CALOR**

---

<sup>28</sup>PIPESIM (2009), Schlumberger User's Guide.

La transferencia de calor es la ciencia que trata de predecir el intercambio de energía que puede tener lugar entre distintos cuerpos como resultado de una diferencia de temperatura. La termodinámica enseña que esta diferencia de energía se define como calor.

**3.9.1 Conducción** Cuando en un cuerpo existe un gradiente de temperatura, la experiencia muestra que hay una transferencia de energía desde la región de alta temperatura hacia la región de baja temperatura, se dice que la energía se ha transferido por conducción y que el flujo de calor por unidad de área es proporcional al gradiente normal de temperatura.

$$q = -KA \frac{\delta T}{\delta X} \quad \text{Ecuación 33.}$$

Donde q es el flujo de calor y  $\frac{\delta T}{\delta X}$  es el gradiente de temperatura en la dirección del flujo de calor. La constante K se llama constante de conductividad térmica del material, el signo (-) es para satisfacer el segundo principio de la termodinámica.

**3.9.2 Convección** Se caracteriza porque se produce por intercambio de un fluido (aire o agua) que transporta el calor entre zonas con diferentes temperaturas. La convección se produce únicamente por medio de materiales fluidos. Estos al calentarse aumentan de volumen y por lo tanto su densidad disminuye y ascienden desplazando el fluido que se encuentra en la parte superior y que está a menor temperatura, lo que se llama convección en si es el transporte de calor por medio de las corrientes ascendentes y descendentes del fluido.

Para expresar el efecto global de la convección se utiliza la ley de Newton del enfriamiento:

$$q = hA(T_p - T_\infty) \quad \text{Ecuación 34.}$$

El flujo de calor transferido se relaciona con la diferencia global de temperaturas entre la pared y el fluido y el área A de la superficie, la magnitud h se denomina coeficiente de transferencia por convección.

**3.9.3 Radiación** En contra posición a los mecanismos de transferencia de calor por conducción y convección la transferencia de energía involucra un medio, el calor puede transferirse a través de zonas en las que exista un vacío perfecto. En este caso el mecanismo es la radiación electromagnética. Se limitara el análisis a la radiación de temperaturas; este fenómeno se llama radiación térmica.

Consideraciones termodinámicas muestran que un radiador térmico ideal o cuerpo negro emitirá energía de forma proporcional a la cuarta potencia de la temperatura absoluta del cuerpo y directamente proporcional al área de su superficie.

$$q_{emitido} = \sigma AT^4 \quad \text{Ecuación 35.}$$

Donde  $\sigma$  es la constante de proporcionalidad y se denomina constante de Stefan-Boltzman y tiene un valor de  $28.29$ .

### 3.10 METODOS DE PRODUCCIÓN

Cuando existe una tasa de producción donde la energía con la cual el yacimiento oferta los fluidos en el nodo es igual a la energía demandada por la instalación (separador, línea de flujo y producción) sin necesidad de utilizar fuentes externas de energía en el pozo, se dice entonces que el pozo fluye naturalmente. A través del tiempo en yacimientos con empuje hidráulico los pozos empiezan a producir con altos cortes de agua, la columna de fluido se hará más pesada y el pozo

---

<sup>29</sup>HOLMAN, JP. Transferencia de Calor, Editorial McGraw-Hill/Interamericano de España, S.A.U. Octava Edición.

dejara de producir. Similarmente en yacimientos volumétricos con empuje por gas en solución la energía del yacimiento declinar á en la medida en que no se reemplacen los fluidos extraídos trayendo como consecuencia el cese de la producción por flujo natural; cuando cesa la producción por flujo natural se requiere el uso de una fuente externa para lograr conciliar la oferta con la demanda, esta fuente de energía interna será un sistema de levantamiento artificial; entre los métodos de levantamiento artificial de mayor aplicación en la industria petrolera se encuentran:

- Levantamiento artificial por gas (L.A.G)
- Bombeo Mecánico (B.M)
- Bombeo Electrosumergible (B.E.S)
- Bombeo por Cavidades Progresivas (P.C.P)
- Bombeo hidráulico tipo jet (B.H.J)
- Plunger Lift

### **3.11 ANÁLISIS NODAL PARA OPTIMIZAR SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.**

Teniendo en cuenta que el estudio parte de la instalación inicial de los pozos con un sistema de levantamiento artificial siendo este el Bombeo Mecánico y de ahí la instalación del sistema Plunger Lift.

En el diseño de los sistemas de levantamiento artificial para un pozo, es recomendado que sea inicialmente tratado como si fuera un pozo fluyendo; es decir; una gráfica del sistema de producción debería ser preparada para ver si el pozo es capaz de fluir y si es así, a cual tasa.

El análisis del levantamiento artificial puede ser hecho en la misma gráfica; numerosos pozos que están fluyendo mostraran aumento en la tasa de flujo por localizarlos en el sistema de levantamiento.

El propósito de cualquier sistema de levantamiento artificial es crear una presión predeterminada de entrada a la tubería de producción, tal que el yacimiento pueda responder y producir el objetivo de tasa de flujo.

El diseño y análisis de cualquier sistema de levantamiento puede ser dividido dentro de dos componentes principales. El primero es el componente del yacimiento (relación de desempeño de flujo) el cual representa la capacidad del pozo para producir fluidos. El segundo componente representa la tubería completa y el sistema de levantamiento artificial.

Esto incluye el separador, la línea de flujo, restricciones de la línea de flujo tales como choques, sarta de la tubería de producción, restricciones de la sarta de la tubería de producción tales como válvulas de seguridad y el mecanismo de levantamiento artificial; la presión de entrada a la tubería de producción, puede ser determinada por variación de la tasa de flujo y cuando esta curva de entrada sea colocada en la misma grafica con la curva del IPR, la tasa óptima para un particular método de levantamiento puede ser determinada.

Que un pozo pueda ser capaz de producir naturalmente no significa que le levantamiento artificial no debería ser considerado. Muchos pozos son capaces de producir a muchas tasas de producción más altas cuando se les coloca un sistema de levantamiento artificial, y esto es llevado frecuentemente en proyectos de aceleración de tasas donde exista una situación competitiva.<sup>30</sup>

---

<sup>30</sup>REY. Claudia, SANTOS. Ana, Aplicación del análisis nodal para Optimizar sistemas de producción de pozos.1988

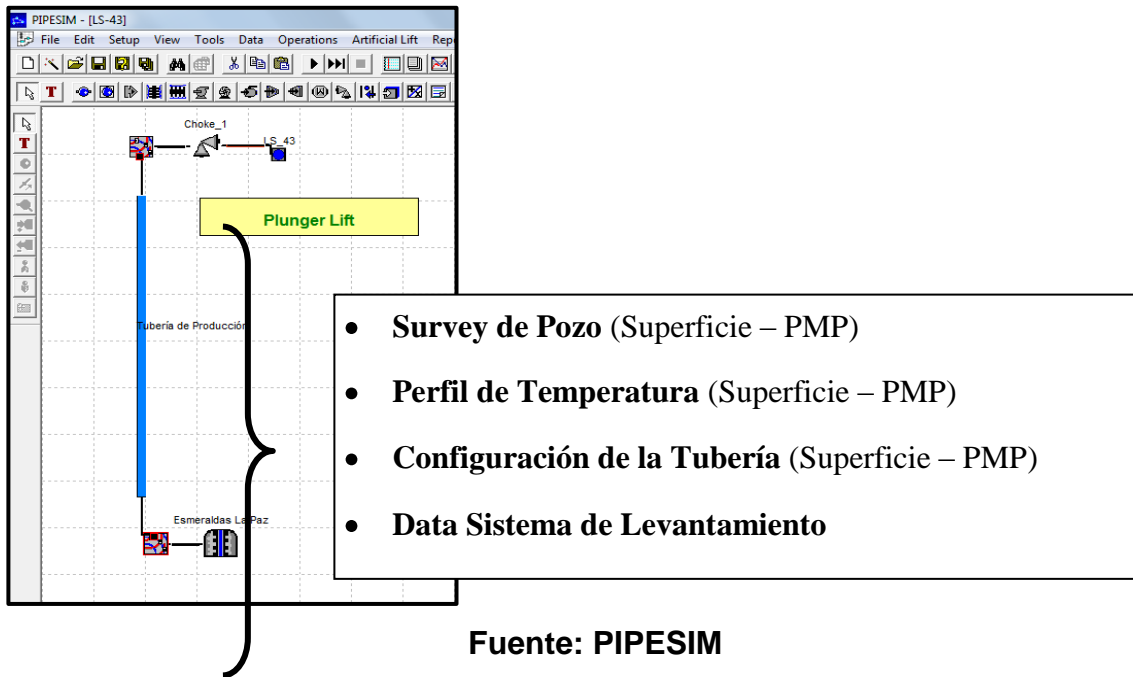
#### **4. APLICACIÓN DE ANALISIS NODAL PARA LA OPTIMIZACION DE PRODUCCION DE LOS POZOS LS-43 Y LS-B01 DEL CAMPO LA SALINA.**

Un análisis nodal permite predecir el comportamiento actual y futuro de un pozo productor, como resultado de este análisis se puede obtener por lo general una mejoría en la eficiencia de flujo o bien un incremento de producción.

Debe tenerse en cuenta que la base de cada sensibilidad son la condiciones de flujo y parámetros de productividad reportados en la data de cada pozo, así cualquier cambio o variación de datos modifica los resultados del análisis.

El análisis nodal se realizó en el software especializado Pipesim, el montaje del pozo se hizo de tal manera que fuese posible realizar análisis nodal en cabeza y fondo de pozo. Ver Figura 36

**Figura 36. Montaje y data de pozo en Pipesim**



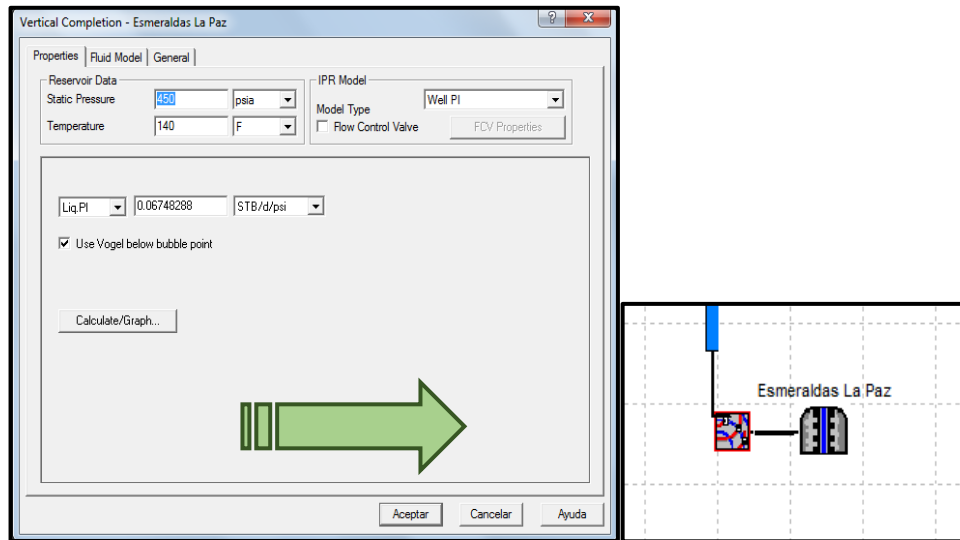
**Fuente: PIPESIM**

El survey indica la desviación del pozo desde cabeza hasta fondo, en la primera columna se dan los datos de MDT y en la segunda columna los datos de TVD, ambos en pies, (ft); el módulo calcula el ángulo de inclinación según los intervalos dados. En este caso los dos pozos analizados son verticales.

La configuración de la tubería, describe el aparejo de tubería del pozo, tubing, casing y liner; para cada uno se da espesor y rugosidad según el grado y peso descritos en el estado mecánico. Los datos del sistema de levantamiento también están consignados en el estado mecánico, de aquí se obtiene el asentamiento de la bomba.

En el yacimiento, en este caso la formación Esmeraldas La Paz, se establece la presión estática y temperatura del yacimiento; el valor de índice de productividad es ajustado según las condiciones de producción del pozo. Ver Figura 37

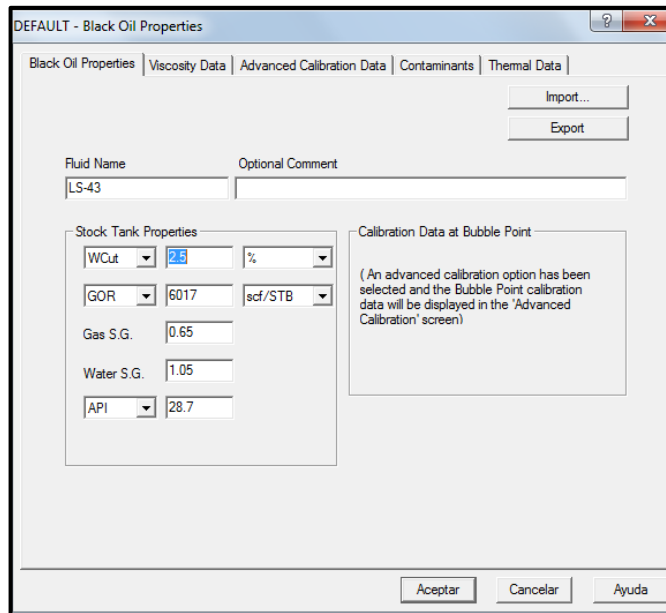
**Figura 37. Montaje y data de Yacimiento en Pipesim**



**Fuente: PIPESIM**

El modelo de IPR seleccionado es el de la línea recta con corrección de Vogel por debajo del Punto de Burbuja, este modelo es una función del caudal ( $Q$ ), la presión estática ( $P_{ws}$ ) y la Presión de Fondo Fluyendo ( $P_{wf}$ ). El modelo de fluido es cargado según la prueba de producción del pozo, para esto es necesario conocer el corte de agua, relación gas aceite, gravedad específica del gas, agua y gravedad API del crudo. Ver Figura 38.

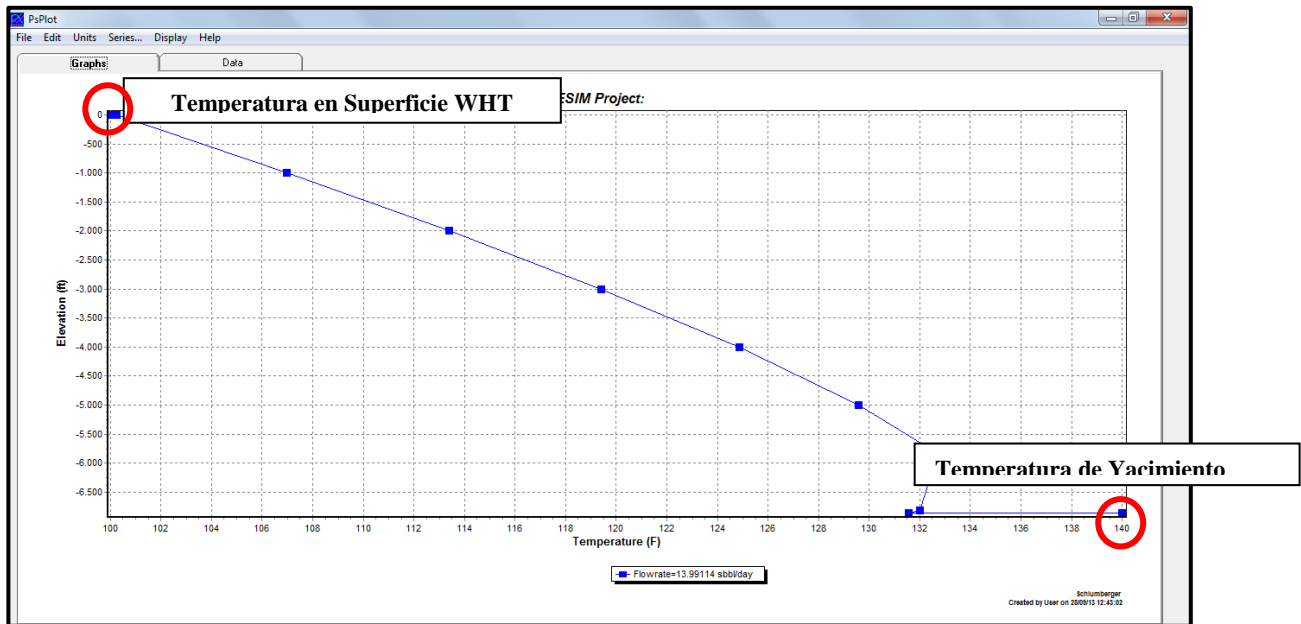
**Figura 38. Modelo del fluido en PIPESIM**



**Fuente: PIPESIM**

El perfil de temperatura está conformado por la temperatura ambiente y la temperatura de fondo, para este caso se tomó como temperatura ambiente 88°F y 140°F como temperatura de yacimiento; estos dos valores se mantuvieron constantes para los dos pozos. El coeficiente de transferencia de calor U (Btu/h/ft<sup>2</sup>/°F) se ajustó para cada pozo de acuerdo al valor de temperatura en superficie reportado WHT; así después de ingresada toda la data del pozo se realizaba el perfil de Elevación vs Temperatura y se ajustaba el valor U hasta obtener la WHT asignada. Ver Figura 39.

**Figura 39. Perfil de Elevación – Temperatura – LS-43 Plunger Lift**



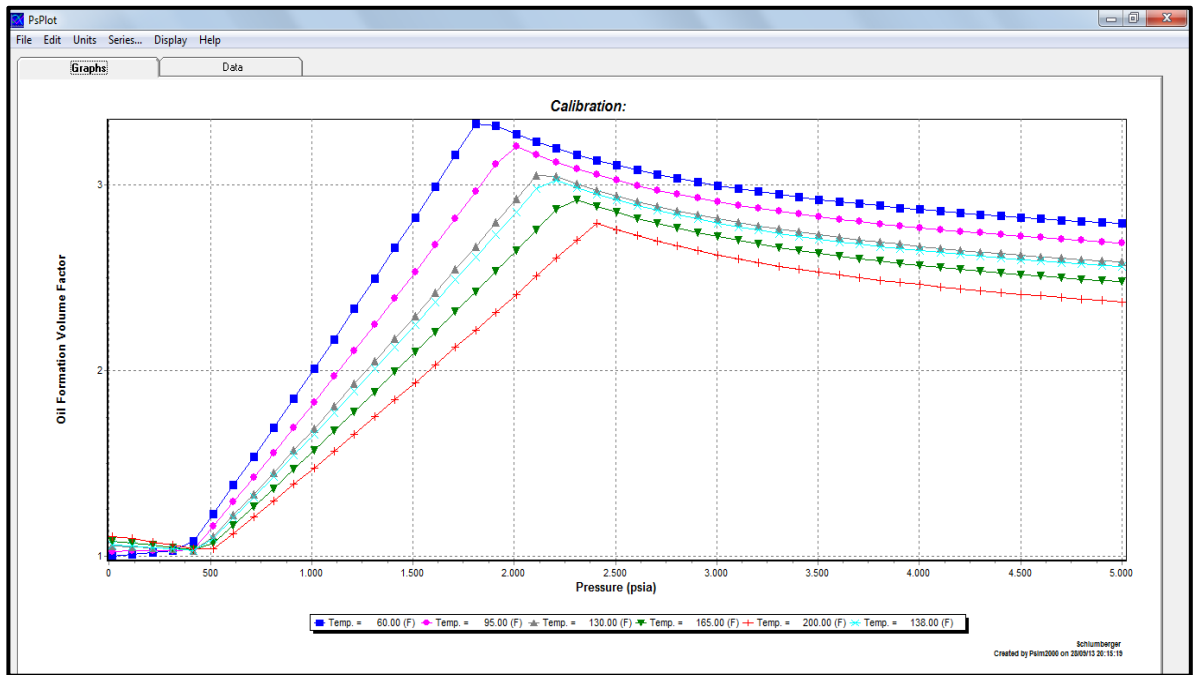
Fuente: PIPESIM

Este valor  $U$  oscila entre 0.069 (Btu/h/ft<sup>2</sup>/°F) y 1 (Btu/h/ft<sup>2</sup>/°F); a mayor valor de transferencia de calor se obtiene una temperatura más cercana a la temperatura ambiente.

#### 4.1 CALIBRACIÓN DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL ACEITE.

Para el ajuste del factor volumétrico del aceite (OFVF) es necesario conocer su valor en el punto de burbuja y a una determinada temperatura. El simulador escoge inicialmente por defecto la correlación de Standing para realizar el análisis. El procedimiento para realizar la calibración consiste en originar las gráficas con las diferentes correlaciones que ofrece el paquete de Pipesim: Standing, Vázquez & Beggs y Kartoadmodjo. Para el caso de los pozos en estudio, de las tres correlaciones la que más se ajusta es Vázquez & Beggs, con un valor 1.056 a una presión de 450 psi y una temperatura de 138°F. Ver Figura 40 y Tabla 14.

**Figura 40. Calibración del Factor Volumétrico del Aceite.**



Fuente: PIPESIM

Tabla 14. Datos PVT, para calibración de factor volumetrico

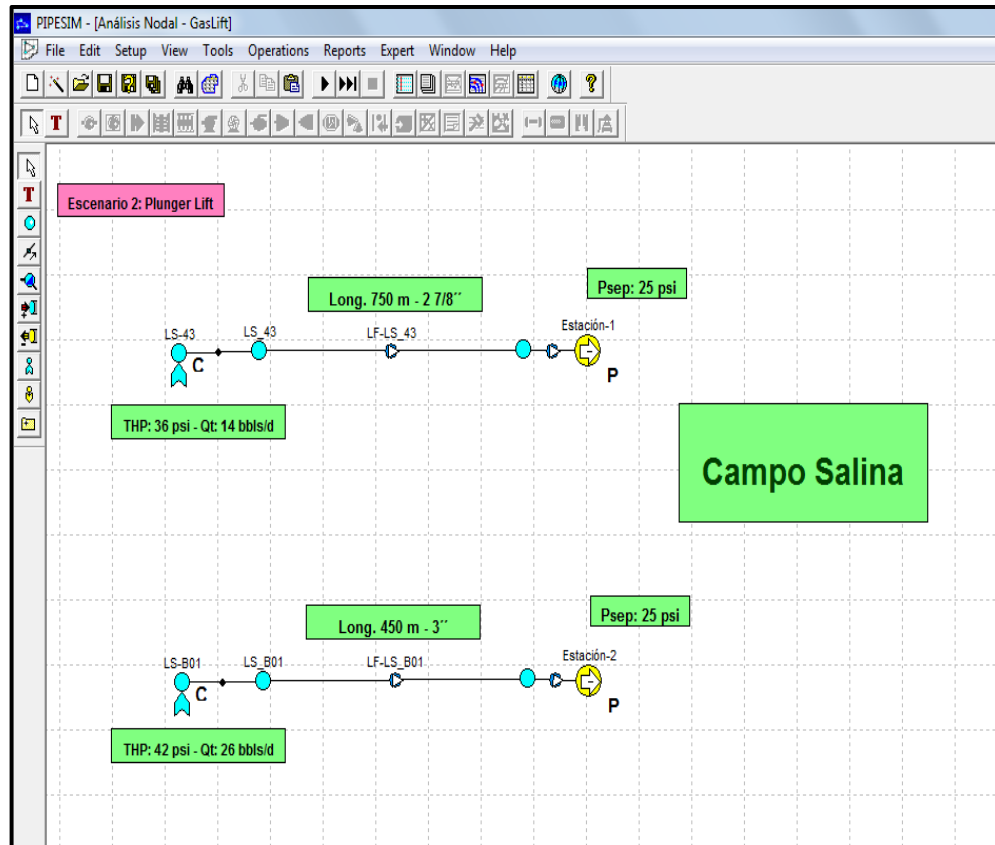
Data Calibración PVT	
Presión	450 psi
Temperatura	138 °F
OFVF	1.03
Pb	1050 psi

Los pozos examinados fueron el LS-43 y LS-B01, el análisis nodal se llevó a cabo para un sistema de levantamiento de bombeo mecánico y bombeo tipo Plunger; sistemas de levantamiento empleados por los pozos, el análisis se realizó en base a una prueba real del pozo y su estado mecánico correspondiente.

#### 4.2 ANÁLISIS NODAL – PLUNGER LIFT

El análisis nodal se llevó a cabo en el software especializado Pipesim, los pozos LS-43 y LS-B01, son pozos independientes que llegan a separadores diferentes, así a nivel de recolección se realizó el siguiente montaje: Ver Figura 41.

**Figura 41.**Montaje sistema nodal plunger lift

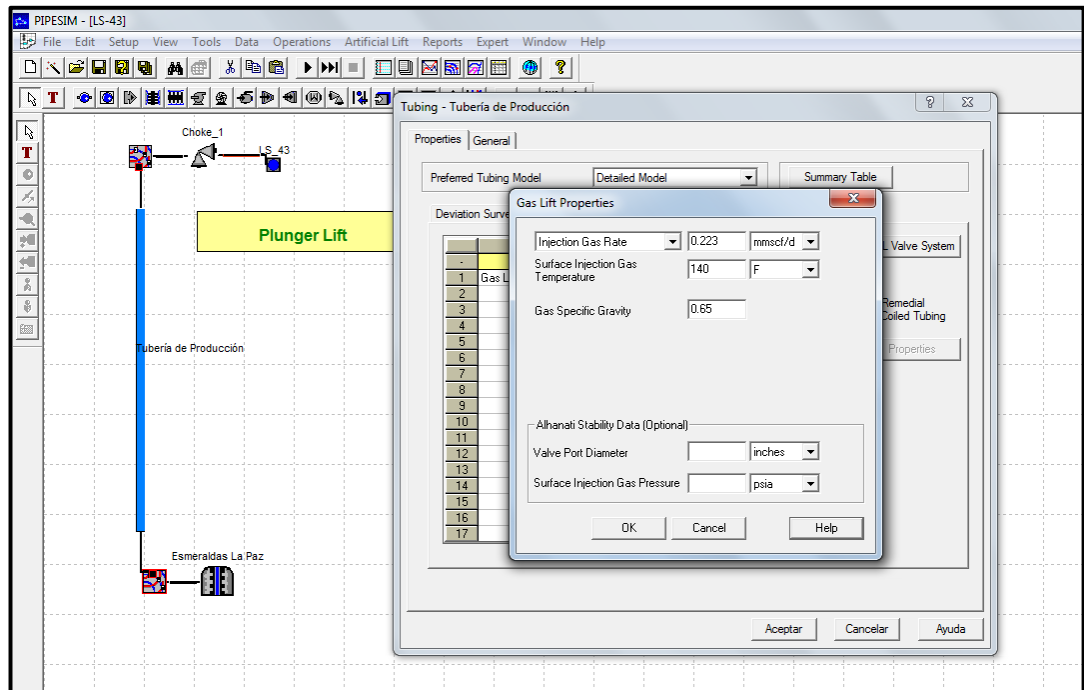


**Fuente: PIPESIM**

#### 4.2.1 Análisis LS-43 – Plunger Lift

El esquema realizado se muestra en la siguiente figura; aquí se aprecian las condiciones establecidas en el sistema de levantamiento Plunger Lift. Ver Figura 42.

**Figura 42.** Esquema condiciones establecidas para plunger lift LS-43.



Fuente: PIPESIM

El ajuste del pozo se realizó en base a la prueba de producción del 19 de junio de 2012. La data es la siguiente: Ver Tabla 15

**Tabla 15.** Data de producción para ajuste montaje plunger lift LS-43.

Data Fluido	
%W cut	0.3
GOR	9815 scf/stb
GE-gas	0.65
GE-agua	1.05
API	28.7°
Data Ajuste	
THP	36 psi
Q total	14 bbls/d

Yacimiento	
P ws	450 psi
T yto	140°F
Perfil Temperatura	
WHT	100°F
T ambiente	88°F

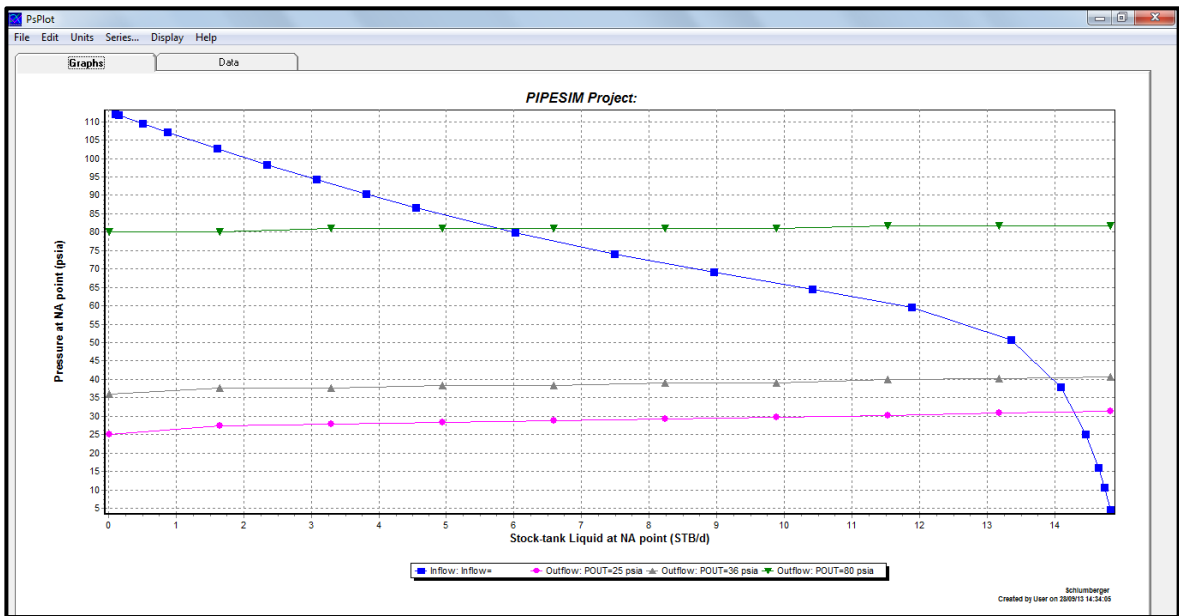
Fuente: Autores

La tasa de inyección de gas es de 223 Kscf/d.

Se realizaron los siguientes análisis nodales:

- Análisis nodal variando la presión en cabeza, THP de 36 psi a 30 psi y 80 psi. [Nodo Cabeza]. Ver Figura 43.

**Figura 43.** Análisis nodal variando la presión en cabeza Plunger lift LS-43. [Nodo Cabeza]



**Fuente: PIPESIM**

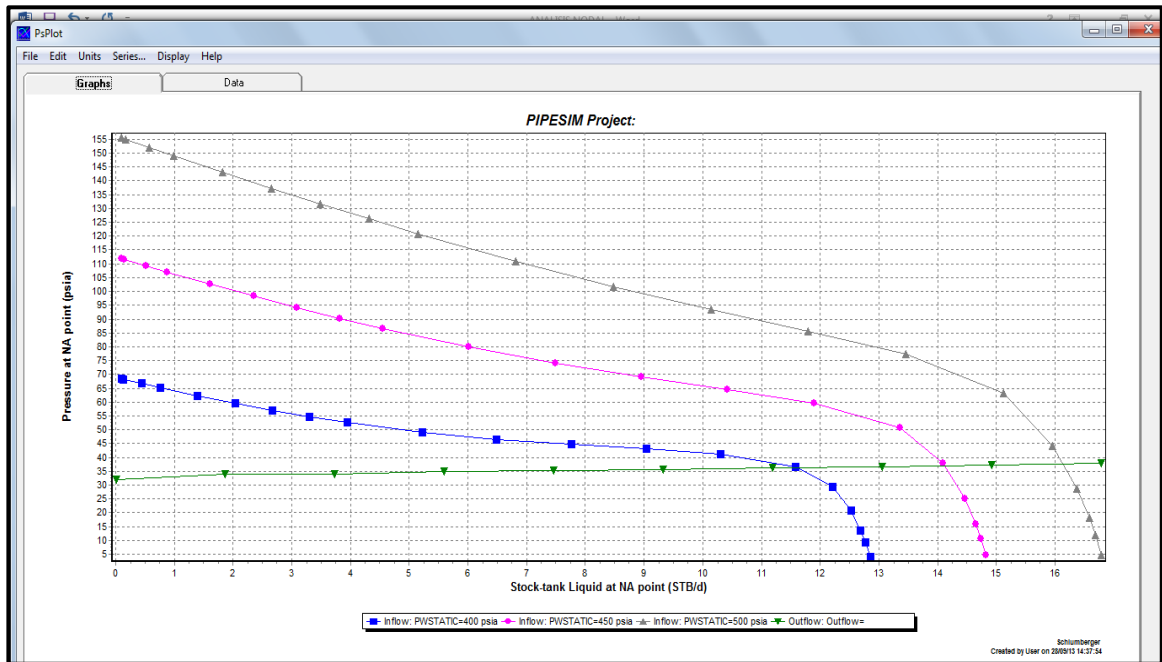
**Tabla 16.** Resultados Análisis nodal variando la presión en cabeza Plunger lift LS-43. [Nodo Cabeza].

THP (Psi)	STB/DIA
36	13.8
30	14.5
80	5.8

- Análisis nodal variando la presión estática de 450 psi a 400 psi y 500 psi. [Nodo Cabeza]. Ver

- Figura 44.

**Figura 44.** Análisis nodal variando la presión estática Plunger lift LS-43. [Nodo Cabeza]



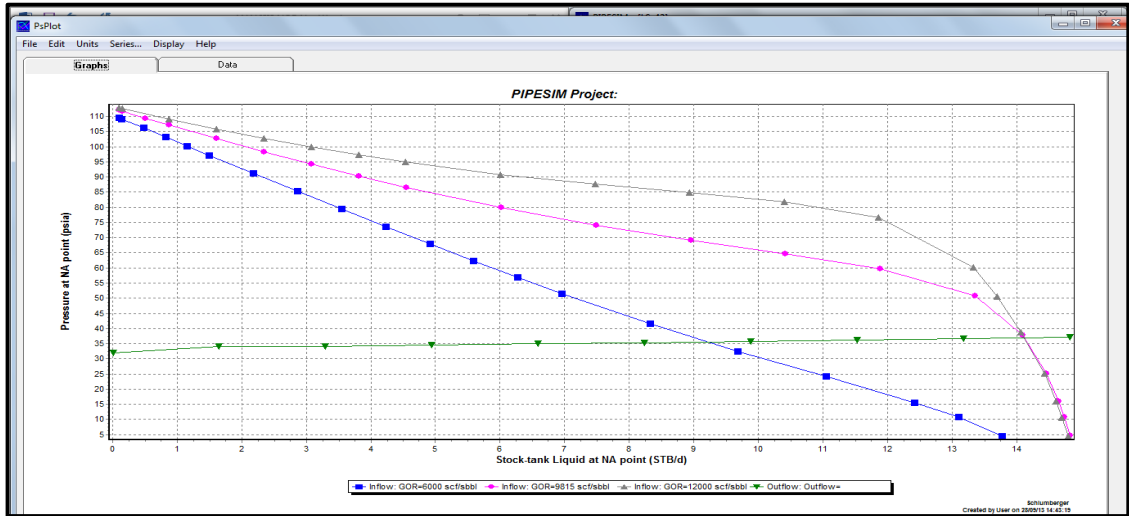
**Fuente: PIPESIM**

**Tabla 17.** Resultado análisis nodal variando la presión estática Plunger lift LS-43. [Nodo Cabeza]

Pws (Psi)	STB/DIA
400	11.5
450	14.1
500	16.3

- Análisis nodal variando el GOR de 9815 scf/stb a 6000 scf/stb y 12000 scf/stb. [Nodo Cabeza]. Ver Figura 45.

**Figura 45.** Análisis nodal variando el GOR Plunger lift LS-43. [Nodo Cabeza].



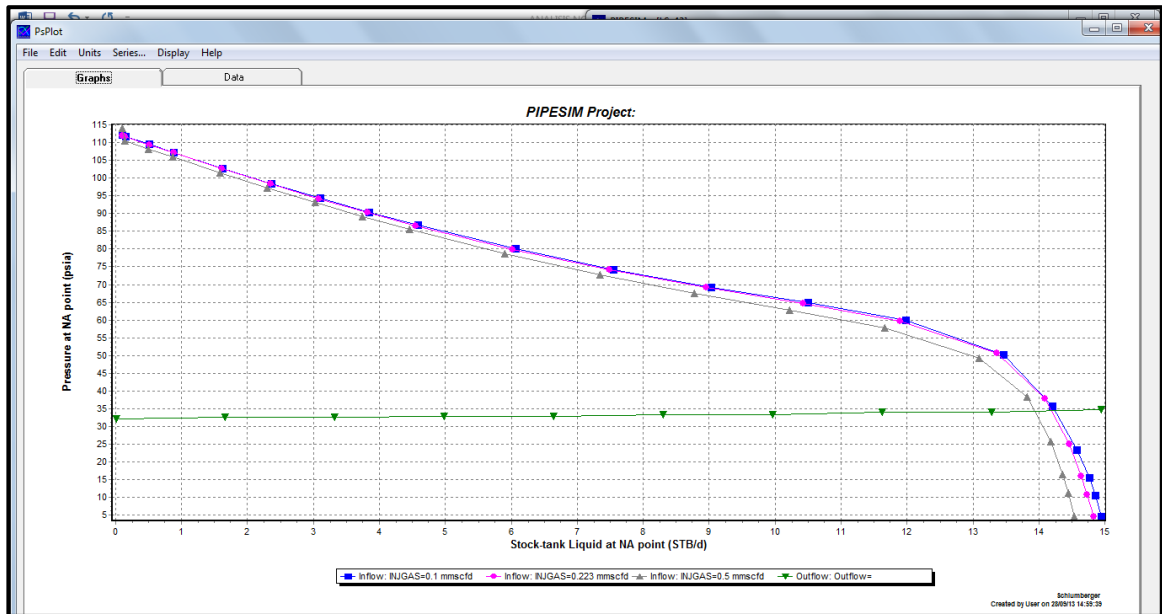
**Fuente: PIPESIM**

**Tabla 18.** Resultado análisis nodal variando el GOR Plunger lift LS-43. [Nodo Cabeza].

GOR	STB/DIA
6000	9.3
9815	14.1
12000	14.1

- Análisis nodal variando la tasa de inyección de gas de 223 Kscf/d a 100Kscf/d y 500 Kscf/d. [Nodo Cabeza]. Ver Figura 46.

**Figura 46.** Análisis nodal variando la rata de inyección de gas Plunger lift LS-43.[Nodo Cabeza]



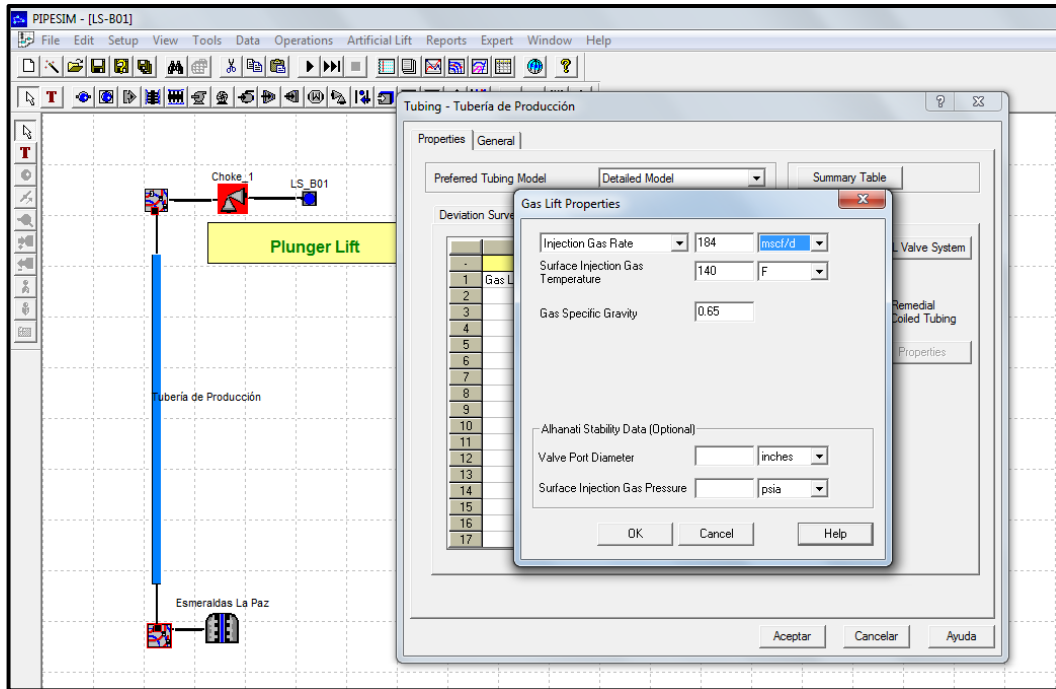
**Fuente: PIPESIM**

**Tabla 19.** Resultado análisis nodal variando la rata de inyección de gas Plunger lift LS-43.[Nodo Cabeza].

Inyección gas (Kscfd)	STB/DIA
100	14.2
223	14.1
500	13.9

**4.2.2 Análisis LS-B01 – Plunger Lift** El esquema realizado se muestra en la siguiente figura; aquí se aprecian las condiciones establecidas en el sistema de levantamiento Plunger Lift. Ver Figura 47.

**Figura 47. Esquema condiciones establecidas para plunger lift LS-B01.**



**Fuente: PIPESIM**

El ajuste del pozo se realizó en base a la prueba de producción del 25 de julio de 2012. La data es la siguiente: Ver Tabla 20.

**Tabla 20. Data de producción para ajuste montaje plunger lift LS-B01.**

Data Fluido	
%W cut	1.8
GOR	6737 scf/stb
GE-gas	0.65
GE-agua	1.05
API	31.8°
Data Ajuste	
THP	42 psi
Q total	26 bbls/d

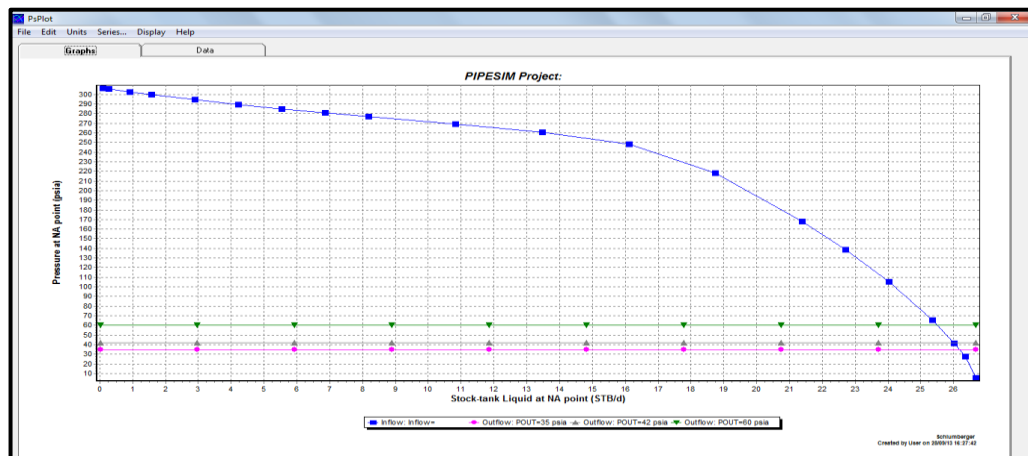
Yacimiento	
P ws	530 psi
T yto	140°F
Perfil Temperatura	
WHT	100°F
T ambiente	88°F

La tasa de inyección de gas es de 184 Kscf/d.

Se realizaron los siguientes análisis nodales:

- Análisis nodal variando la presión en cabeza, THP de 42 psi a 35 psi y 60 psi. [Nodo Cabeza]. Ver Figura 48.

**Figura 48. Análisis nodal variando la presión en cabeza Plunger lift LS-B01. [Nodo Cabeza]**



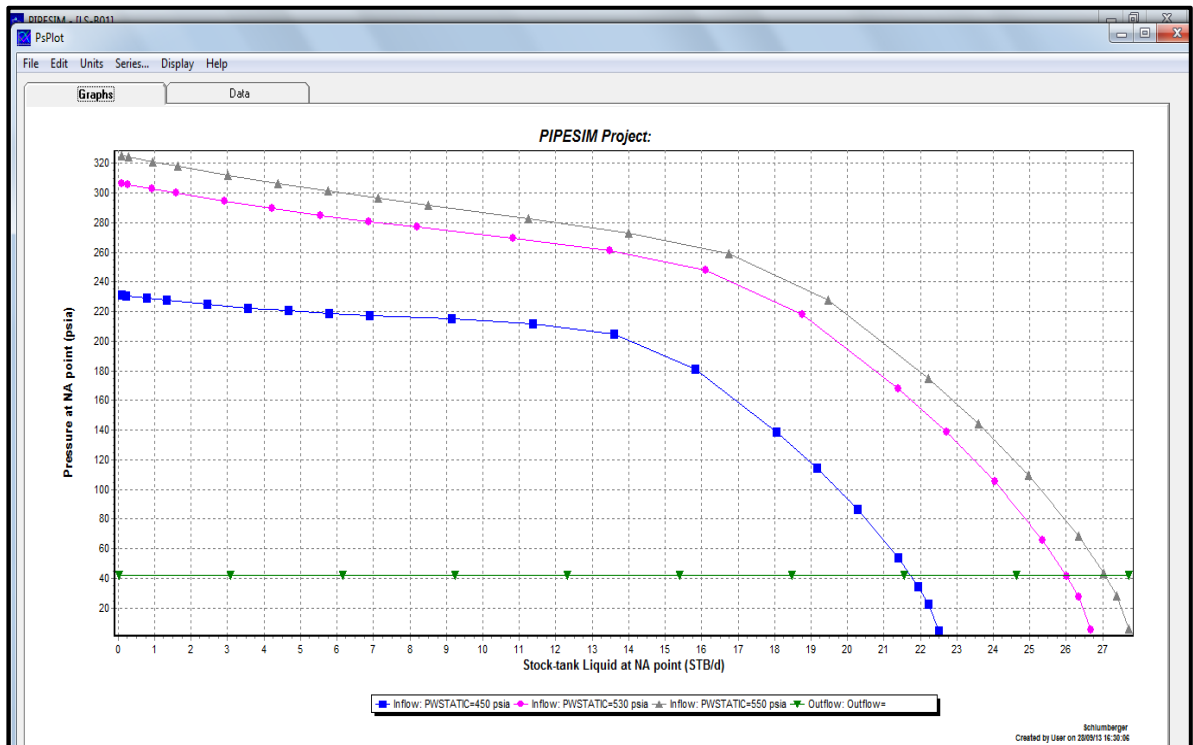
**Fuente: PIPESIM**

**Tabla 21. Resultados Análisis nodal variando la presión en cabeza Plunger lift LS-B01. [Nodo Cabeza].**

THP (Psi)	STB/DIA
35	26.3
42	26
60	25.4

- Análisis nodal variando la presión estática de 530 psi a 450 psi y 550 psi. [Nodo Cabeza]. Ver Figura 49.

**Figura 49.** Análisis nodal variando la presión estática Plunger lift LS-B01. [Nodo Cabeza]



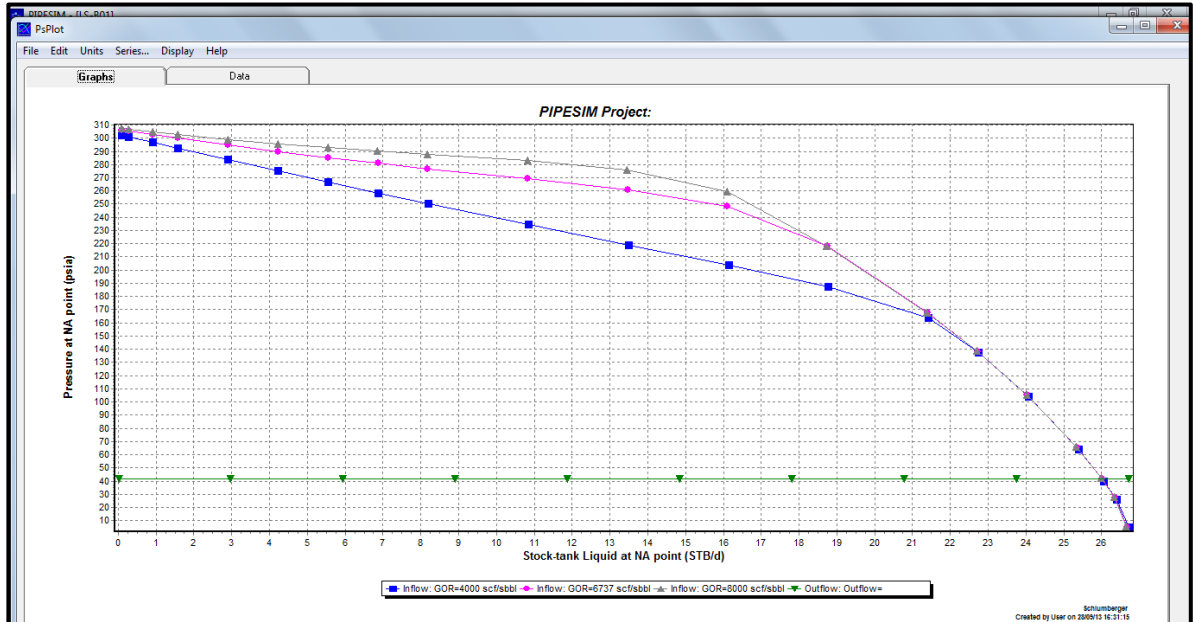
**Fuente: PIPESIM**

**Tabla 22.** Resultado análisis nodal variando la presión estática Plunger lift LS-B01. [Nodo Cabeza]

Pws (Psi)	STB/DIA
450	21.7
530	26
550	27

- Análisis nodal variando el GOR de 9815 scf/stb a 6000 scf/stb y 12000 scf/stb. [Nodo Cabeza]. Ver Figura 50.

**Figura 50.** Análisis nodal variando el GOR Plunger lift LS-B01. [Nodo Cabeza].



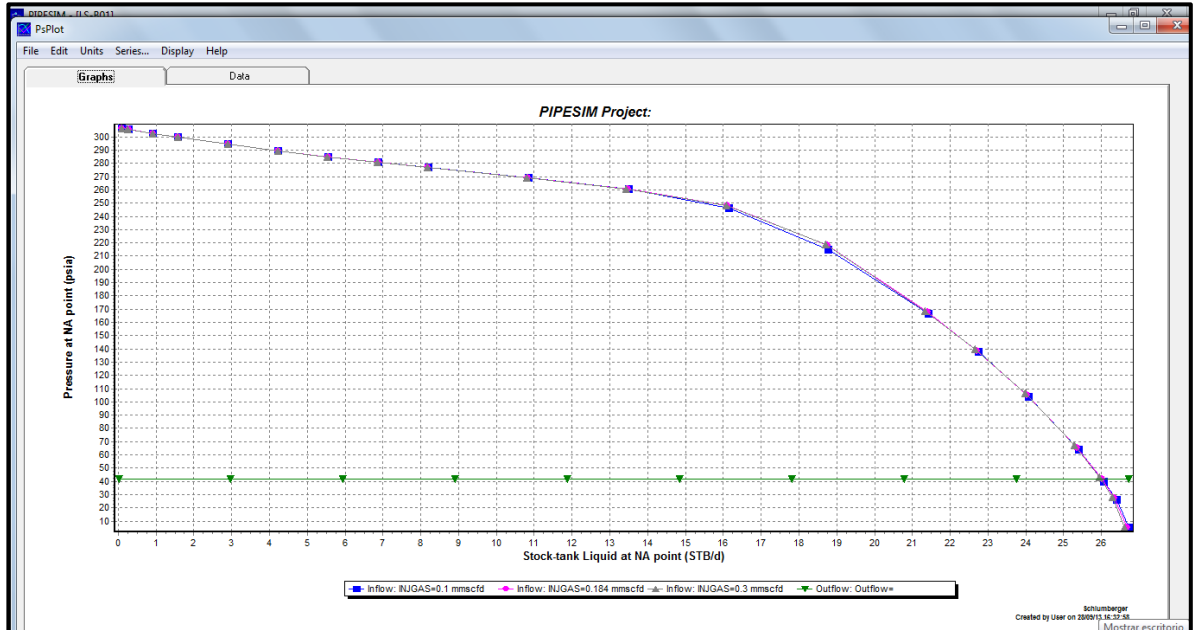
**Fuente: PIPESIM**

**Tabla 23.** Resultado análisis nodal variando el GOR Plunger lift LS-B01. [Nodo Cabeza].

GOR	STB/DIA
6000	26.1
9815	26
12000	26

- Análisis nodal variando la tasa de inyección de gas de 184 Kscf/d a 100Kscf/d y 300 Kscf/d. [Nodo Cabeza]. Ver Figura 51.

**Figura 51.** Análisis nodal variando la rata de inyección de gas Plunger lift LS-B01.[Nodo Cabeza]



Fuente: PIPESIM

**Tabla 24.** Resultado análisis nodal variando la rata de inyección de gas Plunger lift LS-B01.[Nodo Cabeza].

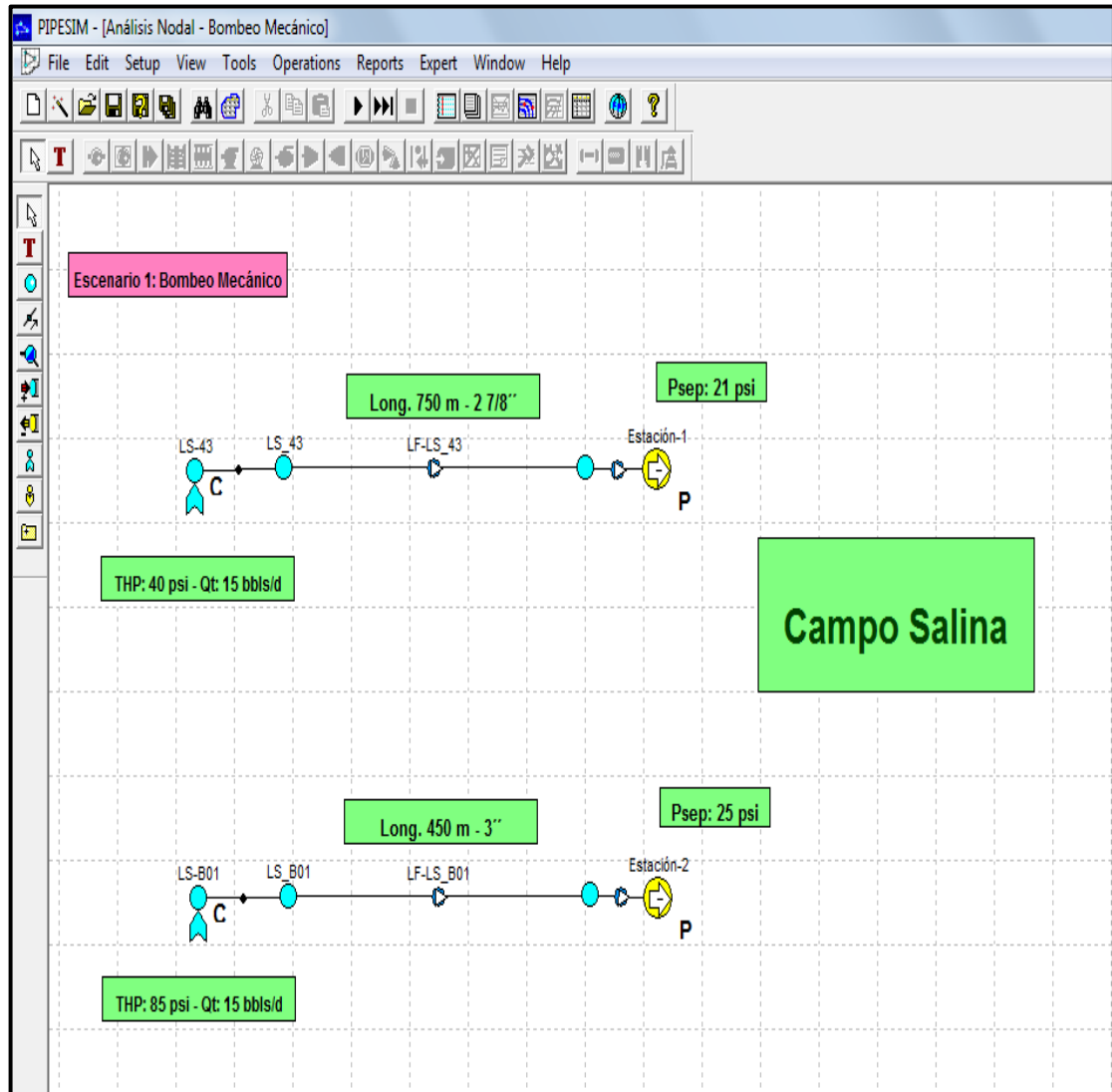
Inyección gas (Kscfd)	STB/DIA
100	26.1
184	26
300	26

### 4.3 ANÁLISIS NODAL – BOMBEO MECÁNICO

El análisis nodal se llevó a cabo en el software especializado Pipesim, los pozos base de este análisis LS-43 y LS-B01, son pozos independientes que llegan a

estaciones diferentes, por lo cual se manejó el mismo esquema de recolección que en el caso anterior. Ver Figura 52.

**Figura 52. Montaje sistema nodal Bombeo Mecánico.**



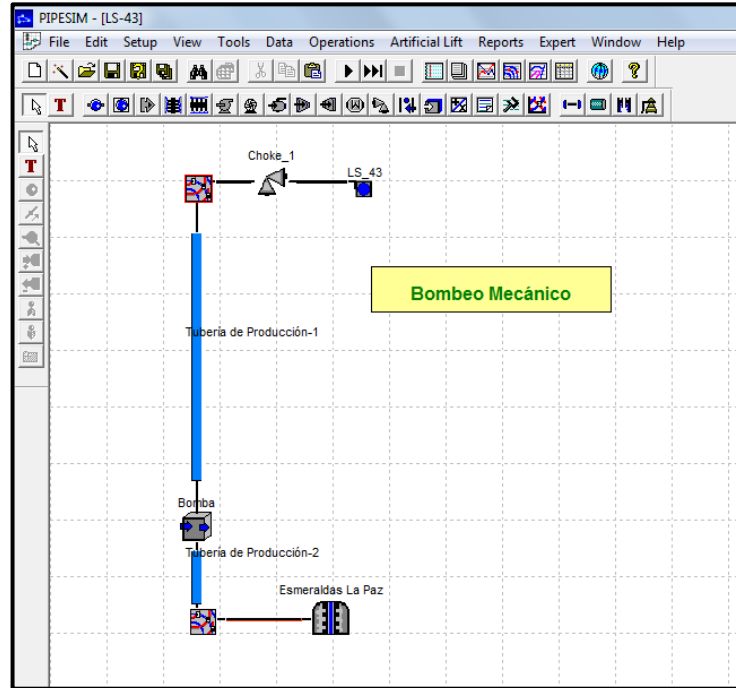
Fuente: PIPESIM

#### 4.3.1 Análisis LS-43 – Bombeo Mecánico

El esquema realizado se aprecia en la siguiente figura: Ver .

Figura 53.

**Figura 53.** Esquema condiciones establecidas para Bombeo mecánico LS-43.



**Fuente: PIPESIM**

El ajuste del pozo se realizó en base a la prueba de producción del 26 de diciembre de 2011. La data es la siguiente: Ver Tabla 25.

**Tabla 25.** Data de producción para ajuste montaje Bombeo Mecánico LS-43.

Data Fluido	
%W cut	2.5
GOR	6017 scf/stb
GE-gas	0.65
GE-agua	1.05
API	28.7°
Data Ajuste	

Yacimiento	
P ws	450 psi
T yto	140°F
Perfil Temperatura	
WHT	100°F

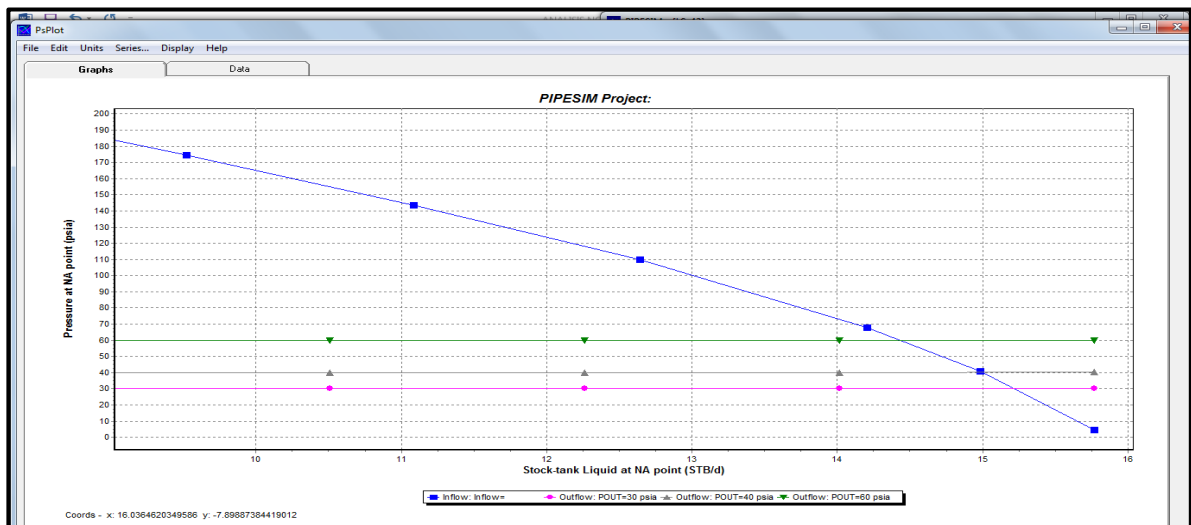
THP	40 psi
Q total	15 bbls/d

T ambiente	88°F
------------	------

Se realizaron los siguientes análisis nodales:

- Análisis nodal variando la presión en cabeza, THP de 40 psi a 30 psi y 60 psi, [Nodo Cabeza]. Ver Figura 54.

**Figura 54.** Análisis nodal variando la presión en cabeza Bombeo mecánico LS-43. [Nodo Cabeza].



Fuente: PIPESIM

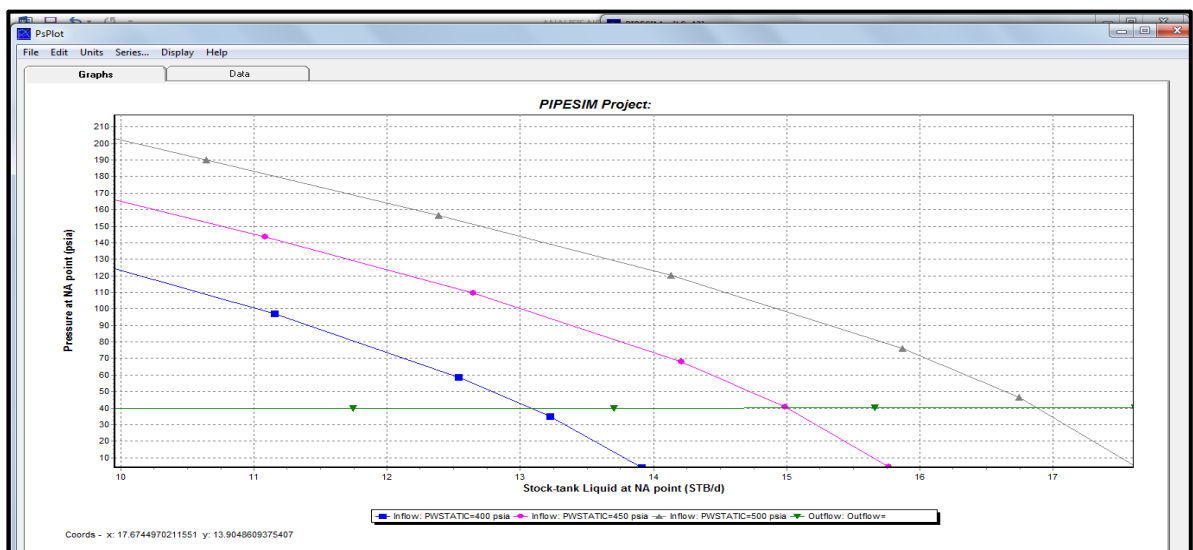
**Tabla 26.** Resultados Análisis nodal variando la presión en cabeza Bombeo mecánico LS-43. [Nodo Cabeza].

THP (Psi)	STB/DIA
30	15.3
40	14.9

60	14.4
----	------

- Análisis nodal variando la presión estática de 450 psi a 400 psi y 500 psi. [Nodo Cabeza]. Ver Figura 55.

**Figura 55.** Análisis nodal variando la presión estática Bombeo Mecánico LS-43. [Nodo Cabeza]



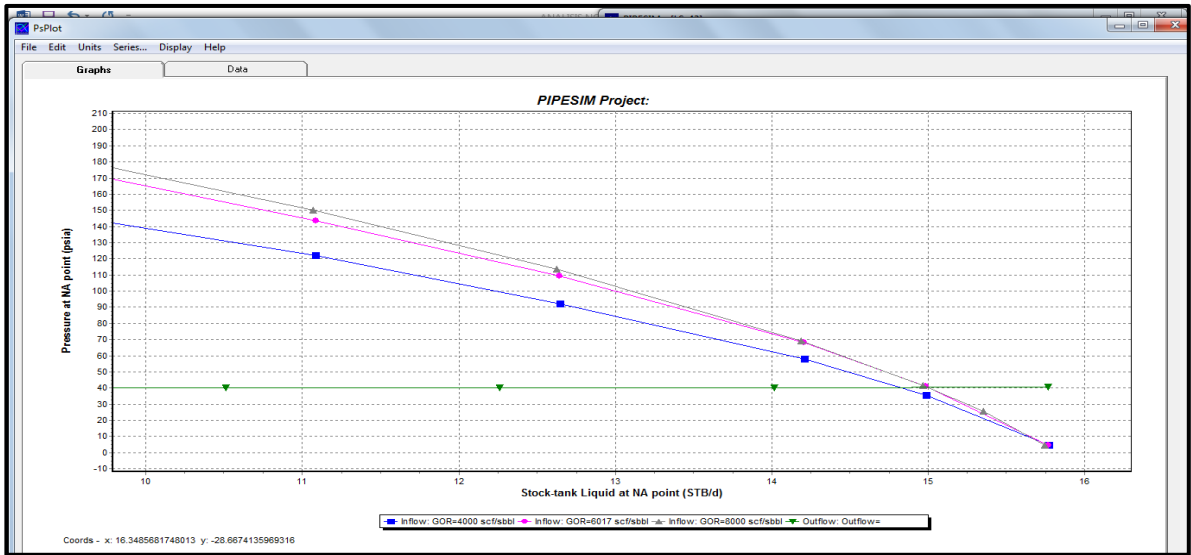
Fuente: PIPESIM

**Tabla 27.** Resultado análisis nodal variando la presión estática Bombeo Mecánico LS-43. [Nodo Cabeza]

Pws (Psi)	STB/DIA
400	13.1
450	15
500	16.8

- Análisis nodal variando el GOR de 6017 scf/stb a 4000 scf/stb y 8000 scf/stb. [Nodo Cabeza]. Ver Figura 56.

**Figura 56.** Análisis nodal variando el GOR Bombeo Mecánico LS-43. [Nodo Cabeza].



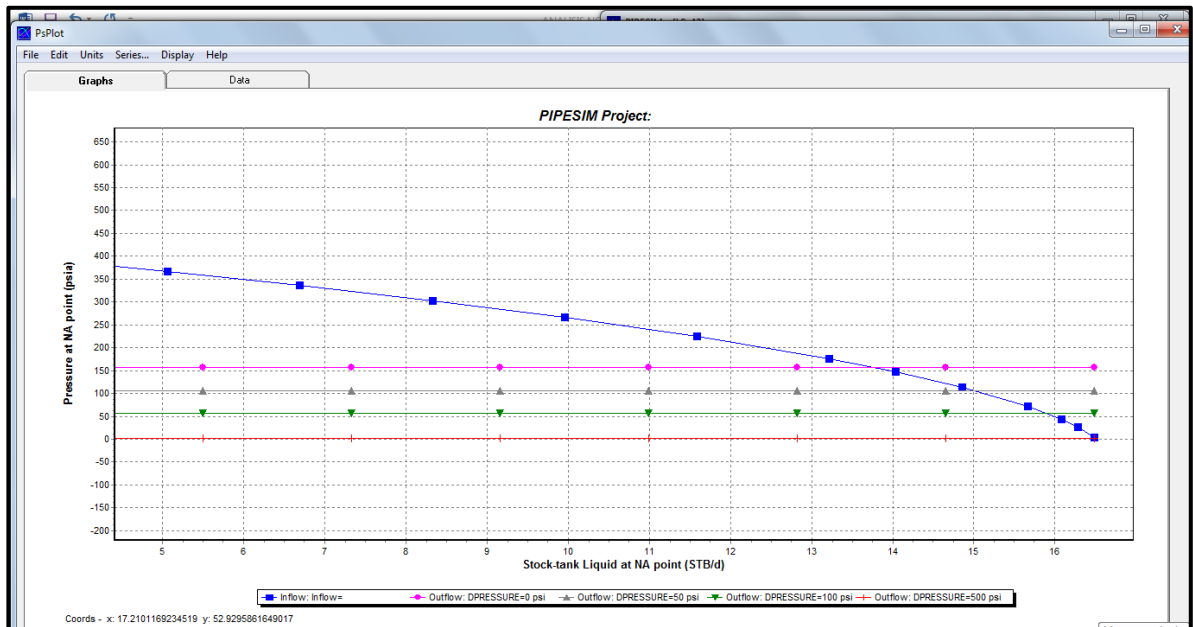
**Fuente: PIPESIM**

**Tabla 28.** Resultado análisis nodal variando el GOR Bombeo Mecánico LS-43. [Nodo Cabeza].

GOR	STB/DIA
4000	14.8
6017	15
8000	15

- Análisis nodal variando el diferencial de presión de 50 psi a 100 psi, 500 psi y sin sistema de levantamiento. [Nodo Fondo]. Ver Figura 57.

**Figura 57.** Análisis nodal variando el diferencial de presión Bombeo mecánico LS-43. [Nodo Fondo]



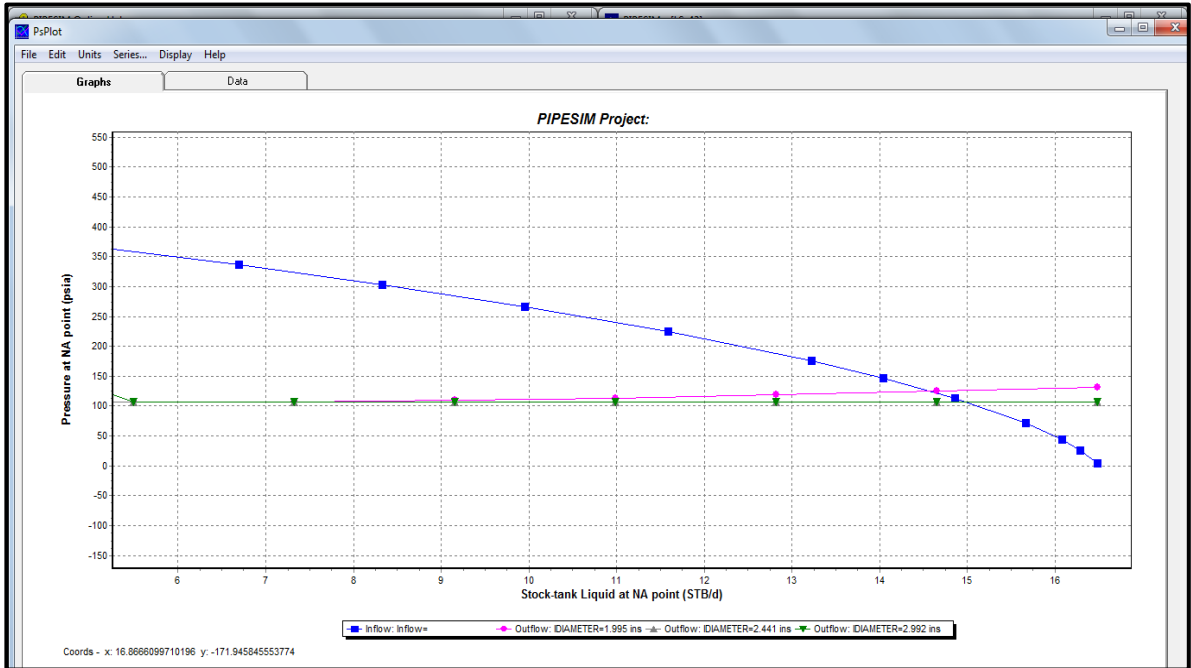
**Fuente: PIPESIM**

**Tabla 29.** Resultados análisis nodal variando el diferencial de presión Bombeo mecánico LS-43. [Nodo Fondo].

Diferencial de presión (Psi)	STB/DIA
0	13.6
50	15
100	15.8
500	16.4

- Análisis nodal variando el diámetro de la tubería de producción de 2 7/8 a 2 3/8 y 3 1/2. [Nodo Fondo]. Ver Figura 58.

**Figura 58.** Análisis nodal variando el diámetro de la tubería de producción bombeo mecánico LS-43. [Nodo Fondo].



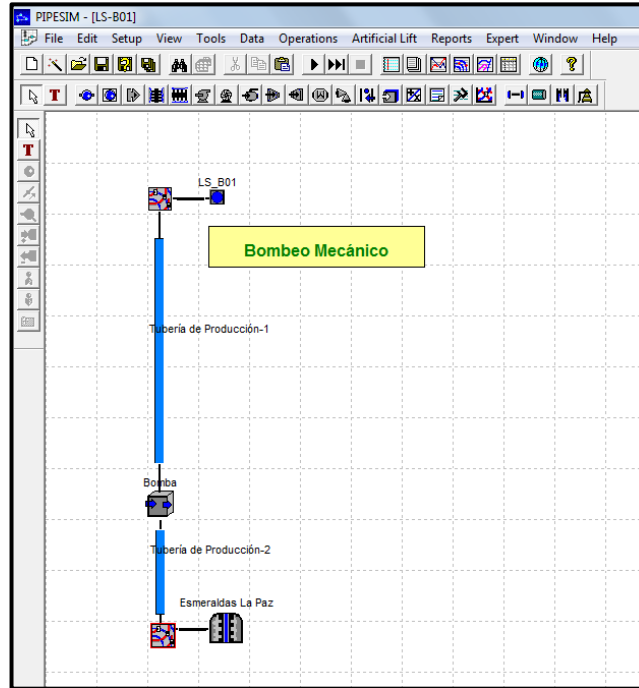
**Fuente: PIPESIM**

**Tabla 30.** Resultado análisis nodal variando el diámetro de la tubería de producción bombeo mecánico LS-43. [Nodo Fondo].

Diámetro tubería de producción (pulg)	STB/DIA
2 3/8	14.5
2 7/8	15
3 1/2	15

**4.3.2 Análisis LS-B01 – Bombeo Mecánico** El esquema realizado se aprecia en la siguiente figura: Ver Figura 59.

**Figura 59.** Esquema condiciones establecidas para Bombeo mecánico LS-B01.



**Fuente: PIPESIM**

El ajuste del pozo se realizó en base a la prueba de producción del 28 de mayo de 2011. La data es la siguiente: Ver Tabla 31.

**Tabla 31.** Data de producción para ajuste montaje Bombeo Mecánico LS-B01.

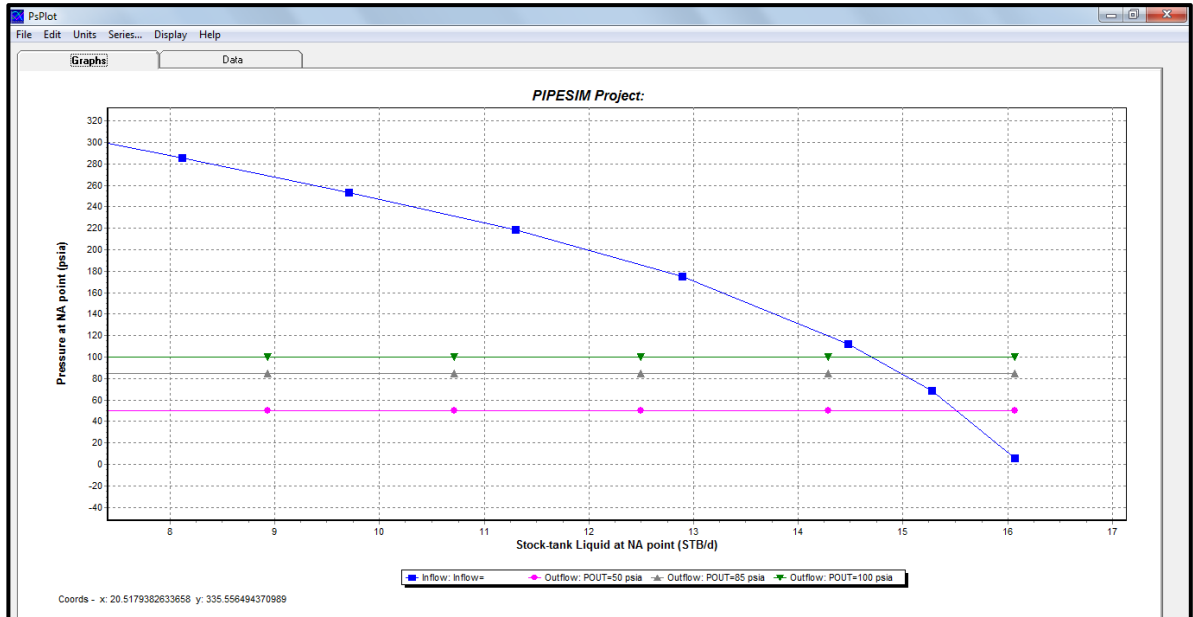
<b>Data Fluido</b>	
%W cut	13.4
GOR	8699 scf/stb
GE-gas	0.65
GE-agua	1.05
API	31.8°
<b>Data Ajuste</b>	
THP	85 psi
Q total	15 bbls/d

<b>Yacimiento</b>	
P ws	530 psi
T yto	140°F
<b>Perfil Temperatura</b>	
WHT	100°F
T ambiente	88°F

Se realizaron los siguientes análisis nodales:

- Análisis nodal variando la presión en cabeza, THP de 85 psi a 50 psi y 100 psi, [Nodo Cabeza]. Ver Figura 60.

**Figura 60.** Análisis nodal variando la presión en cabeza Bombeo mecánico LS-B01. [Nodo Cabeza].



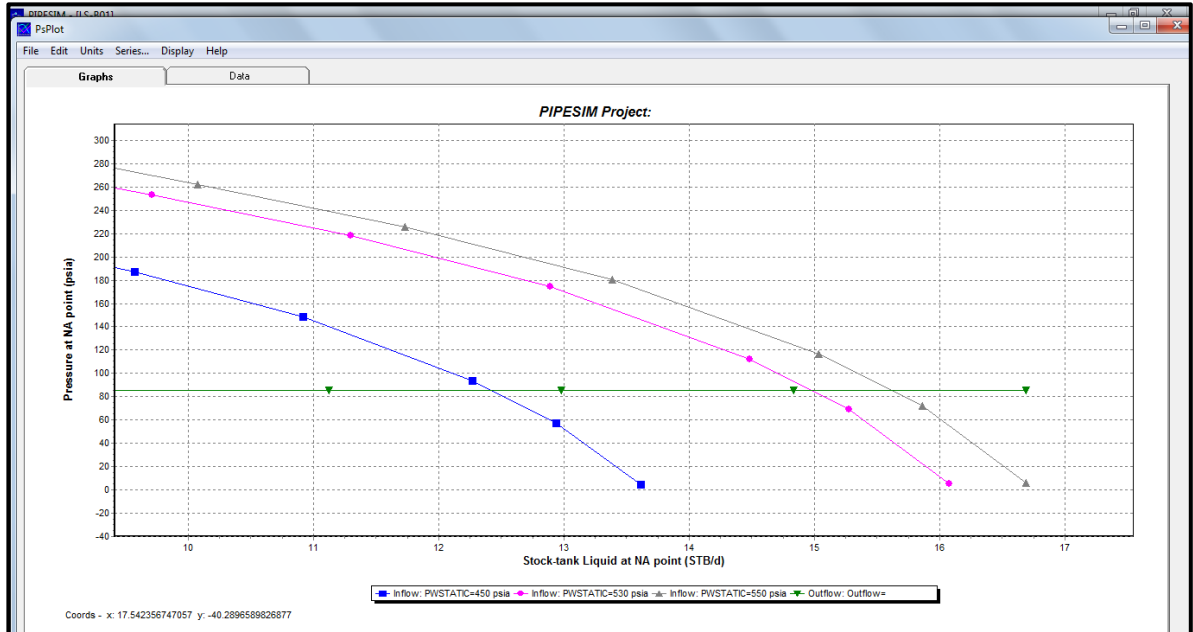
**Fuente: PIPESIM**

**Tabla 32.** Resultados Análisis nodal variando la presión en cabeza Bombeo mecánico LS-B01. [Nodo Cabeza].

THP (Psi)	STB/DIA
50	15.5
85	15
100	14.7

- Análisis nodal variando la presión estática de 530 psi a 450 psi y 550 psi. [Nodo Cabeza]. Ver Figura 61.

**Figura 61.** Análisis nodal variando la presión estática Bombeo mecánico LS-B01.  
[Nodo Cabeza]



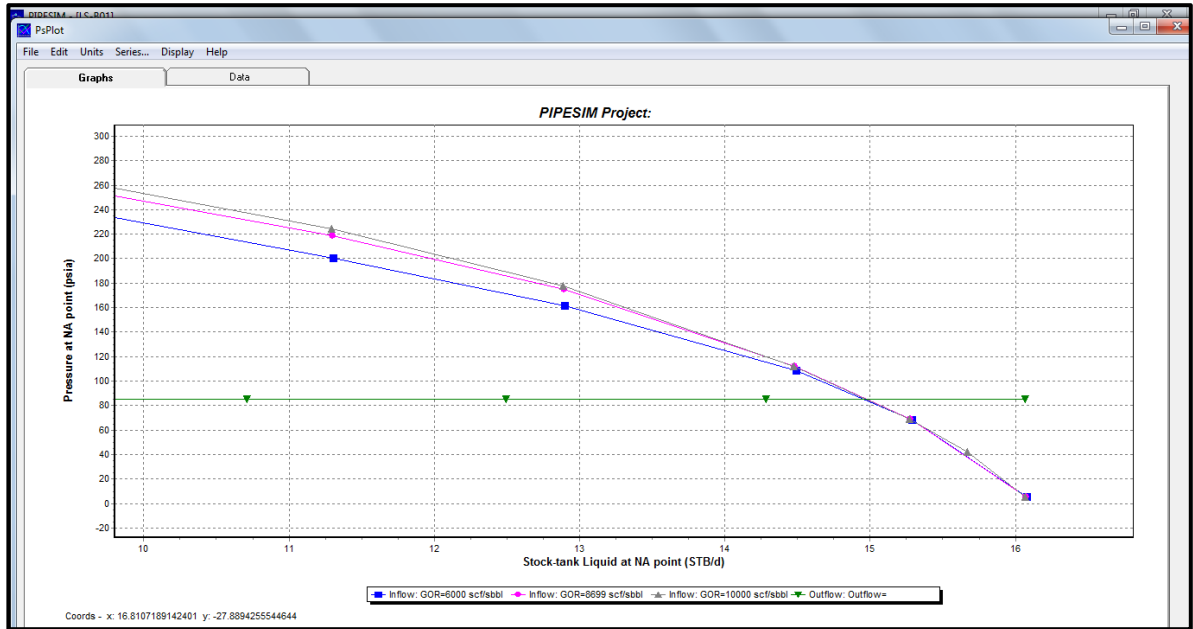
**Fuente: PIPESIM**

**Tabla 33.** Resultado análisis nodal variando la presión estática Bombeo mecánico LS-B01. [Nodo Cabeza]

Pws (Psi)	STB/DIA
450	12.4
530	15
550	15.6

- Análisis nodal variando el GOR de 8699 scf/stb a 6000 scf/stb y 10000 scf/stb. [Nodo Cabeza]. Ver Figura 62.

**Figura 62.** Análisis nodal variando el GOR Bombeo mecanico LS-B01. [Nodo Cabeza].



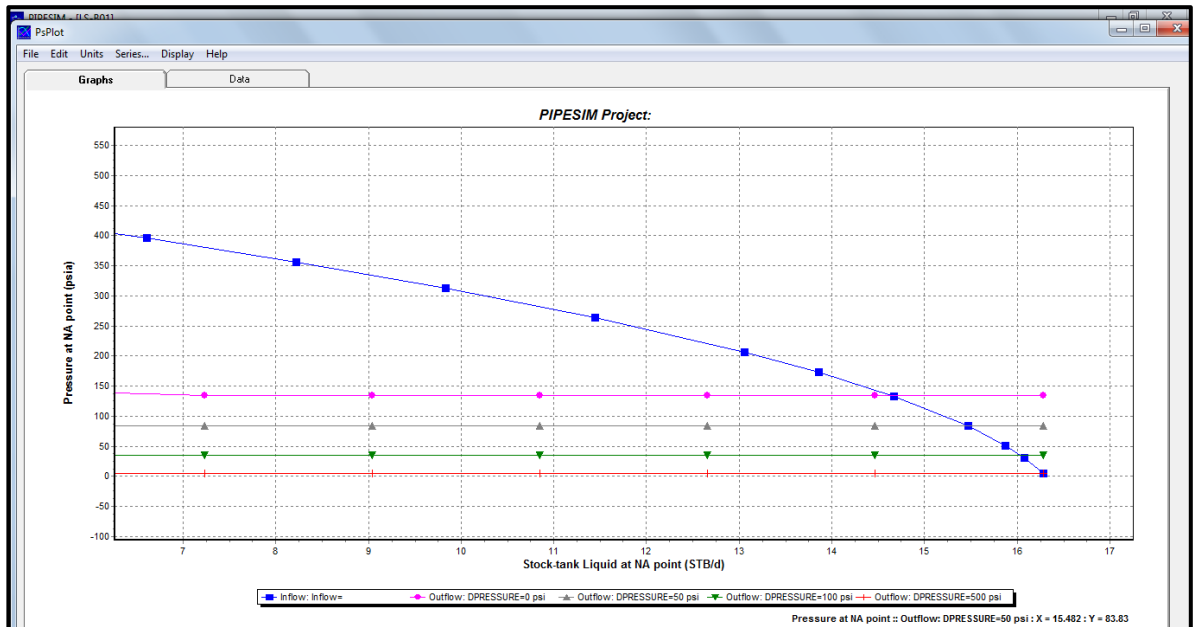
**Fuente: PIPESIM**

**Tabla 34.** Resultado análisis nodal variando el GOR Bombeo mecanico LS-B01. [Nodo Cabeza].

GOR	STB/DIA
6000	14.9
8699	14.9
10000	14.9

- Análisis nodal variando el diferencial de presión de 50 psi a 100 psi, 500 psi y sin sistema de levantamiento. [Nodo Fondo]. Ver Figura 63.

**Figura 63.** Análisis nodal variando el diferencial de presión Bombeo mecánico LS-B01. [Nodo Fondo].



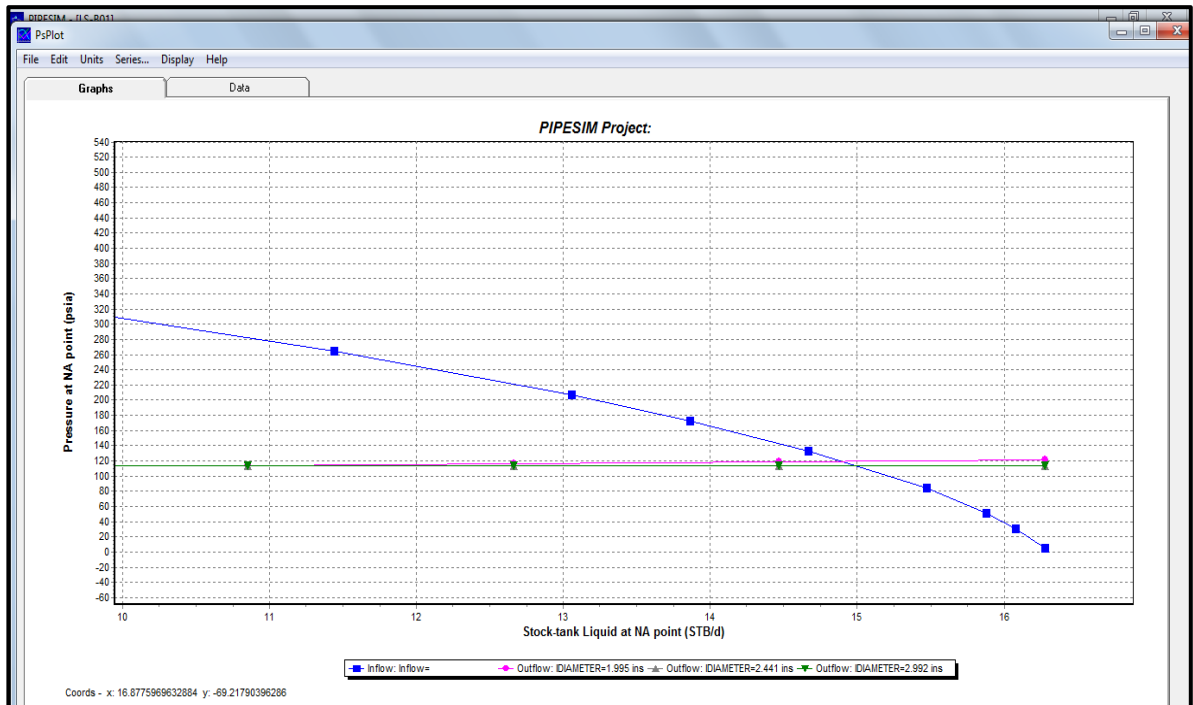
**Fuente: PIPESIM**

**Tabla 35.** Resultado análisis nodal variando el diferencial de presión Bombeo mecánico LS-B01. [Nodo Fondo].

Diferencial de presión (Psi)	STB/DIA
0	14.6
50	15.5
100	16
500	16.2

- Análisis nodal variando el diámetro de la tubería de producción de 2 7/8 a 2 3/8 y 3 1/2. [Nodo Fondo]. Ver Figura 64.

**Figura 64.** Análisis nodal variando el diámetro de la tubería de producción bombeo mecánico LS-B01. [Nodo Fondo].



**Fuente: PIPESIM**

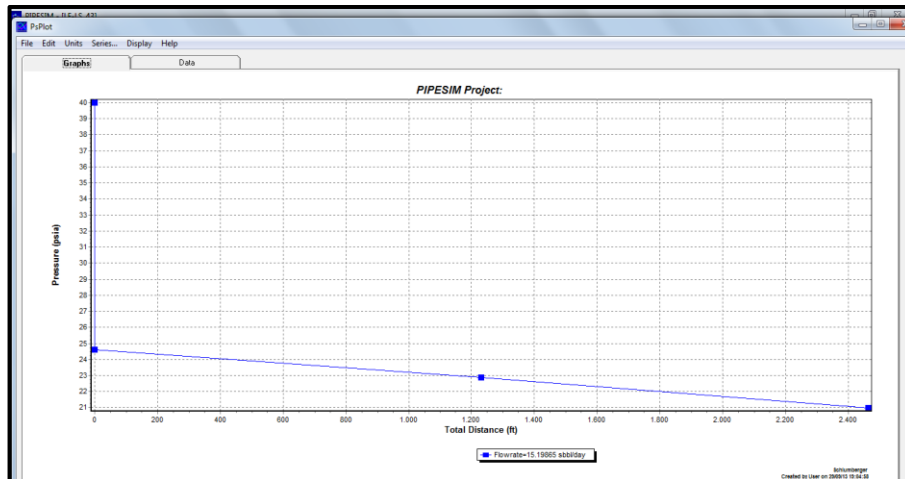
**Tabla 36.** Resultado análisis nodal variando el diámetro de la tubería de producción bombeo mecánico LS-B01. [Nodo Fondo].

Diámetro tubería de producción (pulg)	STB/DIA
2 3/8	14.9
2 7/8	15
3 1/2	15

## 4.4 ANÁLISIS NODAL – LÍNEAS DE SUPERFICIE

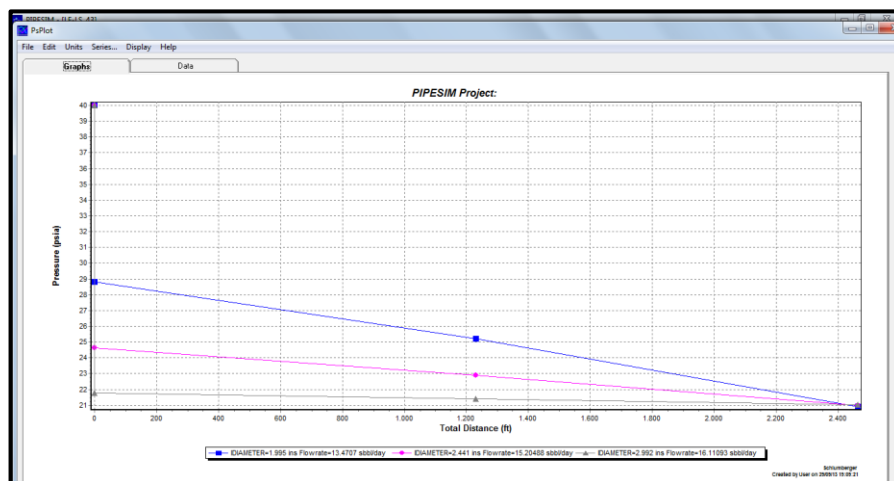
### 4.4.1 Bombeo Mecánico – LS-43.

**Figura 65.** Perfil de Presión vs Distancia total de la Línea de Flujo Bombeo mecánico LS-43.



Fuente: PIPESIM

**Figura 66.** Perfil de Presión vs Distancia total de la Línea de Flujo bombeo mecánico LS-43 variando el diámetro de la tubería de producción de 2 7/8" a 2 3/8" y 3 1/2".



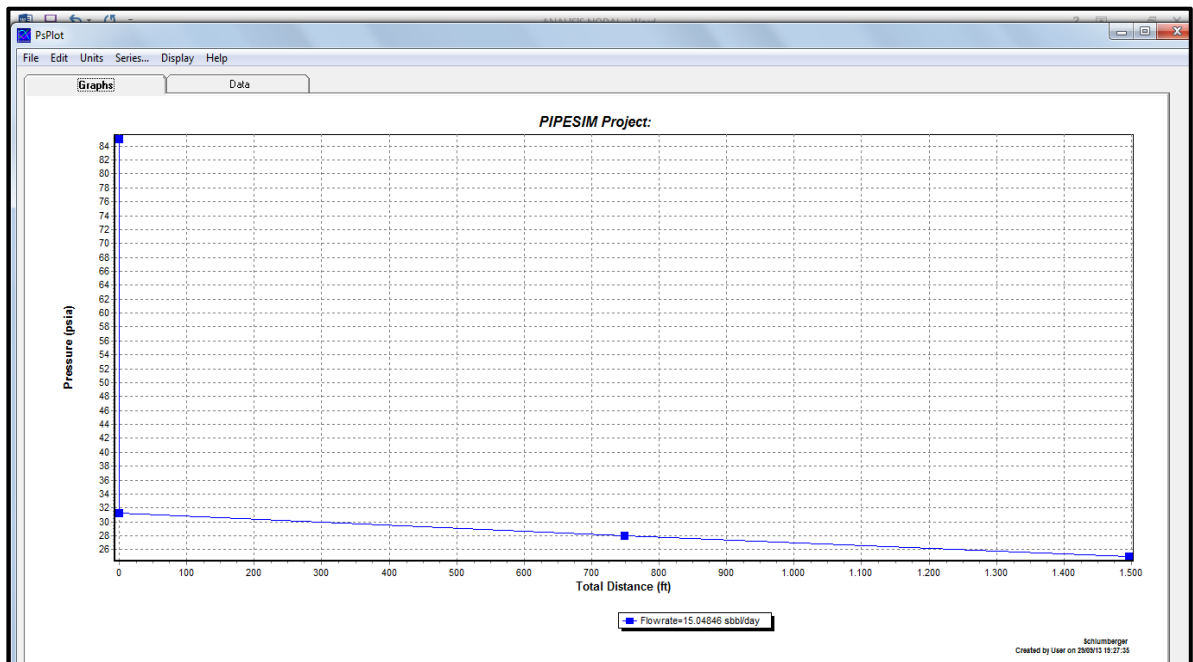
Fuente: PIPESIM

**Tabla 37.** Resultados Perfil de Presión vs Distancia total de la Línea de Flujo bombeo mecánico LS-43 variando el diámetro de la tubería de producción de 2 7/8" a 2 3/8" y 3 1/2".

Línea de flujo (pulg)	STB/DIA
2 3/8	13.4
2 7/8	15.2
3 1/2	16.11

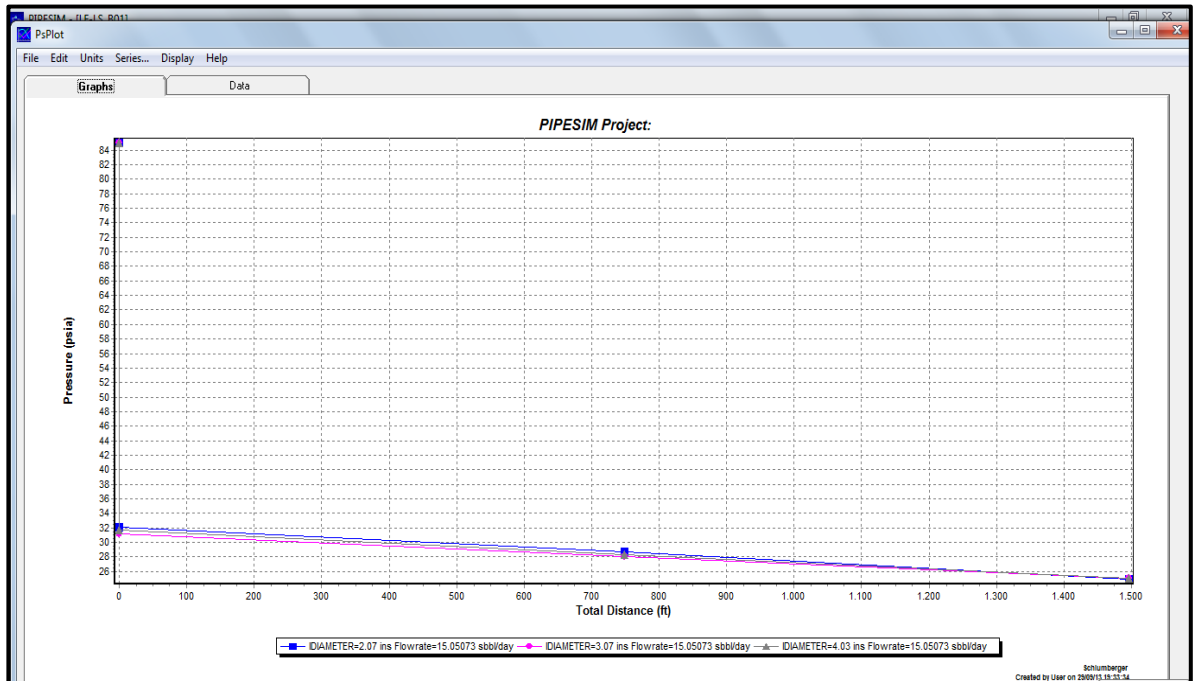
#### 4.4.2 Bombeo Mecánico – LS-B01

**Figura 67.** Perfil de Presión vs Distancia total de la Línea de Flujo bombeo mecánico LS-B01.



Fuente: PIPESIM

**Figura 68.** Perfil de Presión vs Distancia total de la Línea de Flujo bombeo mecánico LS-B01 variando el diámetro de la tubería de producción de 3” a 2” y 4”.



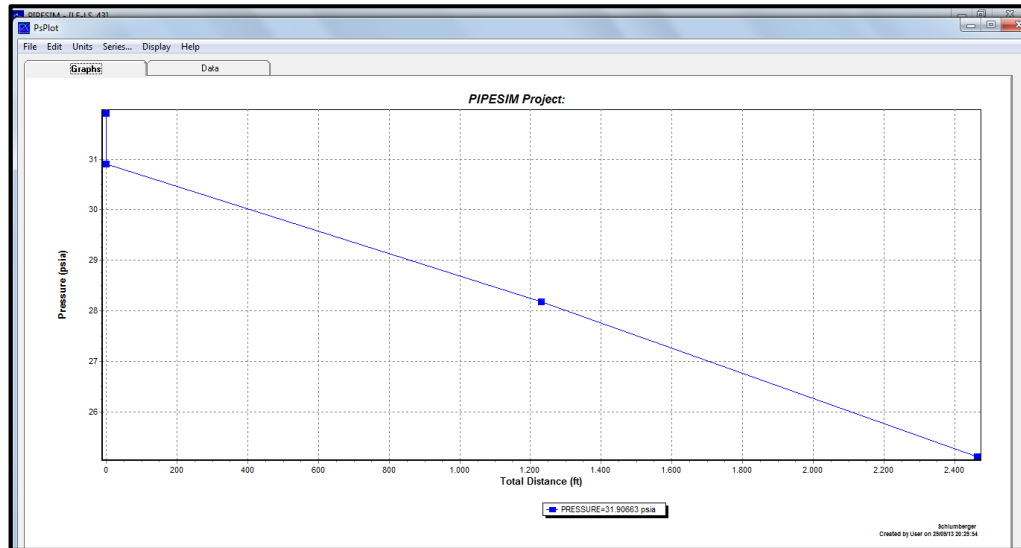
**Fuente: PIPESIM**

**Tabla 38.** Resultado perfil de Presión vs Distancia total de la Línea de Flujo bombeo mecánico LS-B01 variando el diámetro de la tubería de producción de 3” a 2” y 4”.

Línea de flujo (pulg)	STB/DIA
2	15
3	15
4	15

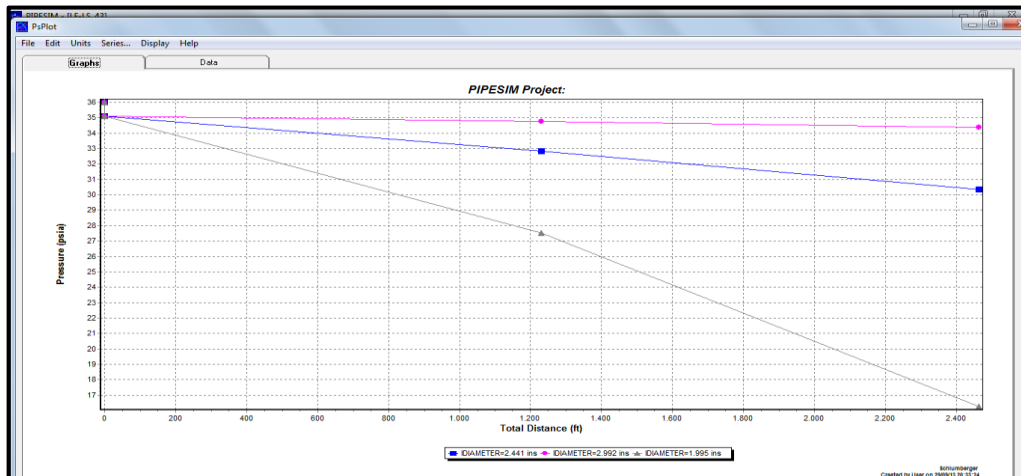
#### 4.4.3 Plunger Lift – LS-43.

Figura 69. Perfil de Presión vs Distancia total de la Línea de Flujo Plunger lift LS-43.



Fuente: PIPESIM

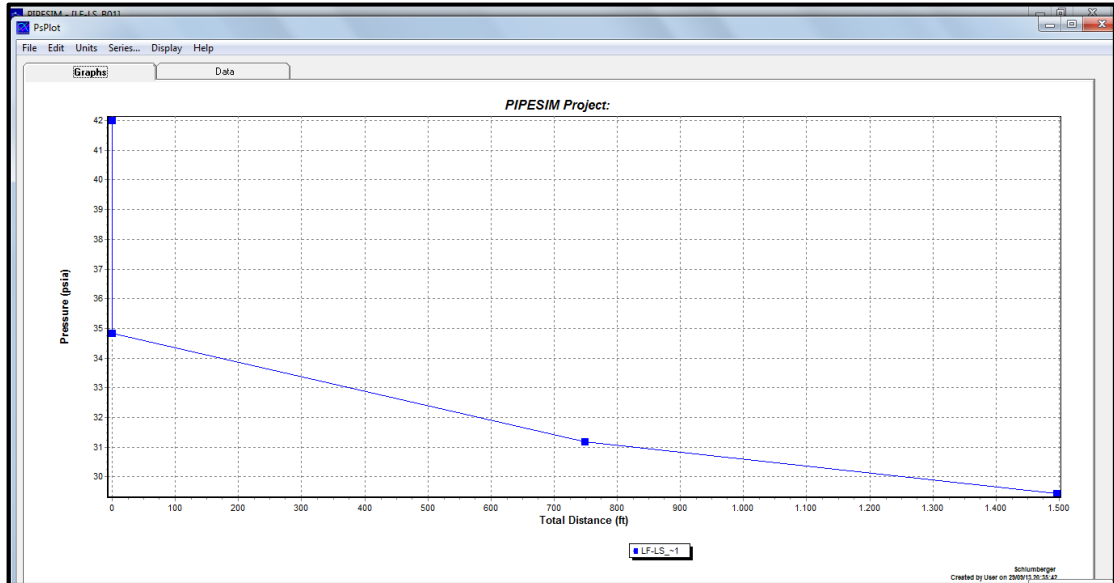
Figura 70. Perfil de Presión vs Distancia total de la Línea de Flujo Plunger lift LS-43 variando el diámetro de la tubería de producción de 2 7/8” a 2 3/8” y 3 1/2”.



Fuente: PIPESIM

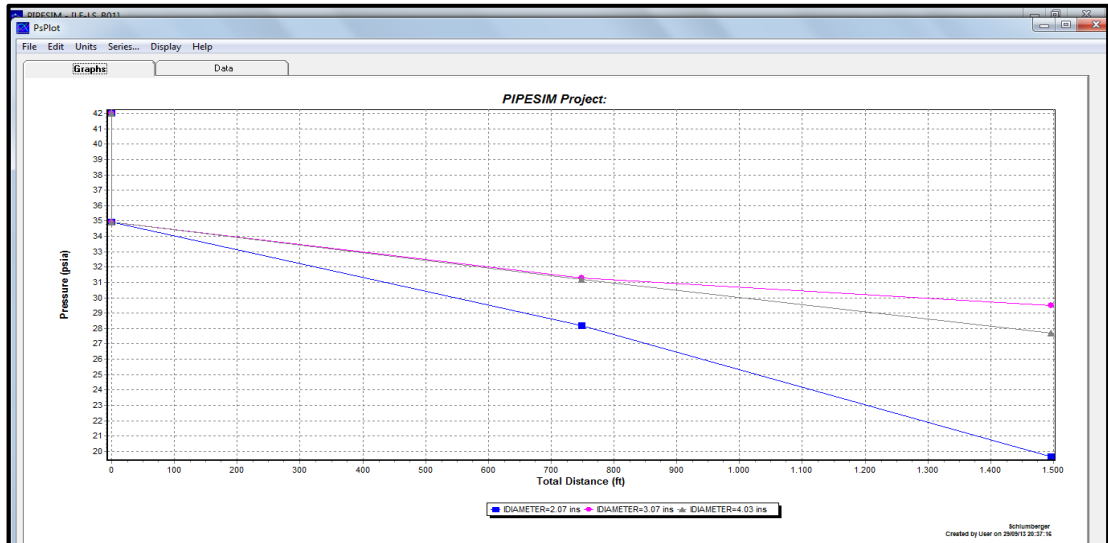
#### 4.4.4 Plunger Lift – LS-B01

Figura 71. Perfil de Presión vs Distancia total de la Línea de Flujo plunger lift LS-B01.



Fuente: PIPESIM

Figura 72. Perfil de Presión vs Distancia total de la Línea de Flujo Plunger lift LS-B01 variando el diámetro de la tubería de producción de 3" a 2" y 4".



Fuente: PIPESIM

## **5. MODELAMIENTO MATEMÁTICO Y PARÁMETROS BÁSICOS PARA APLICAR EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT.**

Previo a la instalación del sistema en el pozo es necesario realizar un conjunto de cálculos y determinar una serie de condiciones como presiones mínima, máxima y promedio del revestimiento, relación gas aceite mínima, cantidad de gas necesaria por ciclo (viaje) del plunger, número máximo de ciclos, entre otras. Las cuales se encuentran explicadas en esta sección.

Los modelos matemáticos aplicados al sistema plunger lift están basados en la sumatoria de fuerzas que actúan en el plunger mientras este levanta los baches de líquido en la tubería de producción (Figura 73). Estas fuerzas en cualquier punto de la tubería de producción son<sup>31</sup>.

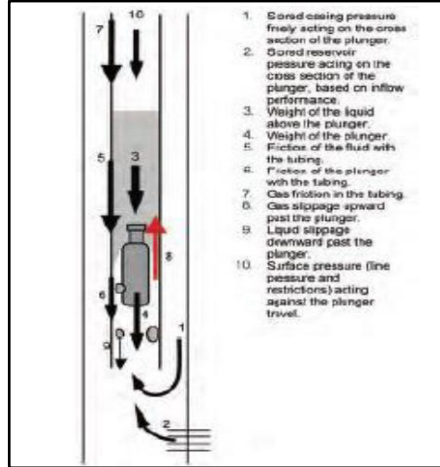
1. Presión acumulada libremente, actuando en la sección transversal del plunger.
2. Presión del yacimiento acumulada, actuando en la sección transversal del plunger, basados en el IPR.
3. El peso del fluido.
4. El peso del plunger.
5. La fricción del fluido con la tubería de producción.
6. La fricción del plunger con la tubería de producción.
7. Fricción del gas con la tubería de producción.
8. Deslizamiento del gas por encima del plunger.
9. Deslizamiento de líquidos por debajo del plunger.

---

<sup>31</sup>BROWN, Kermit E. The technology of artificial lift methods, Vol. 4. Tulsa, Oklahoma. Editorial Penn well Publishing Company. 1980. p. 853.

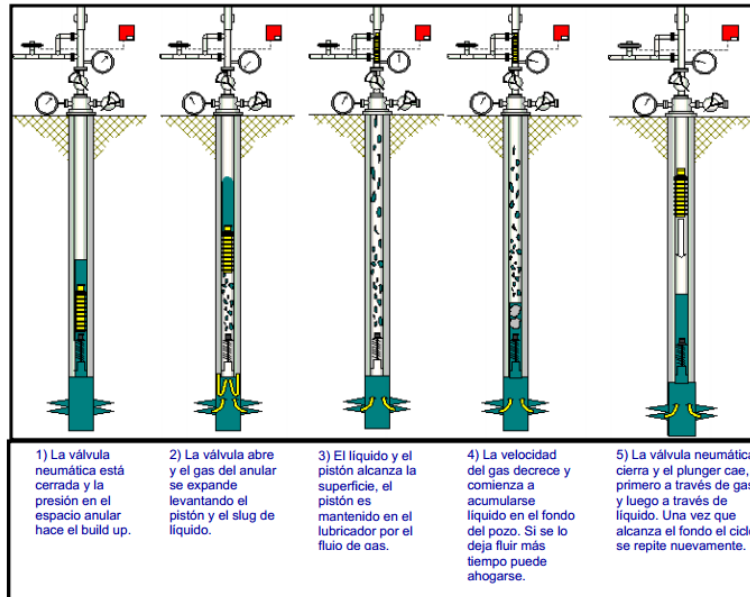
10. Presión en superficie actuando sobre el viaje del plunger.

**Figura 73.** Balance de fuerzas sobre el pistón.



**Fuente:** LISTIAK, Scott y PHILLIPS, Daniel. Petroleum Engineering Handbook. Vol. IV. Texas; Richardson. Editado por Joe Dunn Clegg – Society of Petroleum Engineers, 2007. p.853.

**Figura 74.** Funcionamiento Plunger Lift



Fuente: [http://www.oilproduction.net/files/ll\\_plunger\\_lifts\(sp\).pdf](http://www.oilproduction.net/files/ll_plunger_lifts(sp).pdf)

Los modelos presentados más comúnmente aceptados en diversas publicaciones son los modelos de Foss y Gaul, que presentaron una ecuación basados en un balance de fuerzas que fue probada en pozos del Campo Ventura en 1965, y Lea, presento un análisis dinámico del plunger lift, en su modelo que agrego deslizamiento de gas e influjo del yacimiento, matemáticamente describe el ciclo entero para pozos en arenas apretadas con relaciones gas líquido muy altas.

La metodología de Foss y Gaul fue calcular la presión requerida para mover el plunger y el bache de líquido justo antes de que alcancen la superficie. Debido a que es al final del ciclo, donde la energía de la expansión del gas desde el casing hacia la tubería de producción está en su punto mínimo. Ajustando desde el casing hacia la tubería de producción durante el ciclo entero el sistema produce la presión requerida para iniciar el plunger al comienzo del ciclo. La presión deberá incrementar para operar exitosamente.

La presión promedio de casing, ciclos máximos, y el gas requerido por ciclo pueden ser calculados a partir de y las ecuaciones que a continuación se presentan son esencialmente presentadas por Foss y Gaul pero están resumidas como las presentaron Mower et all. El modelo de Foss y Gaul no es riguroso, asume una fricción constante asociada a la velocidad del plunger de 1000 pies/min; no calcula aporte por parte del yacimiento, asume un valor de deslizamiento del gas, un anular abierto y sin restricciones, asume que el lector puede determinar la producción de gas y las tasa de los líquidos producidos independientemente del modelo. El resultado de estos supuestos resulta en sobrepredicción de la presión requerida en el revestimiento. Sin un pozo cumple con los criterios de Foss y Gaul es casi sin duda un candidato para el sistema de levantamiento plunger lift<sup>32</sup>

---

<sup>32</sup>LISTIAK, Scott y PHILLIPS, Daniel. Op. Cit., p.853.

i. **CÁLCULOS DE DISEÑO PARA PLUNGER LIFT.** Muchas instalaciones de este tipo de levantamiento han comenzado con la instalación de los equipos de Plunger Lift y la programación del controlador en modo prueba y error, es requerido un tiempo considerable para esta operación, además se recomienda que el operador tenga experiencia en el manejo del equipo. Por otro lado el funcionamiento del ciclo puede basarse en cálculos de ingeniería, este enfoque le dará al diseñador una buena estimación de lo que se espera de la instalación y una mejor comprensión de la operación para que más adelante pueda analizar y hacer ajustes correspondientes para optimizar el proceso.

Los primeros métodos de diseño incluyen los procedimientos de Beeson, Knox, Stoddard<sup>33</sup> y Foss y Gaul<sup>34</sup>. El método de Foss y Gaul es el más fácil de discutir, su enfoque es asumir el tamaño de la carga líquida y la presión máxima del revestimiento que se requiere para levantar una carga líquida a una velocidad determinada hacia superficie, después determinar las presiones de ciclo apropiadas, el gas requerido por ciclo es calculado usando el volumen conocido de la tubería y las presiones calculadas anteriormente. Posteriormente Hacksma<sup>35</sup> sugirió el uso de las curvas de operación para el análisis y optimización del ciclo.

Para considerar un pozo como candidato, lo primero a identificar es si el GLR es suficiente para cumplir con los requisitos mínimos, este depende solo del tamaño de la tubería y la presión de la línea de flujo y esta es la cantidad de gas que entra al pozo y es capaz de levantar la carga líquida a superficie, si dicha cantidad de gas no está disponible entonces la implementación del Plunger Lift es imposible.

---

<sup>33</sup> BEESON, C.M.; KNOX, D.G.; and STODDARD, J.H.: "Plunger Lift Correlation Equations and Nomographs," Paper 501-G, New Orleans. 1995.

<sup>34</sup> FOSS, D.L. and GAUL, R.B.: "Plunger Lift Performance Criteria with Operating Experience Ventura Avenue Field," Drilling and Production Practice, 1965.

<sup>35</sup> HACKSMA, J.D., "User's Guide to Predicting Plunger Lift Performance," Texas, 1972

Este GLR mínimo se reduce a medida que disminuye la presión en la línea de flujo y/o aumenta el tamaño de la tubería. Ver

Fórmula para determinar el GLR mínimo es:

### **Ecuación 36. Ecuación para GLR mínimo**

$$GLR_{min} = \frac{MCF/ciclo @ 2 \text{ bbl/ciclo} - MCF/ciclo @ 1 \text{ bbl/ciclo}}{2 \text{ bbl/ciclo} - 1 \text{ bbl/ciclo}}$$

Fuente: Petroleum Production Engineering,  
Elsevier Science & Technology Books. 2007

Cuando se determina que el pozo evaluado tiene una GLR mayor que la GLR mínima requerida, se puede determinar un GLR óptimo si se tienen disponibles los datos del índice de productividad del pozo. Este es importante para determinar el método de producción del pozo, si el gas debe ser inyectado o removido del espacio anular entre la tubería y el revestimiento durante las operaciones y esto depende también de las características mecánicas de los equipos del Plunger Lift y del índice de productividad del pozo. El GLR óptimo permite colocar al pozo a una tasa máxima de producción. La tendencia de la producción mediante Plunger Lift es opuesta a la del pozo. Pues se requiere un aumento de la presión en el revestimiento para así incrementar la producción, mientras que el pozo requiere una disminución de la presión en el revestimiento para aumentar la producción. Para alcanzar la mayor producción es necesario programar los ciclos del plunger a la máxima frecuencia posible, pero se debe tener cuidado de no alcanzar la presión para matar el pozo.

Se hace extremadamente difícil llegar a producir al GLR óptimo ya sea agregando o quitando gas en el espacio anular, debido a las imprecisiones en la medida de la producción de gas y líquido, ya que la presión promedio del revestimiento se

encuentra en correlación directa con el GLR del pozo, es posible utilizar esta presión promedio para hacer una determinación del funcionamiento óptimo alcanzado y también para determinar el GLR óptimo.

Ambos investigadores se ocuparon principalmente de pozos productores de petróleo. Foss y Gaul asumen expansión isotérmica en el levantamiento del gas en el espacio anular entre el revestimiento y la tubería y una velocidad del plunger de 1000 pie/min para calcular la presión mínima del revestimiento ( $P_{c-min}$ ). Ver Ecuación 37; Para el desarrollo de este estudio se debió suponer la cantidad de fluido que se quería desplazar por ciclo y las velocidades que tendría el pistón en los distintos fluidos y etapas del proceso. Para seleccionar el rango en el que se utilizaron estas variables, se tomó nota de las recomendaciones y datos encontrados en la distinta bibliografía. De esta manera para el volumen a desplazar por ciclo de operación se varió entre 0,25 y 2 bbl/ciclo, y para las velocidades del pistón se usaron de la siguiente manera: pistón ascendiendo 1000 ft/min, pistón descendiendo en gas valores entre 1000 ft/min y si el pistón está descendiendo entre líquidos valores entre 172 ft/min. Esto con el fin de observar y determinar el efecto de cada una de estas variables en los resultados obtenidos. Con los datos de entrada, las variables como volumen a desplazar por ciclo, se calcularon las siguientes variables:

- Presión de Casing mínima. (psig)
- Presión de Casing Máxima. (psig)
- Presión de Casing promedio. (psig)
- Relación entre el área transversal del anular y el tubing
- Volumen de gas requerido por ciclo. (Mscf)
- Cantidad de ciclos máxima por día.

La presión base,  $P_{c-min}$ , es calculada cuando la carga líquida y el plunger llegan a superficie, donde:

### Ecuación 37. Ecuación presión mínima del revestimiento

$$P_{cmin} = [P_p + 14,7 + P_t + (P_{lh} + P_{lf}) * V_{slug}] * (1 + D/K)$$

Fuente: Petroleum Production Engineering, Elsevier Science & Technology Books. 2007

Dónde

$P_{cmin}$ : Presión mínima del revestimiento, psia.

$P_p$ :  $W_p$  (Weight plunger)/ $A_t$ , psia.

$A_t$ : Area interna de la tubería, pulg<sup>2</sup>.

$P_{lh}$ : Gradiente hidrostático, psi/bbl de carga líquida.

$P_{lf}$ : Gradiente de flujo líquido, psi/bbl de carga líquida.

$P_t$ : Presión en cabeza de tubería, psi/bbl de carga líquida.

$V_{slug}$ : Volumen de carga líquida, bbl.

$D$ : Profundidad de plunger, pie

$K$ : Longitud para flujo de gas por tubería, pie

Foss y Gaul sugieren una aproximación donde  $K$  y  $(P_{lh} + P_{lf})$  son constantes para una tubería dada y una velocidad de plunger de 1000 pie/min<sup>36</sup>, ver

**Tabla 39. Constantes de K y (Plh + Plf) sugeridas por Foss y Gaul**

Tamaño tubería (pulg)	K (pie)	Plh + Plf (psi/bbl)
2 3/8	33500	165
2 7/8	45000	102
3½	57600	63

Fuente: Petroleum Production Engineering, Elsevier Science & Technology Books. 2007

<sup>36</sup>Petroleum Production Engineering, Elsevier Science & Technology Books. 2007

Para calcular la presión máxima del revestimiento es necesario conocer la presión mínima de revestimiento, el área anular revestimiento-tubería y el área interna de la tubería. Ver Ecuación 38.

Para una exitosa operación del plunger, la presión máxima del revestimiento debe tomarse de la siguiente ecuación:

### **Ecuación 38. Ecuación presión máxima del revestimiento**

$$P_{cmax} = P_{cmin} [(Aa + At)/Aa]$$

Fuente: Petroleum Production Engineering,  
Elsevier Science & Technology Books. 2007

Dónde

$P_{cmin}$ : Presión mínima del revestimiento, psia

$Aa$ : Área del espacio anular entre el revestimiento y la tubería, pulg<sup>2</sup>

$At$ : Área interna de la tubería, pulg<sup>2</sup>

Luego se pasa a determinar la presión promedio del revestimiento con la Ecuación 39. La presión promedio del revestimiento se expresa como:

### **Ecuación 39. Ecuación presión promedio**

$$P_{cavg} = P_{cmin} [1 + (At/2Aa)]$$

Fuente: Petroleum Production Engineering,  
Elsevier Science & Technology Books. 2007

Para calcular el gas requerido por ciclo se usa la Ecuación 40.

#### **Ecuación 40. Ecuación gas requerido por ciclo**

$$Vg = [37,14 * Fgs * Pcavg * Vt/Z * (Tavg + 460)]$$

Fuente: Petroleum Production Engineering,  
Elsevier Science & Technology Books. 2007

Dónde

- Vg: Gas requerido por ciclo, Mscf.  
Fgs:  $1 + 0,02 (D/1000)$ , factor de deslizamiento Foss y Gaul modificado.  
Pcavg: Presión promedio del revestimiento,  $(Pcmin + Pcmax)/2$ , psi.  
Vt:  $At (D + Vslug L)$ , volumen de gas en la tubería, Mscf.  
L: Capacidad interna de la tubería, pie/bbl.  
Z: Factor de compresibilidad del gas promedio a condiciones de tubería.  
Tavg: Temperatura promedio en tubería, °F.

Con los datos anteriores se pasa a calcular el número máximo de ciclos con la Ecuación 41.

#### **Ecuación 41. Ecuación número máximo de ciclos**

$$Ncmax = 1440 / [(D/Vr) + (D - Vslug L/Vfg) + (Vslug L/Vfl)]$$

Fuente: Petroleum Production Engineering,  
Elsevier Science & Technology Books. 2007

Dónde

- Ncmax: Número máximo de ciclos por día.  
Vfg: Caída del plunger en gas, pie/min.  
Vfl: Caída del plunger en líquido, pie/min.  
Vr: Aumento de la velocidad del plunger, pie/min.

La tasa máxima de producción de líquido es expresada en la Ecuación 42.

**Ecuación 42. Ecuación tasa máxima de producción de líquido**

$$QL_{max} = N_{cmax} * V_{slug}$$

Fuente: Petroleum Production Engineering,  
Elsevier Science & Technology Books. 2007

Y el GLR requerido se calcula con la Ecuación 43

**Ecuación 43. Ecuación GLR requerido**

$$GLR_{min} = V_g / V_{slug}$$

Fuente: Petroleum Production Engineering,  
Elsevier Science & Technology Books. 2007

## **5.1 APLICACIÓN AL CAMPO LA SALINA.**

El desarrollo del proyecto en el Campo La Salina está basado de la siguiente manera; en primer lugar se revisó, recolectó y analizó la información disponible en el Campo La Salina buscando y documentando de cada pozo la información de interés (estados mecánicos, producción de líquidos, producción de gas, estableciendo GLR, presiones de revestimiento, presión en la tubería, presión en la línea, entre otros). Permitiendo un proceso de verificación de que los pozos seleccionados reúnen las condiciones mecánicas y de producción necesarias para establecer que es un posible candidato a la aplicación del sistema plunger lift.

La información precedente del Campo La Salina no es muy amplia. En este proyecto se tomaron los datos de dos fuentes primarias las cuales fueron: los archivos históricos de cada pozo, y los sonologs que se tienen de los pozos candidatos.

Esto permitió recolectar la información necesaria para realizar los cálculos de los parámetros de diseño.

Finalmente, teniendo los dos pozos instalados por Petrosantander, se calcularon unas variables de las condiciones de predicción estimadas y posterior a esto se hizo un análisis financiero que indica el valor de la inversión.

### **5.1.1 Características generales en pozos para la implementación de PlungerLift.**

Plunger lift<sup>37</sup> es el método preferido para la eliminación de líquidos en pozos de gas con bajas tasas de producción, cuando la tasa de producción está en la región de acumulación de líquidos en la curva de rendimiento de la tubería, el pozo empieza a producir largas cargas de fluidos lo que hace necesario producir de manera intermitente para poder remover las acumulaciones de líquidos en la tubería. Estas condiciones indican que el pozo es candidato para la instalación del Plunger Lift.

Este método es adecuado para la producción de líquidos en pozos con un amplio rango de condiciones, particularmente es ideal para pozos con alta relación gas-aceite, al presentar un GLR alto permite producir líquidos a presiones bajas de operación. El tamaño de la tubería también afecta la presión de operación para un tamaño de carga líquida conocido.

---

<sup>37</sup> LYONS, William C. Petroleum Production Engineering, Elsevier Science & Technology Books. 2007. p 215.

El GLR mínimo de operación es la cantidad mínima efectiva de gas en volumen de tubería a la presión máxima de ciclo en pies cúbicos estándar dividido por la carga líquida capturada en barriles a la temperatura del pozo promedio en la que el ciclo del Plunger Lift está trabajando. La relación gas-líquido mínima para este sistema de levantamiento puede ser calculada utilizando la relación presión/volumen del gas. Un aumento en el tamaño de la carga líquida requiere un aumento en la presión de operación. Si la formación es de baja permeabilidad y el aumento de la presión en el revestimiento es constante durante todo el periodo de cierre, el Plunger Lift es probablemente el mejor método para eliminar las pequeñas cantidades de líquidos de producción.

Otra aplicación de Plunger Lift es en un pozo el cual ha sido estimulado con la inyección de fluidos y requiere un poco de descarga antes de ser capaz de producir por flujo natural, preparar el pozo con Plunger Lift con antelación permitirá el funcionamiento del plunger durante el periodo de limpieza hasta que se alcance la relación gas-líquido necesaria y así el plunger puede ser capturado y la producción queda en flujo natural.

La tabla a continuación (Tabla 40) muestra los parámetros cualitativos y cuantitativos, que debe cumplir un pozo para ser seleccionado como candidato para implementar plunger lift. Las variables mostradas en la Tabla 40 fueron seleccionadas por ser factores de gran influencia en la implementación de cualquier sistema de levantamiento.

A continuación se definen y justifican estas características para implementar el sistema de levantamiento plunger lift.

**Relación gas-líquido (RGL):** Es la relación entre la cantidad de gas obtenido en superficie y la cantidad de aceite y agua producidos. Se debe medir a condiciones estándar. Las unidades utilizadas son pies cúbicos de gas por cada barril de

petróleo producido (SCF/STB). Esta relación es de vital importancia en el sistema plunger lift por que nos da un indicativo de la cantidad de gas que se puede llegar a producir y cualitativamente decir si es suficiente para generar un ciclo del sistema.

**Tasa de producción.** La cantidad de aceite producida en un día. Es importante porque limita el rango de aplicación del sistema plunger lift y este funciona bien para producciones de aceite bajas. En el Campo Colorado todos los pozos activos tienen tasa bajas de producción.

**Profundidad del Pozo.** Es importante en el sistema porque incluye de forma importante la duración de cada ciclo, y en alguna medida la capacidad de almacenamiento de gas en el anular. Pozos muy profundos ciclos muy largos y requerimientos de presión mayores, sin embargo pozos poco profundos, no tienen buena capacidad de almacenamiento.

**Tabla 40. Rangos de aplicación.**

Variables	RANGOS				
	No aplica	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
RGL (SCF/Bbl)			400	> 400	>> 400
Tasa de Producción, BOPD	< 1	1 a 10	10 a 100	101 a 300	301 a 400
Profundidad del pozo, ft	> 150000	10000 a 15000	1000 a 4500	4500 a 8000	8000 a 10000
Diámetro del Casing ID	2 3/8	4 ½	5 ½	7	> 7
Grado de inclinación.	> 60	50 a 60	30 a 49	11 a 29	0 a 10
Temperatura (°F)	> 500	400 a 500	300 a 400	121 a 300	< 120
Presión en fondo (psi)	14 a 400	401 a 650	650 a 800	801 a 1000	> 1000
BS&W (%)	> 90	75 a 90	36 a 74	16 a 35	0,1 a 15
Tipo de Completamiento			Múltiple		Sencillo

**Fuente:** Modificada de: GIL, Julián y ROLON, José. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al Campo Colorado. Trabajo de grado (Ingenieros de Petróleo). p. 100.

**Diámetro del Casing.** Determina en gran medida el volumen de almacenamiento que puede ocupar el gas. Entre el diámetro del casing sea mayor más volumen podrá ser ocupado por el gas.

**Grado de inclinación.** En el sistema plunger lift es deseable que el pozo sea vertical pero aun en pozos poco inclinados y con “doglegs” suaves funciona de la misma manera.

**Temperatura:** La temperatura dentro del wellbore no debe ser muy alta debido a las propiedades de cada material. En el caso del pistón este posee sellos hechos de polímero, los cuales se ven gravemente afectados por la temperatura, es más importante el pistón tipo cepillo, debido al material del cual están hechas las cerdas que limpian la tubería de producción.

**Presión de Fondo:** Es la presión que tiene la formación en la cara del pozo, y que genera el movimiento de los líquidos producidos. Entre esta presión sea más baja, más productivo será el pozo.

**BSW:** El contenido de agua y sedimentos es importante ya que el plunger se puede atascar debido a la presencia de arena, además de generar problemas de abrasión excesiva debido al contacto entre la tubería de producción y el plunger.

**Tipo de Completamiento:** Hace referencia al número de tuberías de producción que han sido instaladas dentro del revestimiento del pozo. Puede ser sencillo o múltiple. En el sistema plunger lift es deseable un completamiento sencillo, debido a los requerimientos de energía del sistema.

Para el proceso del estudio de implementación del sistema plunger lift en los pozos LS-43 y LS-B01, se tuvieron en cuenta las variables y parámetros que influyen en el desempeño del sistema plunger lift en cada pozo.

Analizando las distintas variables que inciden en el funcionamiento del sistema de levantamiento artificial plunger lift, se concluyó en base a la reseña bibliográfica realizada y a experiencias tenidas en campo que debido a que la columna vertebral del funcionamiento del sistema plunger lift, es la energía que acumula y aporta el gas en el espacio anular del pozo, las variables que en primera medida imposibilitan la implementación del sistema plunger lift en un pozo, son aquellas variables inherentes al comportamiento del fluido; tales como la relación gas líquido (GLR), y el comportamiento de la presión en el pozo.

La relación gas líquido se define como la cantidad de gas que está presente en un barril de fluido producido. Se usa esta relación y no el GOR debido a que en el funcionamiento del sistema plunger lift el plunger levanta todos los fluidos encima de él, así entonces se hace necesario tener en cuenta el agua que se produce al mismo tiempo que los hidrocarburos. Cabe destacar que algunos de los pozos del Campo La Salina tienen un corte de agua muy bajo o nulo, por lo que la RGL en esos casos es aproximadamente o igual al GOR.

### **5.1.2 Diseño del sistema de levantamiento artificial plunger lift**

Para la realización previa se realizaron los siguientes cálculos teniendo en cuenta algunas características del pozo y verificando que son óptimos para la instalación del sistema de levantamiento artificial Plunger Lift.

La operación del sistema plunger lift requiere una cantidad de gas disponible que provea la fuerza de levantamiento en suficiente cantidad por cada barril de líquido a una profundidad dada. La RGL mínima requerida es aproximadamente 400 scf/bbl por cada mil pies de profundidad en un pozo y está basada en la energía almacenada en un volumen comprimido de 400 scf de gas expandiéndose bajo la cabeza hidrostática de un barril de líquido.

**Tabla 41. Características de los pozos a implementar**

VARIABLE	RGL (SCF/Bbl)	Tasa de producción, BOPD	Profundidad del pozo, ft	Diametro del casing ID	Grado de inclinación	Temperatura (°F)	Presion en fondo (psi)	BS&W (%)	Tipo de Completamiento
LS-43	8500	15	5811	6,834	0 A 10	88	205	0%	Sencillo
LS-B01	9580	15	2037	4,276	0 A 10	88	450	8%	Sencillo

Fuente: Autores

Además teniendo en cuenta las especificaciones anteriores se verifica que los dos pozos seleccionados son óptimos para la instalación del sistema; en tabla 18 se observan los datos necesarios para realizar el diseño del Plunger Lift y a continuación las ecuaciones utilizadas para la realización de este.

**Tabla 42. Características del pozo utilizadas para el diseño de Plunger Lift.**

Profundidad (D)	Diámetro interno de tubería (Tid)
Producción de aceite	Diámetro externo de tubería (Tod)
Producción de gas	Diámetro interno de revestimiento (Cid)
Presión de la línea de flujo (LHP)	Corte de agua
Presión en cabeza de la tubería (THP)	°API
Presión en cabeza del revestimiento (CHP)	Temperatura promedio
Presión atmosférica	

**Ecuación 44. Porcentaje de carga líquida**

$$\% \text{ Carga líquida} = \frac{CHP - THP}{CHP - LHP}$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

El porcentaje de carga líquida es de gran importancia en el diseño del Plunger Lift, ya que es necesario para mayor efectividad realizar la implementación con un porcentaje de carga líquida entre el 30% y 40% de carga líquida; Luego con la Ecuación 45, se pasó a calcular la gravedad específica del aceite, para así hallar el gradiente de presión con la Ecuación 47.

**Ecuación 45.** Gravedad específica del aceite.

$$Gesp\ del\ aceite = \frac{141,5}{\rho_{API} + 131,5}$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

Se conoce que la gravedad específica del agua salada es = 1,05; Con esto se determina la gravedad específica del fluido. Ver Ecuación 46.

**Ecuación 46.** Gravedad específica del fluido

$$Gesp\ fluido = (Corte\ de\ agua * Gesp\ Agua) + (Gesp\ Aceite * (1 - Corte\ de\ agua))$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

**Ecuación 47.** Gradiente de presión

$$Gradiente\ de\ presión = 0,433 * Gesp\ fluido$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

Con el gradiente de presión se pasa a la Ecuación 48 para calcular la altura de la carga líquida, por sus siglas en inglés Hf (Fluid height) que será levantada por el Plunger.

**Ecuación 48.** Altura de carga líquida

$$Hf = \frac{CHP - THP}{Gradiente\ de\ presión}$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

Ya con estos datos se pasa a calcular el número de ciclos por día Cy (Cycles per day). Ver Ecuación 49.

**Ecuación 49.** Numero de ciclos por día

$$Cy = [1440 / (A + B + C + M + N)]$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

Donde,

$1440 = \text{minutos por día}$

$$A = (D - H_f)/(V_{fg}) = (\text{Profundidad} - \text{Altura de carga líquida})/1000$$

$$B = H_f/V_{fl} = \text{Altura de carga líquida}/172$$

$$C = D/V_{fg} = \text{Profundidad}/1000$$

$M = \text{Tiempo de restauración de presión} = \text{minutos}$

$N = \text{Tiempo después de flujo} = \text{minutos}$

Además cabe destacar que las variables  $V_{fg}$  y  $V_{fl}$  son las velocidades del pistón en gas y en líquidos respectivamente.

También fue necesario calcular el área interna de la tubería de producción ( $A_t$ ), con la Ecuación 50, para poder determinar la cantidad de barriles por ciclo a levantar por el Plunger. Ver Ecuación 51.

#### **Ecuación 50. Área interna de la tubería**

$$A_t = [3,14/4 * T_{id}^2]/12^2$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

#### **Ecuación 51. Barriles por ciclo**

$$B_{bl/ciclo} = (H_f * A_t)/5,615$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

Donde,

$5,615 = \text{Constante para conversión de unidades (un barril} = 5,615 \text{ ft}^3)$

Con esta información se calculó la producción esperada en barriles por día usando la Ecuación 52.

### **Ecuación 52.** Producción en bbl/día

$$Produccion = Barriles\ por\ ciclo * Ciclos\ por\ día$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual.Production Control Services. 2002

Ya con estos datos se prosigue a calcular la presión mínima del revestimiento ( $P_{cmin}$ ), la presión máxima del revestimiento ( $P_{cmax}$ ) y la presión promedio del revestimiento ( $P_{cavg}$ ) usando las (Ecuación 37, Ecuación 38 y Ecuación 39) respectivamente, explicadas en el capítulo. Para esto también se hizo necesario hallar el área del espacio anular ( $A_a$ ) entre el revestimiento y la tubería de producción. Ver Ecuación 53.

### **Ecuación 53.** Área espacio anular

$$A_a = [3,14/4 * (Cid^2 - Tod^2)]/12^2$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual.Production Control Services. 2002

Con la Ecuación 37se calculó,

$$P_{cmin} = [P_p + 14,7 + P_t + (P_{lh} + P_{lf}) * V_{slug}] * (1 + D/K)$$

Con la Ecuación 38se calculó,

$$P_{cmax} = P_{cmin}[(A_a + A_t/A_a)]$$

Y con la Ecuación 39se calculó,

$$P_{cavg} = P_{cmin} * [1 + (A_t/2A_a)]$$

Luego se determinó la cantidad de gas que se producirá por ciclo y por barril, esto

se hizo con la Ecuación 54, Ecuación 55 y Tabla 43.

**Ecuación 54.** Producción de gas en MCF/ ciclo

$$MCF/Ciclo = C * D * Pcavg$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

Donde,

D: Profundidad perforaciones

C: Constante por tamaño de tubería

La constante por tamaño de tubería se puede encontrar en la siguiente tabla.

**Tabla 43 . Constante “C” por tamaño de tubería**

Tamaño de tubería	Constante (C)
2 3/8	0.000001934
2 7/8	0.000002904
3 1/2	0.000004350

Fuente: Petroleum Production Engineering, Elsevier Science & Technology Books 2007

**Ecuación 55.** Producción de gas en MCF/barril

$$MCF/barril = (MCF/ciclo)/(Bbl/ciclo)$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

## 5.2 DISEÑO DEL SLA PLUNGER LIFT IMPLEMENTADO EN LOS POZOS DEL CAMPO LA SALINA

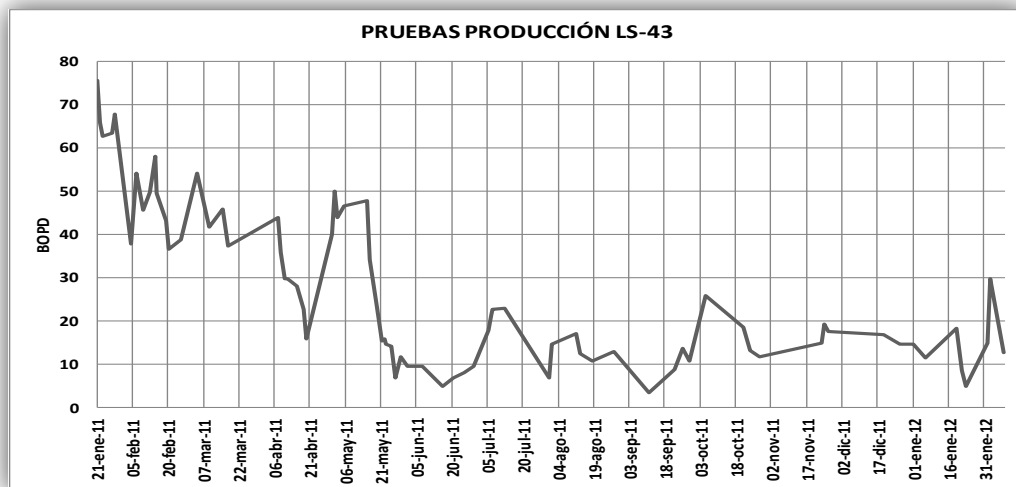
Previo a la instalación del sistema plunger Lift en los pozos se realizaron una serie de estudios y análisis de las condiciones y características de los pozos con el fin de generar el diseño previo a la instalación y así obtener los mejores resultados.

A continuación se realizara el diseño para el pozo LS-43 y en base a este se mostrara el diseño para el pozo LS-B01.

### 5.2.1 Pozo LS-43

**5.2.1.1 Antecedentes del pozo.** Los constantes trabajos de intervención en el pozo, incrementan los costos de operación; debido a esto se hace necesario disponer de un método de extracción económico que maneje de manera muy eficiente la producción simultánea de petróleo y gas. La optimización con Plunger Lift ha resultado ser una forma económica y eficaz para recuperar fluidos de los pozos. Ver Grafica 1.

**Grafica 1.** Producción del pozo LS-43 por pruebas.

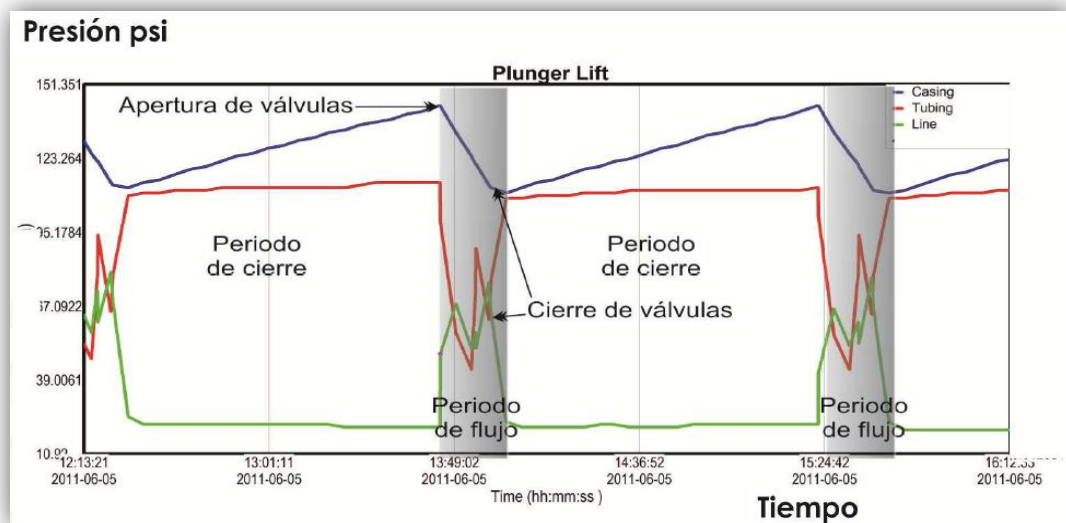


Fuente: Empresa Operadora 2012.

En la gráfica se puede apreciar las variaciones de producción del pozo asociadas a los continuos servicios realizados principalmente por presencia de arena que impiden el funcionamiento óptimo del sistema, por lo que se recomienda realizar servicio al pozo para instalar sistema de levantamiento con plunger lift para evitar todas las pegas por arena aprovechando el gas que aporta el pozo y con el objetivo de optimizar el sistema de fondo y lograr un mayor recobro, se planea realizar cambio de sistema de levantamiento y de esta forma lograr la recuperación del potencial de producción del pozo 17 BOPD y 105 KSCFD, de la misma forma lograr estabilizar el aporte y para ello se recomienda la instalación de un pistón diseñado para arrastrar arena y/o parafina.

Para el pozo LS-43 recuperar el potencial productor del pozo se realiza el siguiente diseño de ciclos a partir de pruebas leves de restauración de presión realizada anteriormente para poder realzar el mejor diseño. El ciclo básicamente es el siguiente con los tiempos teóricos mostrados:

**Figura 75.** Ciclo de levantamiento – Sistema PlungerLif

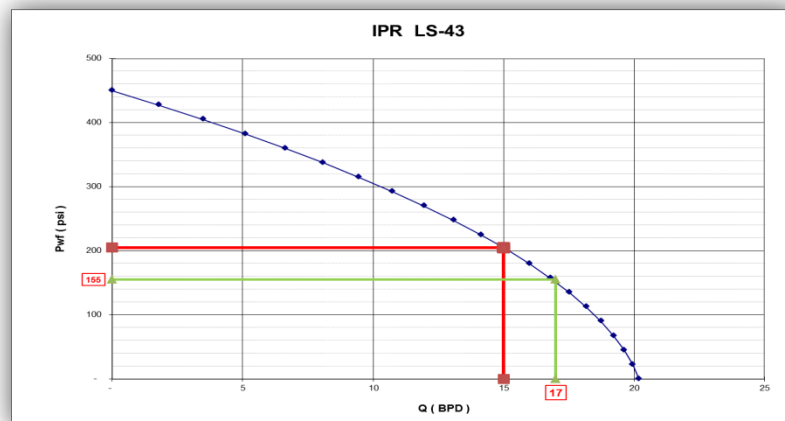


Fuente: Petrosantander Colombia Inc.

El tiempo de cada etapa del ciclo depende de la capacidad de restauración del pozo, es por esto que en el transcurso de la implementación el sistema será operado en un periodo inicial de prueba con inyección de gas lift y análisis de comportamiento del pozo. Después con la programación del controlador estará basada en el ensayo y el error con seguimiento en la producción del pozo asociado al potencial productor del pozo.

Según el diseño preliminar y estimando una posible presión de cierre en la cabeza de la tubería de revestimiento, se busca la posibilidad de aumentar la producción del pozo desde 15 bopd hasta aproximadamente 17 barriles (por IPR, ver Figura 76) de líquido en superficie por lo que es necesario operar el sistema PlungerLift a una presión de cabeza en la tubería de revestimiento de hasta 155 psi por lo que se han realizado pruebas actualmente logrando alcanzar éstos 155 psi como condición límite para impedir ciclos de viajes del pistón muy largos y poco eficientes en relación a la producción deseada.

**Figura 76.** Curva IPR del pozo LS-43 actual.



Fuente: Petrosantander Colombia inc.

**5.2.1.2 Diseño del sistema Plunger Lift.** Previo a la instalación se realizaron los siguientes cálculos teniendo en cuenta algunas características del pozo LS-43. Ver

Tabla 44 y en base a los datos proporcionados, se realiza el diseño teniendo en cuenta las ecuaciones mencionadas anteriormente.

La relación gas líquido mínima requerida para operar el sistema Plunger Lift en el pozo LS-43 es de 2184,49 Mscf/bbl y el pozo cuenta con una relación aproximada de 8500 Mscf/bbl. Confirmando que el pozo es un buen candidato para la implementación del sistema de levantamiento artificial Plunger Lift.

**Tabla 44.** Características generales del pozo LS-43

Profundidad (D)	2054 pies	Diámetro interno de tubería (Tid)	2,441 pulgadas
Producción de aceite	13 bbl/día	Diámetro externo de tubería (Tod)	2,875 pulgadas
Producción de gas	160 kscf	Diámetro interno de revestimiento (Cid)	6,261 pulgadas
Presión de la línea de flujo (LHP)	36,9 psi	Corte de agua	0
Presión en cabeza de la tubería (THP)	82,6 psi	°API	31,8
Presión en cabeza del revestimiento (CHP)	135 psi	Temperatura promedio	88 °F
Presión atmosférica	14,8		

Fuente: Petrosantander Colombia Inc.

$$\% \text{ Carga líquida} = \frac{CHP - THP}{CHP - LHP} = \frac{126 - 90}{126 - 30} = 0,38 = 38\%$$

$$Gesp \text{ del aceite} = \frac{141,5}{28,7 + 131,5} = 0,88$$

Se conoce que la gravedad específica del agua salada es = 1,05; Con esto se determina la gravedad específica del fluido. Ver Ecuación 46 .

$$Gesp \text{ fluido} = (0 * 1,05) + (0,88 * (1 - 0)) = 0,88$$

$$\text{Gradiente de presión} = 0,433 * 0,88 = 0,38 \text{ psi/pie}$$

$$Hf = \frac{126 - 90}{0,38} = 94,72 \text{ pies}$$

Ya con estos datos se pasa a calcular el número de ciclos por día Cy (Cycles per day). Ver Ecuación 49 .

$$Cy = [1440 / (A + B + C + M + N)]$$

Donde,

$$1440 = \text{minutos por dia}$$

$$A = (D - Hf) / (Vfg) = (5811 - 94,72) / 1000 = 5,7$$

$$B = Hf / 172 = 94,13 / 172 = 0,539$$

$$C = D / Vfg = 5811 / 1000 = 5,81$$

$$M = \text{Tiempo de restauracion de presion} = 32 \text{ minutos}$$

$$N = \text{Tiempo despues de flujo} = 5 \text{ minutos}$$

$$At = [3,14/4 * 2,441^2]/12^2 = 0,032 \text{ pulgadas}^2$$

$$Bbl/ciclo = (94,13 * 0,032)/5,615 = 0,53 \text{ bbl/ciclo}$$

Entonces,

$$Cy = [1440/(5,7 + 0,539 + 5,81 + 32 + 5)] = 29,34 \text{ ciclos/día}$$

Con esta información se calculó la producción esperada en barriles por día usando la Ecuación 52.

$$Produccion = 0,54 * 23,45 = 15,74 \text{ Bbl/día}$$

Ya con estos datos se prosiguió a calcular la presión mínima del revestimiento ( $P_{cmin}$ ), la presión máxima del revestimiento ( $P_{cmax}$ ) y la presión promedio del revestimiento ( $P_{cavg}$ ).

$$Aa = [3,14/4 * (6,261^2 - 2,875^2)]/12^2 = 0,17 \text{ pulgadas}^2$$

$$P_{cmin} = [P_p + 14,7 + P_t + (P_{lh} + P_{lf}) * V_{slug}] * (1 + D/K)$$

$$P_{cmin} = [10 + 14,7 + 30 + (102) * 0,54] * (1 + 5811/45000)$$

$$P_{cmin} = 123,54 \text{ Psi}$$

$$P_{cmax} = P_{cmin}[(Aa + At/Aa)]$$

$$P_{cmax} = 123,95 * [(0,17 + 0,032/0,17)]$$

$$P_{cmax} = 147,15 \text{ Psi}$$

$$P_{cavg} = P_{cmin} * [1 + (At/2Aa)]$$

$$P_{cavg} = 123,95 * [1 + (0,032/2 * 0,17)]$$

$$P_{cavg} = 135,35 \text{ Psi}$$

Luego se determinó la cantidad de gas que se producirá por ciclo y por barril, esto se hizo con la Ecuación 54, Ecuación 55 y Tabla 43.

$$MCF/Ciclo = 0,000002904 * 5811 * 135,61 = 2,28 \text{ MCF/ciclo}$$

$$MCF/barril = 2,28/0,54 = 4,25 \text{ MCF/barril}$$

Con esta información se registra la

Tabla 45, donde se pueden observar estos datos para una producción de diferentes cantidades de barriles por ciclo, donde se resalta la producción a 0,50 Bbl/ciclo que es la cual se consideraba alcanzar en 34,32 ciclos/ día una producción total de aceite de 17,16 bbl/día; todo dependiendo de los tiempos de cierre y tiempos de flujo a manejar.

**Tabla 45. Diseño Plunger Lift LS-43.**

Barril Ciclo	Longitud carga liquida Hf	Presión de Casing en cabeza CHP Avrg	Presión de Tubing en cabeza THP Avrg	# Ciclos	% Carga liquida	Producción de Liquido Dia BblFD	Gas SCF/Ciclo	Producción de Gas Dia SCFD
0,10	17,30	78,64	72,02	67,43	14%	6,74	1215,39	81954,49
0,20	34,60	91,00	77,77	54,33	22%	10,87	1312,30	71295,82

0,30	51,90	103,36	83,51	45,49	27%	13,65	1409,21	64105,25
0,40	69,20	115,72	89,25	39,12	31%	15,65	1506,12	58926,96
0,50	86,50	128,08	94,99	34,32	34%	17,16	1603,03	55019,93
0,60	103,80	140,44	100,74	30,57	36%	18,34	1699,94	51967,20
0,70	121,10	152,79	106,48	27,56	38%	19,29	1796,85	49516,19
0,80	138,40	165,15	112,22	25,08	39%	20,07	1893,76	47504,95
0,90	155,70	177,51	117,96	23,02	40%	20,72	1990,67	45824,88
1,00	173,00	189,87	123,71	21,27	41%	21,27	2087,58	44400,39

Fuente: asesoría en Ingeniería de Petróleos S.A.S.

En el Anexo 3 se encuentra el estado mecánico con el sistema plunger lift instalado para el pozo LS-43.

## 5.2.2 Pozo LS-B01

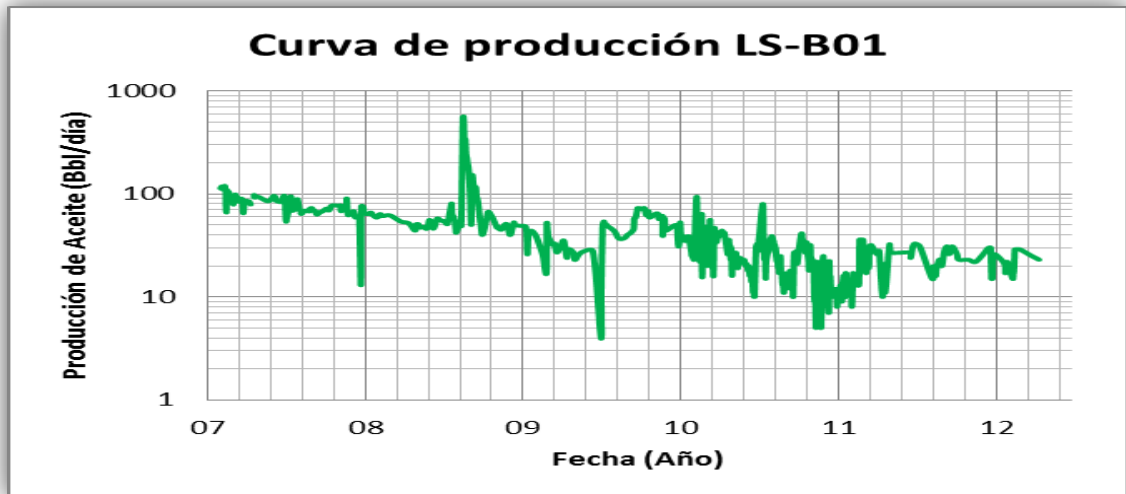
**5.2.2.1 Antecedentes del pozo.** Anteriormente el pozo presento muy alta frecuencia de intervenciones (principalmente por pegadas por arena). Siendo uno de los pozos con el más alto número de intervenciones por el cual no era viable continuar con un sistema de levantamiento de bombeo mecánico el cual está muy sensible a las condiciones del pozo ante pegadas por arena o bloqueos por gas.

Durante los tiempos en que se han realizado los servicios antes mencionados, la producción del pozo es presentada en la Figura 77; donde se puede apreciar la caída de producción del pozo desde 2009 a la fecha antes de la instalación del plunger lift.

En la figura se puede apreciar las variaciones de producción del pozo asociados a los continuos servicios realizados principalmente por presencia de arena y gas que impiden el funcionamiento óptimo del sistema, por lo que se recomienda realizar servicio al pozo para instalar sistema de levantamiento con plunger lift para evitar pegadas por arena aprovechando el gas que aporta el pozo y con el objetivo de

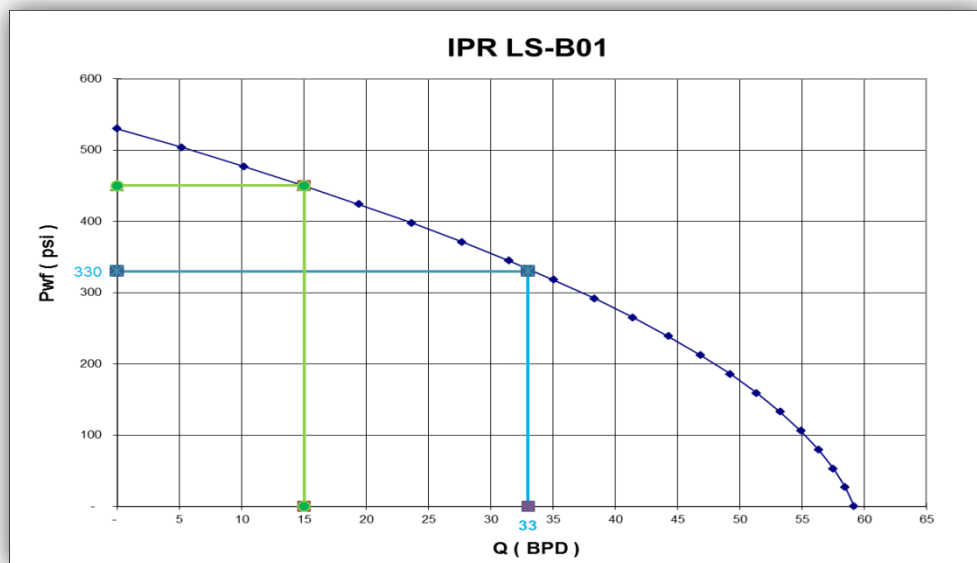
optimizar el sistema de fondo y lograr un mayor recobro, se planeó realizar cambio de sistema de levantamiento y de esta forma lograr la recuperación del potencial de producción del pozo 32 BOPD, de la misma forma lograr estabilizar el aporte y para ello se recomienda la instalación diseñado para arrastrar arena y/o parafina.

**Figura 77. Curva de producción del pozo LS-B01**



Fuente: Petrosantander Colombia Inc.

**Figura 78. IPR del pozo LS-B01**



Fuente: Petrosantander

Según el diseño preliminar y estimando una posible presión de cierre en la cabeza de la tubería de revestimiento, se busca la posibilidad de aumentar la producción del pozo desde 15 bopd hasta 33bls (por IPR) de líquido en superficie es necesario operar el sistema Plunger Lift a una presión de cabeza en la tubería de revestimiento de hasta 330 psi como condición límite para impedir ciclos de viajes del pistón muy largos y poco eficientes en relación a la producción deseada.

**5.2.2.2 Diseño del sistema Plunger Lift.** Previo a la instalación se realizaron los siguientes cálculos teniendo en cuenta algunas características del pozo LS-B01. La relación gas líquido mínima para operar el sistema Plunger Lift en el pozo LS-B01 es de 831,54 Mscf/bbl, el pozo cuenta con una relación aproximada de 9580 Mscf/bbl. Confirmando que el pozo es un buen candidato para la implementación del sistema de levantamiento artificial Plunger Lift.

**Tabla 46. Características generales pozo LS-B01**

Profundidad (D)	2054 pies	Diámetro interno de tubería (Tid)	2,441 pulgadas
Producción de aceite	13 bbl/día	Diámetro externo de tubería (Tod)	2,875 pulgadas
Producción de gas	160 kscf	Diámetro interno de revestimiento (Cid)	6,261 pulgadas
Presión de la línea de flujo (LHP)	36,9 psi	Corte de agua	0
Presión en cabeza de la tubería (THP)	82,6 psi	°API	31,8
Presión en cabeza del revestimiento (CHP)	135 psi	Temperatura promedio	88 °F
Presión atmosférica	14,8		

Fuente: Petrosantander Colombia Inc.

En base a la

Tabla 46 y las ecuaciones usadas para el diseño del pozo LS-43 se muestra la siguiente tabla de resultados de diseño con los diferentes números requeridos de ciclos para producir aproximadamente 33 bopd, porcentaje de carga líquida y presiones, con el objetivo en base de la IPR actual del pozo producir 33 bopd mostrada en la Tabla 47, para observar completamiento del pozo con el sistema plunger lift ver Anexo 4.

**Tabla 47. Resultados del Diseño Plunger Lift LS-B01**

Barril Ciclo	Longitud carga liquida Hf	Presión de Casing en cabeza CHP Avrg	Presión de Tubing en cabeza THP Avrg	# Ciclos	% Carga liquida	Producción de Liquido Dia BblFD	Gas SCF/Ciclo	Producción de Gas Dia SCFD
0,10	17,30	93,19	85,46	138,36	14%	13,84	505,55	69950,12
0,20	34,60	106,43	90,97	104,80	22%	20,96	538,15	56397,45
0,30	51,90	119,67	96,48	84,34	28%	25,30	570,75	48136,48
0,40	69,20	132,91	101,99	70,56	32%	28,23	603,35	42574,19
0,50	86,50	146,15	107,51	60,66	35%	30,33	635,94	38573,86
0,60	103,80	159,38	113,02	53,19	38%	31,91	668,54	35558,55
0,70	121,10	172,62	118,53	47,36	40%	33,15	701,14	33204,34
0,80	138,40	185,86	124,04	42,68	42%	34,14	733,74	31315,28
0,90	155,70	199,10	129,55	38,84	43%	34,96	766,34	29765,91
1,00	173,00	212,34	135,06	35,64	44%	35,64	798,94	28472,17

Fuente: Asesoría en Ingeniería de Petróleos S.A.S

## **6. RESULTADOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO PLUNGER LIFT EN LOS POZO LS-B01 y LS-43.**

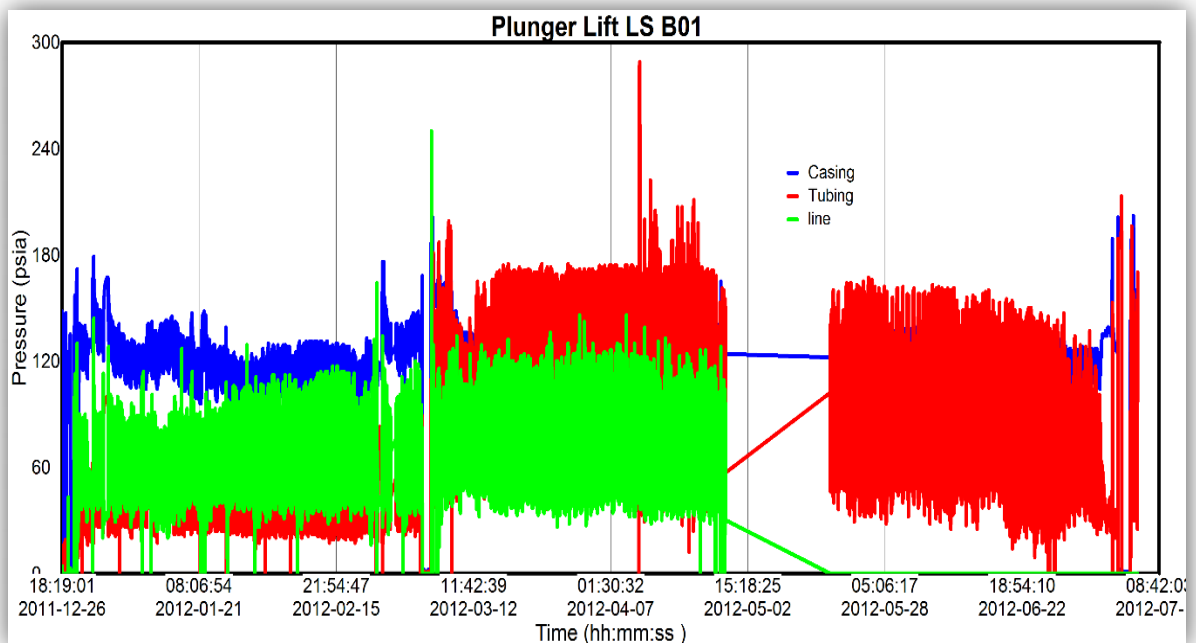
Posterior a la implementación del sistema de levantamiento artificial Plunger Lift en los Pozo LS-B01 y LS-43, se procedió al registro, monitoreo y análisis de las diferentes condiciones registradas en superficie. Como presiones de revestimiento, línea deflujo y tubería de producción, al igual que la tasa diaria de producción.

### **6.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS LUEGO DE LA IMPLEMENTACIÓN LS-B01 y LS-43.**

Después de varios días de trabajos para la implementación del sistema en los pozos, fueron entregados y alineados a producción en la batería Salinas el pozo LS-B01 el día 29 de diciembre del 2011 y el pozo LS-43 el día 26 de febrero del 2012. Para continuar con los ajustes y pruebas de la presión del pozo y así realizar las respectivas medidas y monitoreos de su producción.

**6.1.1 Análisis cualitativo.** La corresponde al tiempo de monitoreo constante de la presión en cabeza del sistema Plunger Lift en el pozo LS-B01. La línea que se aprecia en color azul corresponde a la presión registrada por el sensor ubicado en la tubería de revestimiento (Casing), la presión de la tubería de producción está en color rojo (Tubing), y la presión de la línea de producción es de color verde (Line).

**Grafica 2.** Comportamiento general de la prueba.

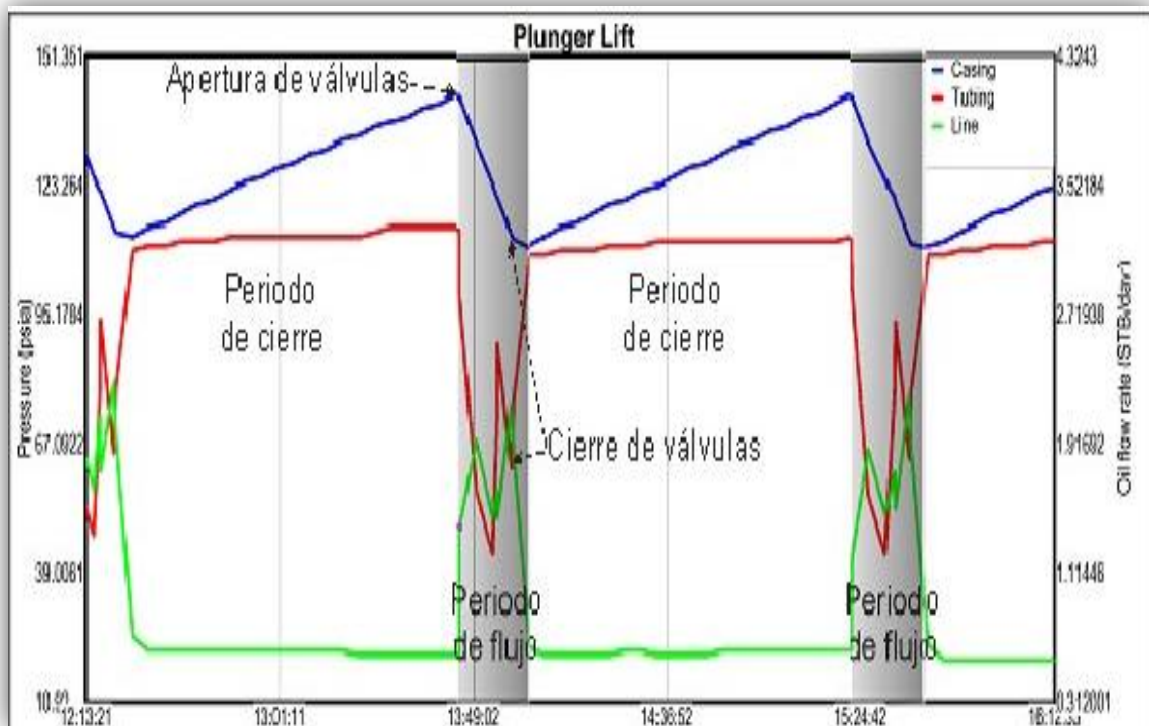


Fuente: Fuente: Asesoría en Ingeniería de petróleos S.A.S. 2012

El continuo monitoreo de los sensores de presión ubicados en superficie permiteregistrar todos los fenómenos observados durante el tiempo de funcionamiento del sistema Plunger Lift.

La Grafica 3 ilustra el comportamiento de la presión en cada una de las etapas de un ciclo realizado por el sistema. El ciclo comienza con un periodo de cierre con el fin de permitir que el pozo restaure el nivel de fluido, adicionalmente permitir que el Plunger pueda descender hasta el fondo. Posterior al cierre y una vez que se alcanza la presión requerida para que el Plunger eleve los líquidos acumulados, se procede al periodo de flujo o apertura de las válvulas por medio del controlador. Esto genera un diferencial de presión instantáneo que permite que el pistón o Plunger viaje hacia la superficie.

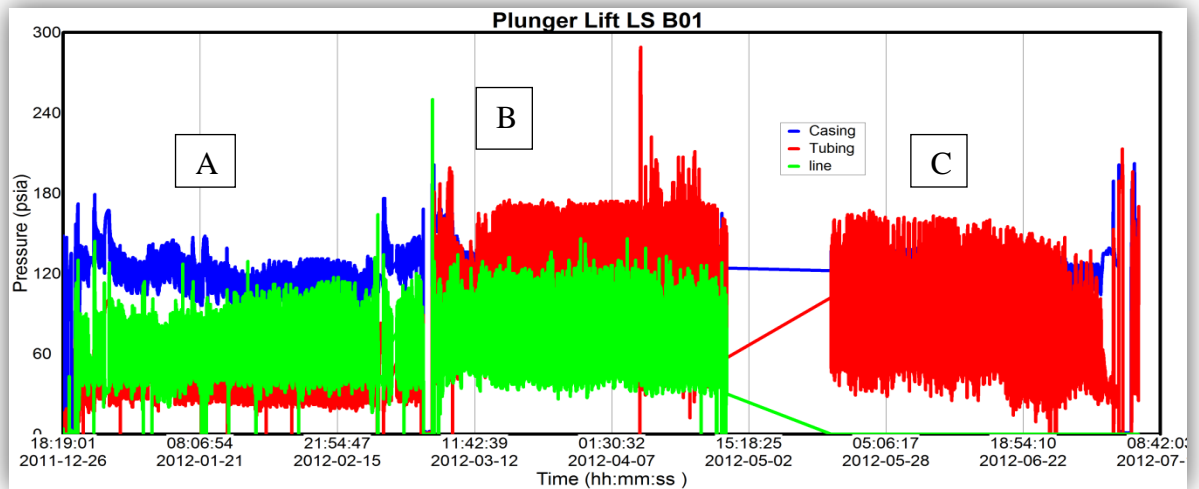
Grafica 3. Comportamiento de la presión en cada una de las etapas de un ciclo.



Fuente: Fuente: Asesoría en Ingeniería de petróleos S.A.S. 2012

Para el realizar el análisis cualitativo de la prueba, se dividió la en tres periodos representativos denominados A, B y C. el periodo A corresponde al periodo de prueba y análisis de comportamiento del pozo, el periodo B comprende a la etapa de ajuste provocado por pruebas bajas de producción y arenamiento de los intervalos inferiores. Por último el periodo C que corresponde al periodo de ajustes debido a servicios realizados para recuperar el aporte de fluidos del yacimiento al pozo.

**Grafica 4.** Periodos representativos denominados A, B y C.



Fuente: Asesoría en Ingeniería de petróleos S.A.S. 2011

En el periodo A (verGrafica 4), el sistema está sometido a modo de prueba y erroren la programación del controlador, con el objeto de conocer el comportamiento del pozo y el correcto funcionamiento de todos los componentes del sistema en superficie. Este periodo se caracteriza por que los tiempos largos de restauración de presión y los tiempos cortos de flujo, impiden que se presente la carga del líquido en el fondo de pozo debido a que la presión en la tubería de producción tiende a ser más alta que la presión en la tubería de revestimiento. Adicional a esto se operó el sistema en valores altos de presión debido a los trabajos previos de suabeo realizados al pozo. Durante este periodo la producción mantuvo estabilidad en su potencial de crudo y gas.

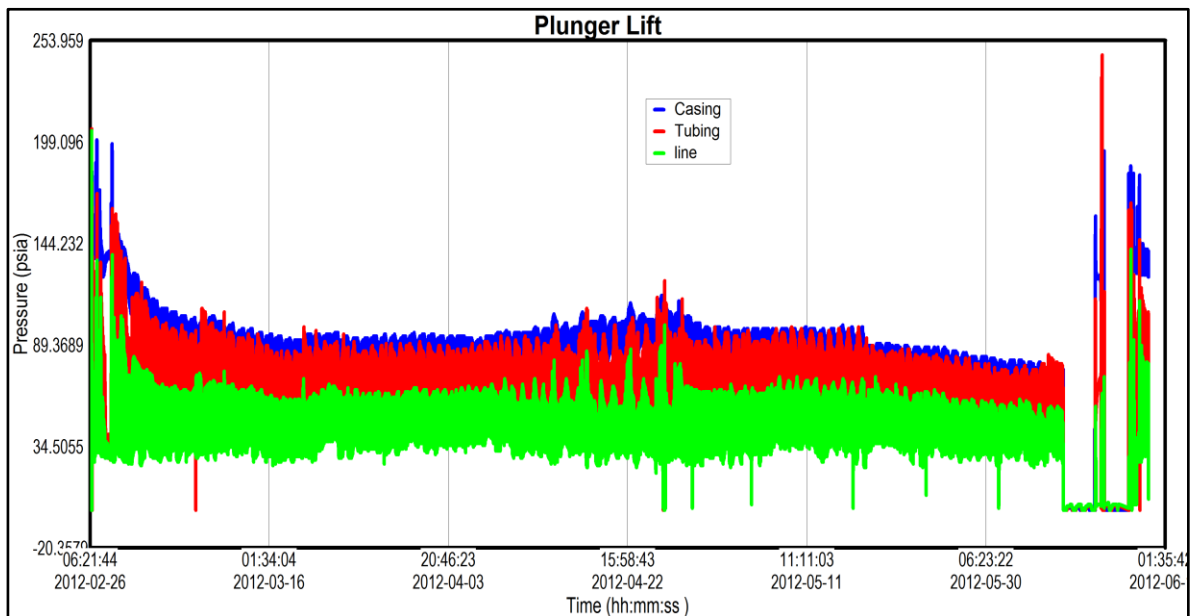
Durante el inicio del ciclo B, se iniciaron a presentar pruebas bajas de producción en crudo. El comportamiento registrado en el periodo B, estuvo basado en reducciones y aumentos considerables en los tiempos de los ciclos, en busca de tener la configuración estabilizada que nos lleve a recuperar el potencial de crudo del pozo. Trayendo consigo menor estabilidad en el funcionamiento del sistema Plunger Lift (verGrafica 4, ciclo B). Durante todo este periodo no se logró estabilizar

el pozo en producción, llevándonos a realizar un Sandfill up; mostrando arenamiento de los intervalos inferiores. Programando una limpieza al pozo.

Posterior a la terminación de este ciclo, situaciones de seguridad llevaron a trabajar el pozo manualmente, Provocando bloqueos y a desbalance en los tiempos de cierre y apertura de las válvulas. El ciclo C, Se inicia con la reposición e instalación de la parte del sistema hurtado. Durante este tiempo se probaron diferentes tipos de reducciones y aumentos en los tiempos de los ciclos, sin tener estabilización del potencial productor del pozo en crudo.

La Grafica 5 corresponde al tiempo de monitoreo constante de la presión en cabeza del sistema PlungerLift en el pozo LS-43. La línea que se aprecia en color azul corresponde a la presión registrada por el sensor ubicado en la tubería de revestimiento (Casing), la presión de la tubería de producción está en color rojo (Tubing), y la presión de la línea de producción es de color verde (Line).

**Grafica 5.** Comportamiento general de la prueba Pozo LS-43.



Fuente: Asesoría en Ingeniería de petróleos S.A.S. 2011

Los trabajos realizados posterior a la implementación del sistema plunger lift, buscando la estabilización del pozo fueron más estables. De la curva de aprendizaje en el momento de la implementación y estabilización en el pozo LS-B01 y las condiciones del pozo; ayudaron a que desde el inicio y hasta el primer semestre de funcionamiento del equipo las condiciones de operación fueran muy estables.

Inicialmente se trabajó a altas presiones debido a las suabeos realizados en las operaciones del rig para la instalación de este sistema. Para posteriormente encontrar estabilización en las presiones del sistema, logrando trabajar a las condiciones óptimas del diseño plunger lift (Presión casing>Presión tubing>Presión línea).

Para los valores de tiempos de cierre, apertura e inyecciones en el pozo LS-43, se implementó los valores semejantes para los cuales el pozo LS.B01 se logró estabilizar. Con estos valores igualmente se logró estabilización en el pozo tanto operativamente como de producción.

**6.1.2 Efectos anormales en la presión registrados durante la prueba.** Durante el monitoreo constante de la presión, con sensores ubicados en la tubería de revestimiento, en la tubería de producción y en la línea de flujo, se presentaron fenómenos o alteraciones en el comportamiento normal de las presiones en cabeza. Esto debido a factores ajenos al sistema, en ocasiones por fallas de accesorios del mismo o fallas en la programación de los tiempos de cada etapa de los ciclos.

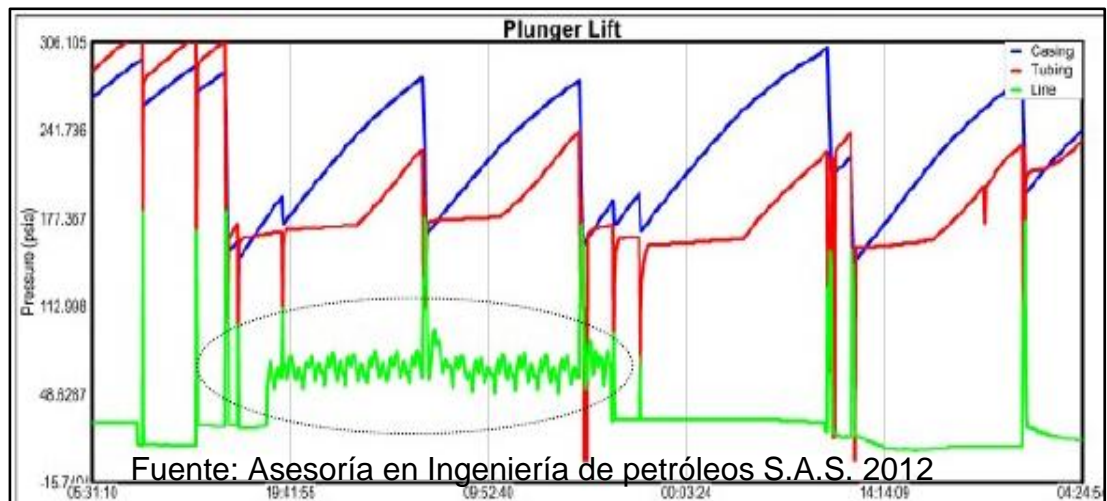
La Grafica 6 y

Grafica 7, muestran dos fenómenos relacionados con la presión en línea de flujo, efectos que afectan considerablemente el tiempo de arriba del Plunger a superficie, provocando que la etapa del ciclo que en ocasiones no fuese efectiva. La Grafica 6 corresponde al periodo de tiempo en que se conectó el pozo vecino LS-32 a la

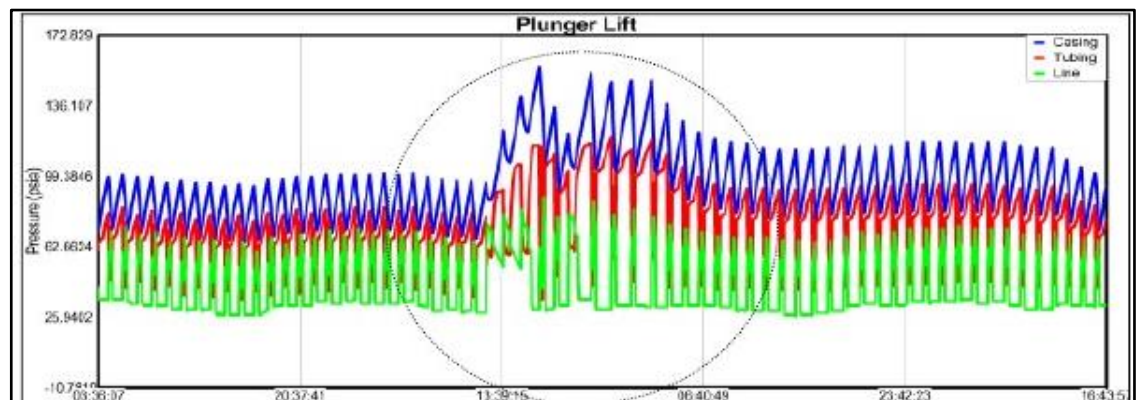
misma a línea de flujo del pozo LS-B01 y la

Grafica 7 corresponde al fenómeno registrado durante la falla del compresor B01.

**Grafica 6.** Efecto de presión causado por la conexión del pozo LS-32a la línea de flujo del pozo LS-B01.



**Grafica 7.** Falla del compresor B01.

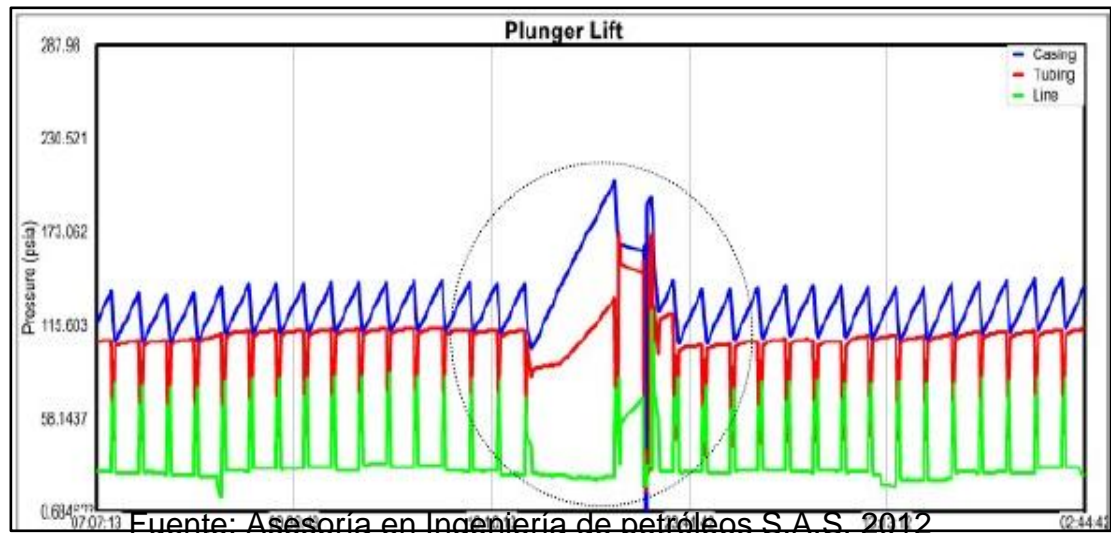


Fuente: Asesoría en Ingeniería de petróleos S.A.S. 2012

La anterior gráfica ilustra el efecto de cierre o bloqueo del sistema por seguridad. Cuando el controlador identifica que algún componente del sistema está fallando cierra las válvulas y deja de funcionar por seguridad, hasta que todo el sistema esté funcionando de manera adecuada. La Grafica 8 corresponde a la no

identificación de la llegada del Plunger a superficie por parte del sensor de arriba.

**Grafica 8.** Bloqueo de sistema debido al no registro de la llegada del Plunger a superficie.



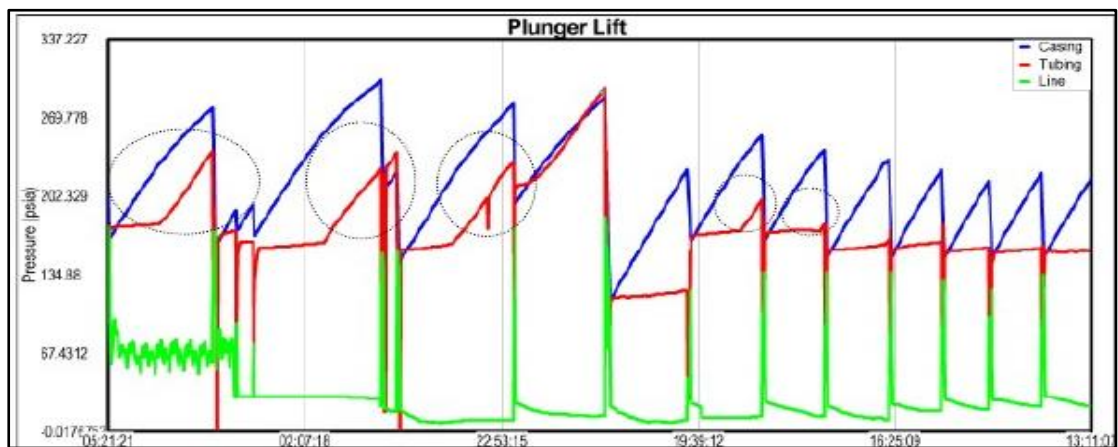
Fuente: Asesoría en Ingeniería de petróleos S.A.S. 2012

La anterior grafica corresponde al comportamiento anormal en la presión del sistema en la cabeza del pozo, debido a la programación errada en el tiempo en cada una de las etapas del ciclo. En la Grafica 9, se observa el largo periodo de cierre que se asignó al controlador, generando tiempo no efectivo de restauración de presión, lo ideal es mantener la presión de la tubería de revestimiento lo más alejada posible de la presión de la tubería de producción, si se logra esta condición el porcentaje de carga de líquido va a ser mayor. El correcto análisis de estos efectos de presión permiten optimizar los tiempos en los ciclos y de esta manera recuperar la mayor cantidad de fluido.

El efecto en forma de onda que ilustra la Grafica 10 se debe a la incidencia de la temperatura del día y la noche sobre la línea de flujo, en la noche es mayor el porcentaje de carga líquida recuperada que el porcentaje recuperado en el

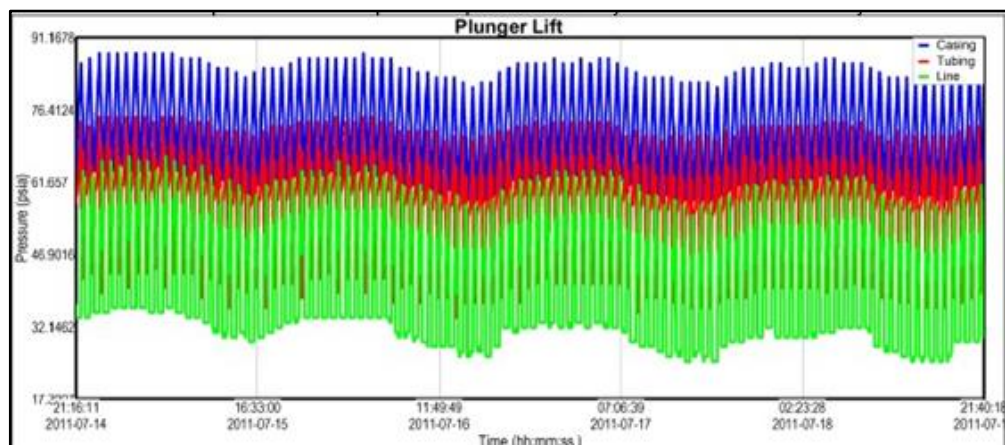
día, esto debido a las variaciones en la temperatura en la región de localización del Pozo LS-43, pasando de 37 grados centígrados en el día a 24 grados centígrados por la noche (aproximadamente), como el sistema PlungerLift utiliza el gas como mecanismo de levantamiento, éste se ve afectado por las variaciones en la temperatura ya que no es un sistema aislado térmicamente.

**Grafica 9.** Efecto por la programación de un periodo de cierre largo asignado al controlador.



Fuente: Asesoría en Ingeniería de petróleos S.A.S. 2012

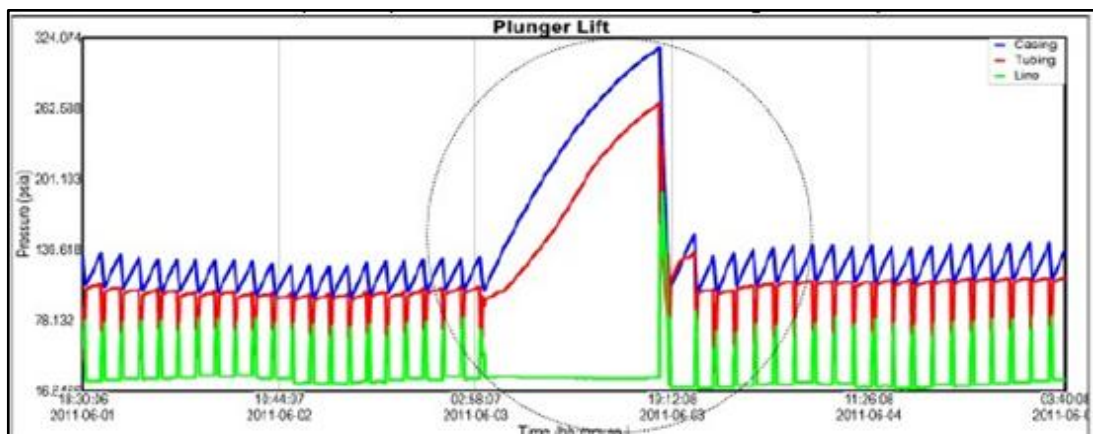
**Grafica 10.** Efectos de presión causados por la temperatura del día y la noche en la línea de flujo.



Fuente: Asesoría en Ingeniería de petróleos S.A.S. 2011

La Grafica 11 corresponde al cierre por la manipulación inadecuada en la válvula reguladora de presión en el pozo LS-43. Válvula que se encuentra ubicada en la tubería de revestimiento y tiene la función de proveer al controlador con gas del mismo pozo, con una presión aproximada de 30 psi, energía que utiliza para abrir y cierra las válvulas y catcher de manera controlada, según la programación de los ciclos. Efecto a considerar, porque el tiempo no efectivo o tiempo de no funcionamiento, se refleja en pérdidas de producción.

**Grafica 11.** Cierre del sistema por manipulación inadecuada de la válvula reguladora de presión en el Pozo LS-43



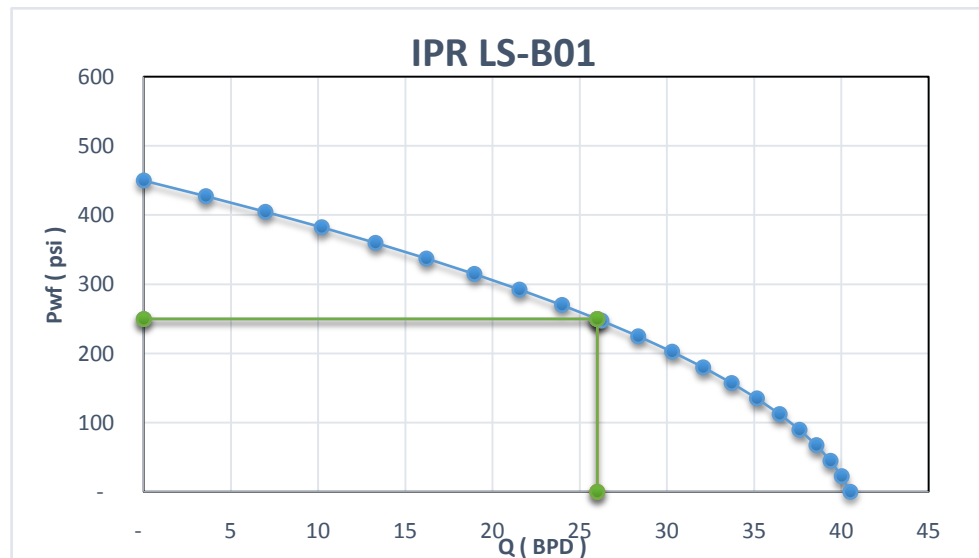
Fuente: Asesoría en Ingeniería de petróleos S.A.S. 2011

**6.1.3 Análisis cuantitativo.** Corresponde al tiempo de monitoreo constante de la presión en cabeza del sistema Plunger Lift en cada pozo. La línea que se aprecia en color azul corresponde a la presión registrada por el sensor ubicado en la tubería de revestimiento, la presión de la tubería de producción está en color rojo, y la presión de la línea de producción es de color verde. El eje Y secundario corresponde al caudal de aceite día y se referencia en color negro y corresponde a los periodos en que el pozo se encontraba alineado a la estación en

medida. La línea amarilla corresponde al incremento de producción a medida que la presión en la cabeza del sistema Plunger Lift bajó paulatinamente.

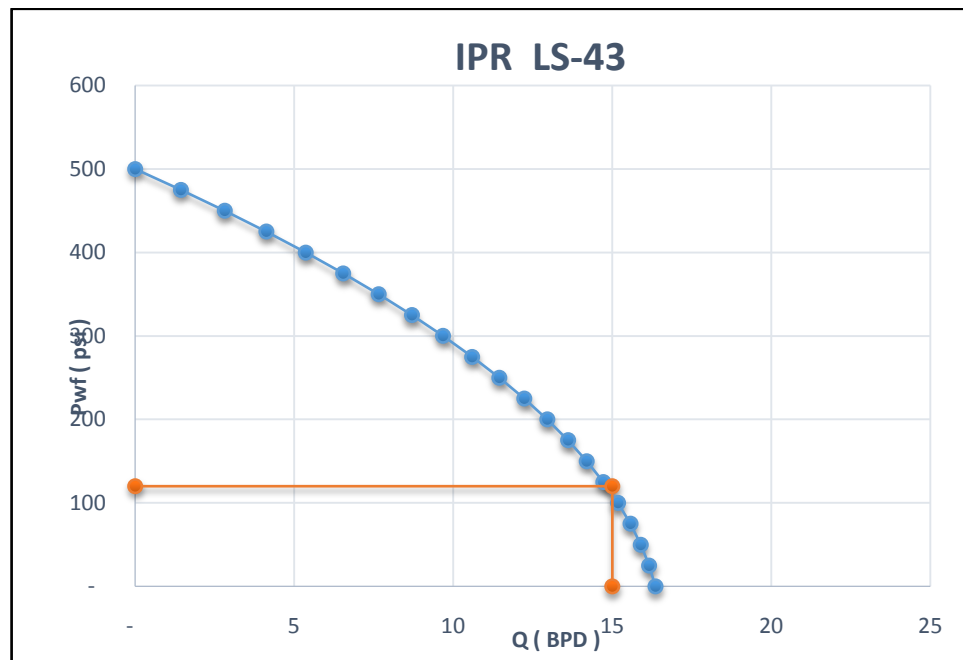
Se calculó y graficó el "IPR" de los pozos, cuando se encontraban completados con Bombeo mecánico como sistema de levantamiento artificial. Determinando que el índice de productividad para el pozo LS-B01 era 0.11 STB/día/psi y AOFP "Absolute open flow potencial" de 41.82 STB/día. Para la obtención de estos resultados se tomaron como parámetros básicos la presión de yacimiento de 450psi, presión de fondo fluyendo de 330 psi y caudal reportado de 15 Barriles. Y para el pozo LS-43 era 0.02 STB/día/psi y AOFP "Absolute open flow potencial" de 16.9 STB/día. Para la obtención de estos resultados se tomaron como parámetros básicos la presión de yacimiento de 450psi, presión de fondo fluyendo de 120 psi y caudal reportado de 15 Barriles. de Este análisis de potencial corresponde al "IPR en el fondo del pozo". Ver Grafica 12.

**Grafica 12.** Potencial del pozo en fondo de pozo con bombeo mecánico. LS-B01.



Fuente: Petrosantander

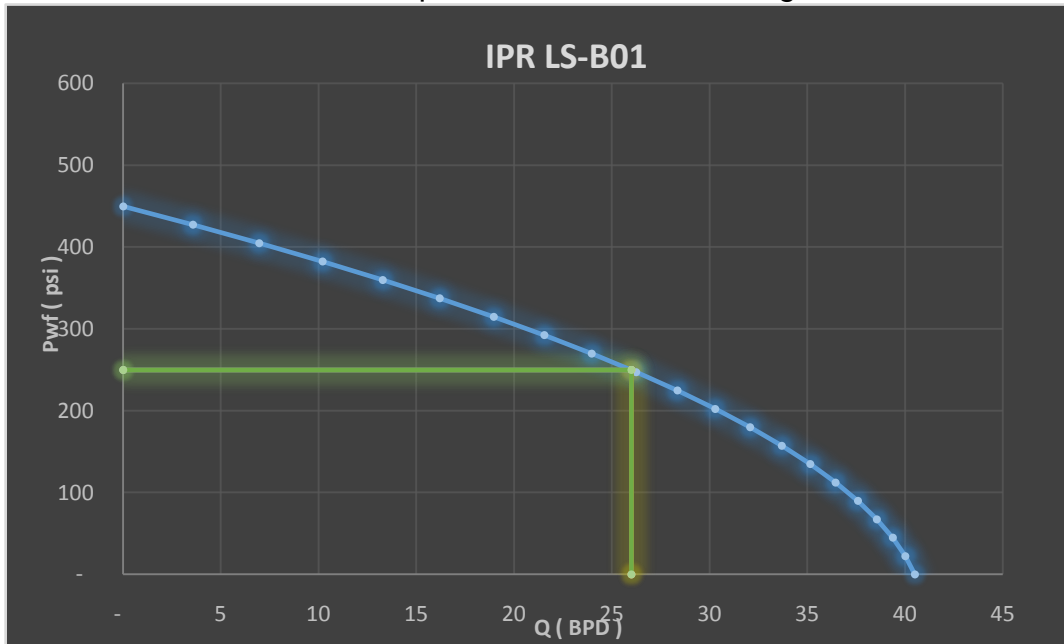
**Grafica 13.** Potencial del pozo en fondo de pozo con bombeo mecánico. LS-43.



Fuente: Petrosantander Colombia Inc.

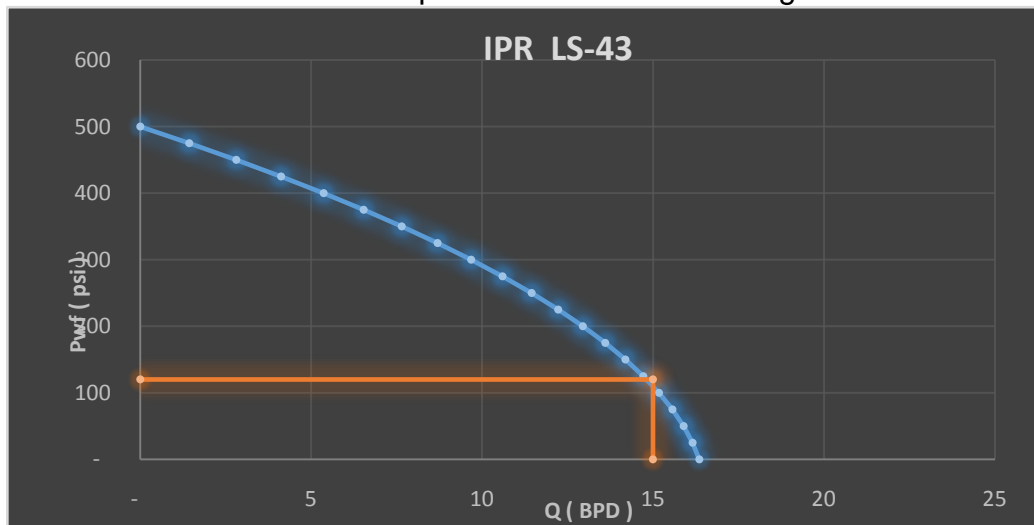
Se calculó y graficó los potenciales “IPR” de los pozos en producción, con Plunger Lift como sistema de levantamiento artificial. Determinando que el índice de productividad para el pozo LS-B01 es de 0.098 STB/día/psi y AOFP “Absolute open flow potencial” de 41.82STB/día, para la obtención de estos resultados se tomaron como parámetros básicos la presión de estabilización en cabeza de la tubería de revestimiento 250psi, presión de flujo en cabeza de la tubería de revestimiento de 60 psi y caudal medido en la estación de 26 Bbls. Para el pozo LS-43 el índice de productividad es de 0.018 STB/día/psi y AOFP “Absolute open flow potencial” de 16.4STB/día, para la obtención de estos resultados se tomaron como parámetros básicos la presión de estabilización en cabeza de la tubería de revestimiento 110psi, presión de flujo en cabeza de la tubería de revestimiento de 55 psi y caudal medido en la estación de 15 Bbls, estos análisis de potenciales corresponden al “IPR” en la cabeza del pozo como se aprecia en las Grafica 14 y Grafica 15.

Grafica 14. Potencial del pozo en cabeza con Plunger Lift- LS-B01.



Fuente: Petrosantander Colombia Inc.

Grafica 15. Potencial del pozo en cabeza con Plunger Lift- LS-43.



Fuente: Petrosantander Colombia Inc.

A continuación se presentan los resultados obtenidos con respecto a la producción implementado el sistema plungerlift: Ver Tabla 48.

Tabla 48. Producción de los pozos LS-B01 y LS-43, con ambos sistemas de levantamiento.

Pozo	Sistema de Levantamiento	Producción de Crudo(BOPD)	Producción de gas (KSCFD)
LS-B01	Bombeo Mecánico	15	117
	Plunger lift	26	110
LS-43	Bombeo Mecánico	15	56
	Plunger lift	15	51

Fuente: Pruebas de producción Petrosantander Colombia Inc.

#### 6.1.4. Conclusiones luego de la implementación del plunger lift en los pozos LS-B01 y LS-43.

Luego de la implementación del sistema de levantamiento Plunger Lift en los pozos LS-B01 t LS-43. Se pudo concluir que:

- Se logró instalar el sistema en el pozo LS-43, estabilizando la producción de 15 bbls/día y 51 kpcd.
- La producción del pozo LS-43 con el sistema de levantamiento Plunger Lift es similar a la presentada por el bombeo mecánico, no se obtuvieron incrementales en el cambio de sistema.
- La producción del pozo LS-43, obedece al comportamiento y características del pozo.
- Se logró instalar el sistema en el pozo LS-B01, estabilizando la producción de 26 bbls/día y 110 kpcd.
- La producción del pozo LS-B01 con el sistema de levantamiento Plunger Lift presento un aumento de 11 BOPD con respecto a la presentada por el bombeo mecánico.

- Durante la operación del sistema en los dos pozos, no se hizo necesario realizar venteos de gas al ambiente, asegurando el cumplimiento legal y de seguridad de los funcionarios.
- Es más rentable, comprar los sistemas Plunger Lift que alquilarlos o continuar con el sistema de Bombeo mecánico, esto debido a que alargaría la vida útil del pozo en un año más.
- Con el uso del Brush Plunger, el Solid Plunger y el PadAerationPlunger se garantizó la limpieza de la tubería de producción y hasta el periodo de evaluación del sistema Plunger Lift no se presentó presencia de hidratos o parafinas.
- Se suprimieron las continuas intervenciones de workover o de varilleo que se realizaban para el mantenimiento de los pozos debido a la presencia de las diferentes fallas, lo que aumenta el beneficio económico ya que se disminuyen gastos operativos.
- Debido a las condiciones de los pozos se asiste el sistema inyectando gas por revestimiento, mejorando la producción del pozo LS-B01 e encontrar la estabilización rápida del pozo LS-43 en producción.
- Se minimizaron las pérdidas de producción de gas, pues todo el gas producido era empleado en la operación del Plunger.

## **7. ANALISIS FINANCIERO.**

El siguiente capítulo presenta la evaluación económica del proyecto, la cual está basada en el análisis de la reducción del costo por pozo que se obtendrá a partir de la implementación del diseño realizado para los pozos estudiados en el presente proyecto. Esta reducción se logra a partir de la disminución en la frecuencia de servicios a pozos que se alcanza debido a la instalación del sistema de levantamiento artificial Plunger Lift y recomendaciones realizadas en el capítulo 3. Además con la curva IPR desarrollada anteriormente, un incremento en la producción de aceite contribuye a un beneficio económico.

La evaluación económica desarrollada en este capítulo se realizó en forma detallada para el pozo LS-43; el procedimiento empleado a continuación aplica para el pozo LS-B01 teniendo en cuenta algunas consideraciones y características del pozo en particular como la profundidad del completamiento, los ciclos de operación, la frecuencia de servicios, entre otros.

El objetivo principal de la evaluación financiera de un proyecto, es determinar la alternativa de inversión más adecuada, con el fin de obtener la mejor rentabilidad; para lograrlo es recomendable desarrollar las siguientes fases: estimar la inversión neta o inicial representada por la integración de los costos del desarrollo del proyecto, estimar los flujos de efectivo generados durante la vida del mismo y evaluar la conveniencia de este, de acuerdo con la comparación de la inversión neta, los flujos de efectivo y el uso de los métodos establecidos para ello.

## 7.1 INVERSION INICIAL

La inversión neta o inicial, está definida como la suma total de los costos de desarrollo físico del proyecto, promoción y construcción del proyecto. Existen dos escenarios distintos en los cuales la inversión inicial puede ser calculada: el primero es cuando el desarrollo físico del proyecto no existe y el segundo es aquel que existiendo va a ser modificado.

Para el cálculo de la inversión inicial se suman los costos que van a incurrir en el desarrollo del proyecto. Se pueden considerar los siguientes puntos asociados con el proyecto como: el valor de la infraestructura, los costos de instalación, los gastos de entrenamiento entre otros y el beneficio o pérdida fiscal ocasionado por la venta de bienes que hayan estado en uso<sup>38</sup>

La ecuación que representa la inversión inicial es la siguiente;

$$\begin{aligned} & \text{Inversión inicial o neta} = \text{Costos de desarrollo} \\ & + \text{Costos de promoción} + \text{Costos de construcción} + \text{Costos de instalación} + \text{Costos} \\ & \text{de entrenamiento} - \text{Ganancia neta por la venta del bien usado} \end{aligned}$$

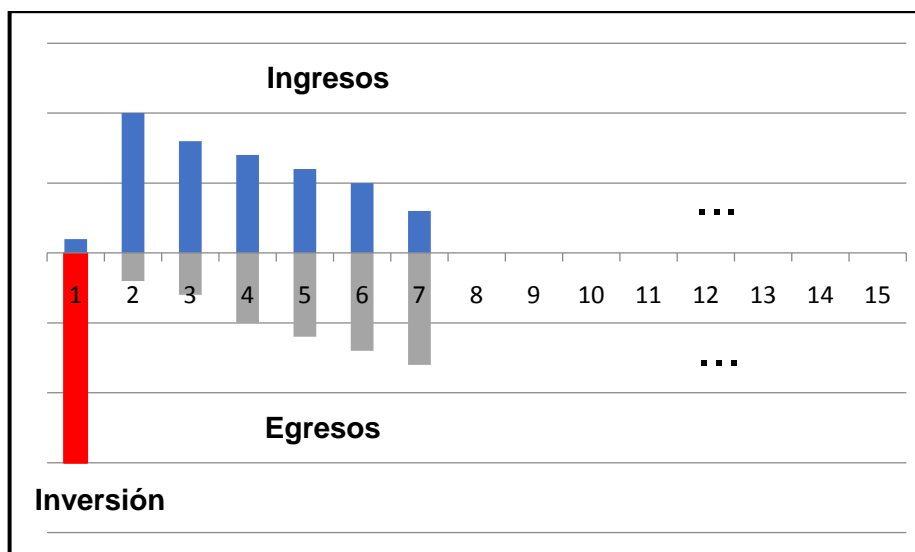
## 7.2 FLUJOS DE EFECTIVO

Los flujos de efectivo netos representan las entradas menos las salidas de dinero que genera el proyecto, durante el tiempo de vida de este. Antes de establecer estos, hay que tener en cuenta que se pueden realizar desde dos puntos de vista: el primero, el del proyecto y el segundo, el del inversionista.

---

<sup>38</sup>JAUREGUI, Juan y GALVIS, Silvia. Evaluación técnica y económica de la aplicación del método de bombeo multifásico en campos marginales de petróleo. Trabajo de grado para optar el título como Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga 2011. P 118.

**Figura 79. Representación del flujo de efectivo**



Fuente: Autores

**7.2.1 Flujos de efectivo para el proyecto** Son flujos generalizados para el desarrollo del proyecto, este no tiene en cuenta, si los recursos necesarios para la implementación del mismo, son propios o provienen de una fuente de financiamiento. En el cálculo de los flujos, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- La inversión, solo se encuentra en el primer año o año cero (0) y su valor es negativo, mientras que los valores de los ingresos, las regalías, los costos de operación y mantenimiento, las ganancias antes de impuestos, el impuesto de renta y la ganancia después de impuesto; se tiene en cuenta desde el primer año de operación hasta el fin del proyecto.
- El interés que tiene la empresa para la evaluación de proyectos conocido como interés de oportunidad, para PETROSANTANDER es de 20% anual

- Los flujos se evalúan para toda la vida del proyecto, desde el año cero hasta el final (Véase Tabla 49).

**Tabla 49. Calculo de Flujo de Efectivo para el proyecto.**

	AÑO			
FLUJOS DE EFECTIVO	0	1	2	3
Inversion (USD) (-)				
Ingresos (USD) (+)				
Regalias (USD) (-)				
Mantenimiento (USD) (-)				
Impuesto de Renta (-)				
<b>FLUJO DE CAJA TOTAL</b>				

**Fuente.** BERNAL, Fabio. Viabilidad técnica y financiera de la implementación del sistema de levantamiento artificial plunger Lift en el Campo Escuela Colorado. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga 2012. Modificada.

De la anterior tabla se observa el flujo de efectivo para este proyecto en el cual la inversión inicial está dada por el costo de la implementación del sistema Plunger Lift, los ingresos están asociados a la venta del crudo producido el cual va asociado al precio de este, para este caso sería la reducción de intervenciones a pozo que se logra con este tipo de levantamiento. A su vez el proyecto está sujeto a unos impuestos que son las regalías y a un costo de mantenimiento que para este caso se tomará anualmente.

### **7.3 IMPUESTOS**

Los impuestos son prestaciones, por lo general en dinero, al estado y demás entidades de derecho público, que las mismas reclaman, en virtud de su poder coactivo, en forma y cuantía determinadas unilateralmente y sin contraprestación

especial con el fin de satisfacer las necesidades colectivas. Se usan generalmente dos tipos de impuestos directos e indirectos.

Los impuestos directos se aplican sobre el patrimonio, afectando principalmente los ingresos o pertenencias como la propiedad de maquinaria o terrenos de explotación; mientras que los impuestos indirectos afectan a personas distintas a quien produce el bien o presta el servicio. En otros términos, la carga de este impuesto se traslada a quienes lo adquieren o reciben. Dentro de estos se encuentran los impuestos al valor agregado (IVA), y los impuestos especiales a gasolinas y combustibles.

La industrial del petróleo, se ve afectada principalmente por dos impuestos directos que son: las regalías y el impuesto sobre la renta. Las regalías petroleras son el derecho que tiene el Estado en el producto de la explotación de los recursos petrolíferos de su propiedad. Se determinan como un porcentaje del volumen bruto explotado (ya sea entregado en especie o el equivalente en dinero). Por razones históricas dicho porcentaje varía según el sistema de explotación del recurso.

#### **7.4 VIABILIDAD DEL PROYECTO.**

Una vez determinadas la inversión neta o inicial y los flujos de efectivo periódico esperados por el proyecto, se utilizan diferentes criterios para determinar si es conveniente o se debe rechazar desde el punto de vista financiero.

El análisis financiero del proyecto puede ser realizado mediante diferentes métodos entre los cuales por su efectividad y facilidad de aplicación sobresalen: el valor presente neto (VPN), las tasas de rendimiento económico (tasa interna de retorno, "TIR" y la tasa promedio de retorno "TPR") y el tiempo de recuperación de la inversión o *payback time*. Para este caso se usará el VPN para determinar la viabilidad de la instalación del sistema Plunger Lift en el Campo La Salina.

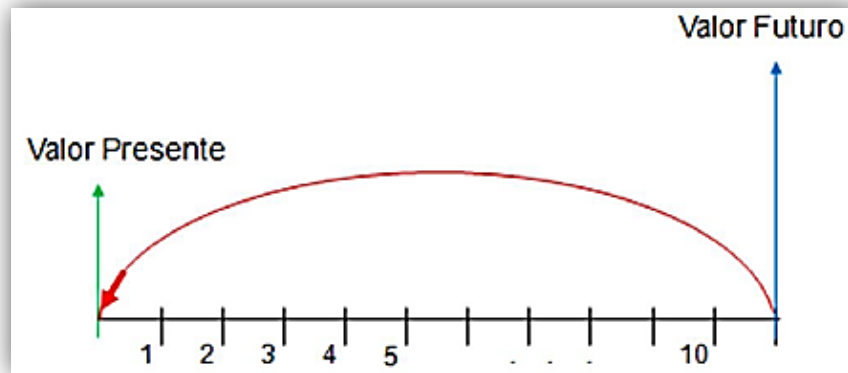
Generalmente se emplean estas medidas económicas, pero la evaluación financiera no se debe basar en una sola, ya que cada una proporciona un factor distinto de análisis; se requiere la evaluación separada de cada uno de estos métodos para poder analizar y comparar los diferentes resultados obtenidos.

**7.4.1 Valor presente neto (VPN)**El valor presente neto (VPN), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros (Figura 80). El método consiste en calcular el valor presente (VP) del flujo de ingresos que se espera genere el proyecto, menos el costo asociado de llevarlo a cabo y que se asume se paga al inicio del proyecto. Este método, además descuenta una determinada tasa o tipo de interés igual para todo el periodo considerado.

Dado el flujo de caja de un proyecto o alternativa de inversión, se define el valor presente (VP) como la forma de valorar todos los recursos económicos gastados y generados a lo largo de la vida útil de un proyecto, de comparar los costos y beneficios actuales con los futuros.

Los factores que deben tenerse en cuenta al calcular el valor presente de un proyecto son: la vida útil del proyecto, el flujo de caja, es decir el valor presente de los ingresos y egresos en el tiempo, valor comercial o ingreso que se obtiene al final de la vida útil del proyecto y una tasa de descuento o tasa de oportunidad, la cual puede ser constante o variable, ya que en esta tasa está presente de alguna manera, el factor de riesgo y el de liquidez.

**Figura 80. Representación del valor presente.**



**Fuente:** JAUREGUI, Juan y GALVIS, Silvia. Evaluación técnica y económica de la aplicación del método de bombeo multifásico en campos marginales de petróleo. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga 2011. p. 123.

La ecuación general para hallar el valor presente neto de un proyecto es igual a:

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{\text{flujo de caja}}{[1 + i]^n} - \text{Inversion inicial}$$

Flujo de Caja = Ingresos – Egresos

Los egresos se toman como valor negativo ya que representan los desembolsos de dinero.

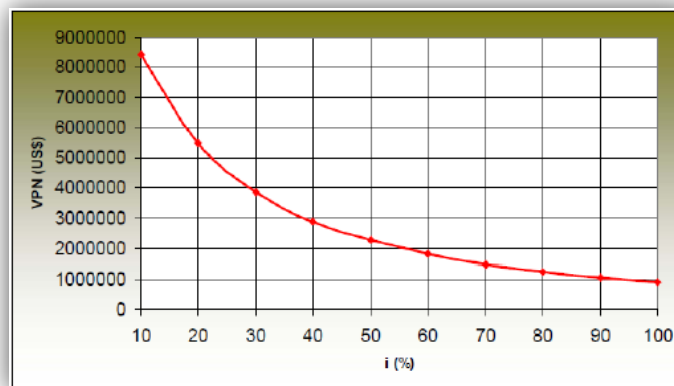
N, es el número de periodos considerados (el primer periodo lleva el número 0, no el 1).

El interés está representado por  $i$ , que es igual a la tasa a la que está invertido un capital en unidad de tiempo. Entre menor es la tasa de interés mayor es el valor presente neto y así, entre mayor es este, más conveniente será el proyecto para la

inversión (Figura 81). La aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de interés que se utilice.

Cuando el valor presente neto es positivo, el proyecto es viable ya que cubre la inversión y genera beneficios adicionales. Cuando el valor presente neto es negativo, el proyecto debe rechazarse ya que los beneficios esperados no cubren la inversión inicial. Cuando el valor presente neto es igual a cero es indiferente aceptar o no el proyecto.

**Figura 81. Comportamiento del VPN en relación a la tasa de interés.**



**Fuente:** JAUREGUI, Juan y GALVIS, Silvia. Evaluación técnica y económica de la aplicación del método de bombeo multifásico en campos marginales de petróleo. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga 2011. p. 125.

**7.4.2 Tasa interna de retorno (TIR)** El TIR es un método que considera el valor del dinero, en la cual el valor presente neto de un proyecto es igual a cero, es decir, la tasa que equilibra el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos.

El cálculo del TIR se lleva a cabo hallando la tasa de interés, en la cual la suma del valor presente de los flujos de caja, es igual a la inversión inicial. La ecuación que lo representa es:

$$0 = -C + \sum_{n=0}^N \frac{\text{flujo de caja}}{[1 + i]^n}$$

Donde C = inversión inicial.

La tasa interna de retorno es utilizada con frecuencia en la evaluación de alternativas de inversión. El criterio para la aplicación del TIR en la selección de alternativas es: si el TIR es mayor que el proyecto se acepta, si el TIR es menor que el proyecto se rechaza y si el TIR es igual a el proyecto es indiferente, siendo la tasa de oportunidad del inversionista, que es una tasa netamente personal o individual, que depende exclusivamente de la persona o entidad inversionista y no del flujo de caja de la inversión.

**7.4.3 Tiempo de recuperación simple o Payback Simple** Es el tiempo que se necesita para recuperar el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto. Este método, considera los flujos de efectivo sin tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo; por lo tanto, considera erróneamente, el hecho de que un dólar hoy vale igual que un dólar el día de mañana.

La metodología de cálculo del tiempo de recuperación simple, consiste en comparar directamente los flujos de efectivo operativos netos generados por el negocio o proyecto, con la inversión neta, para determinar el periodo (número de años, meses, semanas o días) que se requiere para que los ingresos, sean igual al dinero que se invirtió para iniciar y mantener operando este.

Si el empresario se encuentra analizando un negocio o proyecto en forma aislada o independiente, es decir, sin considerar otros posibles simultáneamente, el criterio de decisión que debe seguirse es el siguiente: se acepta, si el tiempo de recuperación simple es menor que la vida económica del proyecto, esto significa que el dinero invertido en el negocio va a ser completamente recuperado antes que termine la vida económica del mismo. La ecuación que nos sirve para determinar el tiempo de recuperación simple o *payback* simple es la siguiente:

$$\textit{Payback simple} = \frac{\textit{Inversion inicial}}{\textit{flujo de efectivo anual}}$$

El criterio de tiempo de recuperación simple, presenta ventajas como, el hecho de que es un método fácil de calcular, y da una medida (en tiempo) del riesgo del negocio o proyecto; pero presenta una gran desventaja, que es el hecho de no considerar el valor del dinero en el tiempo.

## **7.5 INGRESOS**

En un proyecto petrolero los ingresos provienen directamente de la venta de crudo, la cual es determinada por la producción del campo y el precio del petróleo. La producción, se evalúa mediante simulación numérica o por los métodos analíticos existentes para inyección de vapor, y el precio del petróleo se puede predecir por métodos estadísticos o por simulación gaussiana.

## **7.6 PREDICCIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO**

Para el cálculo del precio del petróleo, se utilizan métodos de predicción, debido a la volatilidad del mismo. Dentro de estos se puede encontrar los métodos convencionales de predicción, los cuales consideran tres casos para cuantificar la incertidumbre: el pesimista, el más probable y el optimista. Estas predicciones de

precios se refieren comúnmente como *hockey stick*, en las cual es el precio declina por algún periodo y luego incrementa paulatinamente. También se utilizan métodos estadísticos, como la simulación secuencial gaussiana, que utiliza la distribución y variabilidad histórica del precio. En la industria, se hace un manejo de la incertidumbre que tiene el precio futuro del crudo, comúnmente con el método de simulación de Montecarlo, el cual hace un análisis de sensibilidad, análisis de escenarios y probabilidad.

Además, hay que tener en cuenta que el crudo se valora inicialmente dependiendo de su sitio de origen y el mercado en que se va a negociar o entregar, seguidamente se cotiza según algunas propiedades físicas y químicas que a la larga determinan su precio, la primera es la gravedad API y la segunda es el contenido de azufre. De acuerdo a la primera, se determina si el crudo es liviano, medio, pesado o extra pesado; y de acuerdo a la segunda, se valora como dulce si el contenido de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> es menos al 0.5%, y ácido si sobrepasa el 0.5%.

Las transacciones de los volúmenes de crudo producidos a nivel mundial, se valoran en base a un número reducido de crudos que son referencia, para calcular precios y fijar contratos de compra y entrega de crudo. Como se mencionó anteriormente de acuerdo al lugar de origen del crudo y el mercado en que se mueve, su precio se establece de acuerdo a los principales crudos de referencia entre los cuales encontramos: West Texas Intermediate (WTI), Brent Blend, Dubai y el Cesta OPEP.

Cabe anotar que, al calcular el precio de un crudo específico se toma un crudo de referencia de acuerdo a las negociaciones en la comercialización de este. Para Colombia, el crudo de referencia es el WTI y el precio de cada uno se toma como una prima o un descuento sobre el valor base dado diariamente en la Nymex<sup>39</sup>, de

---

<sup>39</sup> CHAPMAN PETROLEUM ENGINEERING LTD. "Crude Oil, Historical, Constant, current and futures prices". Enero 1, 2008.

acuerdo a las características del crudo a negociar comprado con las características básicas del crudo WTI.

## 7.7 IMPUESTOS PARA LA INDUSTRIA

En la industria petrolera en Colombia, se tienen en cuenta solamente dos impuestos los cuales son: las regalías y el impuesto de renta.

**7.7.1 Regalías** Son los recursos económicos que reciben las entidades territoriales donde se explotan los recursos naturales no renovables, como el petróleo. Se establece sobre el valor de la producción en boca de pozo, y es igual al porcentaje que resulte de aplicar la escala que se presenta en la Tabla 50. Para la explotación de hidrocarburos pesados de una gravedad API igual o menor a quince grados ( $15^{\circ}$ ), las regalías serán del setenta y cinco por ciento de la regalía aplicada para hidrocarburos livianos y semi-livianos. Esta disposición se aplicara a la producción proveniente de nuevos descubrimientos, contratos de producción incremental o a los campos descubiertos no desarrollados.

La Tabla 50 muestra la escala para determinar las regalías de crudos livianos y semi-livianos.

**Tabla 50.** Regalías de crudos livianos y semi-livianos.

<b>ESCALA PARA DETERMINAR LAS REGALIAS DE CRUDOS LIVIANO Y SEMI-LIVIANOS</b>	
<b>PRODUCCION DIARIA PROMEDIO MES</b>	<b>PORCENTAJE</b>
Para una producción diaria igual o menor a 5 KBPD	8%
Para una producción mayor a 5 KBPD y $\leq 125$ KBPD	X%*
Para una producción $>125$ KBPD y $\leq 400$ KBPD	20%
Para una producción $> 400$ KBPD y $\leq 600$ KBPD	Y%**
Para una producción $> 600$ KBPD	25%

**Fuente:**[http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley/2002/ley\\_0756\\_2002.html](http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley/2002/ley_0756_2002.html)

\* Donde  $X = 8 + (\text{Producción KBPD} - 5\text{KBPD}) * (0.10)$

\*\* Donde  $Y = 20 + (\text{Producción KBPD} - 400 \text{ KBPD}) * (0.025)$

**7.7.2 Impuesto de renta** Es un impuesto de orden nacional, directo y de periodo. Esto se debe a que tiene cobertura en todo el país y su recaudo está a cargo de la nación, a través de bancos y entidades financieras autorizadas, grava los rendimientos a las rentas del sujeto o empresa que responde por su pago ante el estado y tiene en cuenta los resultados económicos durante un periodo determinado; en consecuencia, para su cuantificación se requiere establecer la utilidad (renta) generada por el desarrollo de actividades durante un año.

Este impuesto es la principal fuente de recaudación impositiva en la actividad de producción de petróleo, en Colombia es alrededor del 35%. Este impuesto se aplica al total de los ingresos, menos los costos de operación, mantenimiento y la depreciación.

## **7.8 VIABILIDAD FINANCIERA DE LOS POZOS**

Basados en los conceptos mencionados anteriormente, se realizó una viabilidad financiera para un proyecto que consta de dos fases; una primera fase piloto en la cual se evaluarían los resultados obtenidos con la instalación del sistema de levantamiento artificial Plunger lift, y basándonos en los resultados de la fase piloto, se planteó una segunda fase en la cual se analizó financieramente la instalación del sistema en los 2 pozos preseleccionados.

**7.8.1 Descripción del proyecto a evaluar** Para llevar a cabo este proyecto se consideró la implementación del sistema de levantamiento en los 2 pozos preseleccionados anteriormente, los cuales se encuentran ubicados el Campo La Salina. Los costos de intervención e instalación son los mismos para cada pozo, pero hay algunos costos que varían de pozo a pozo, como los son: profundidad, producción de crudo. A continuación se encuentra una lista con los costos por actividad que se generan al momento de la intervención a un pozo. En este caso específicamente con el objetivo de instalar el sistema Plunger Lift.

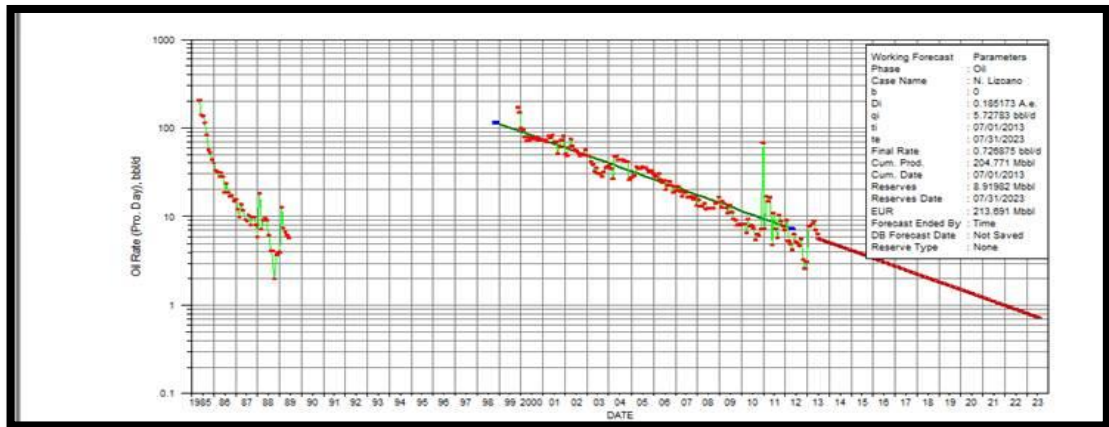
**Tabla 51. Costos base para la instalación del sistema Plunger Lift.**

Ítem	Descripción	Unidad	Precio Unitario (USD)
<b>1. Adecuación de la locación del pozo</b>			
1.1	Arreglo de la locación	EA	3793
1.2	Obras Electricas	EA	35000
<b>2. Movilización de equipos</b>			
2.1	Tractomula con cama baja	Hora	93
2.2	Grúa	Hora	96
<b>3. Trabajo equipo de Workover</b>			
3.1	Costo único por movilización	EA	7800
3.3	Operación Rig (24 Horas), incluida cuadrilla de trabajo	Día	5308
3.4	Contrato Laboral	día	3771
3.5	Alimentación	día	624
<b>4. Tubería</b>			
4.1	Tubería 2 7/8 EUE N-80	Jts	(26)
4.2	Sucker Rod 7/8" Grado D	Jts	(49)
4.3	Sucker Rod 7/8" Grado D w/centralizador	Jts	(88)
<b>5. Equipo de levantamiento Artificial</b>			
5.1	Sistema Plunger Lift (Incluye pistón)	EA	41500
5.2	Equipo de superficie	EA	4800

**7.8.2 Declinación de la producción** Basados en la información adquirida, se estableció una tendencia de declinación de producción de los pozos del campo La Salina cuyo valor porcentual por año se encuentra actualmente en el 12%. Este

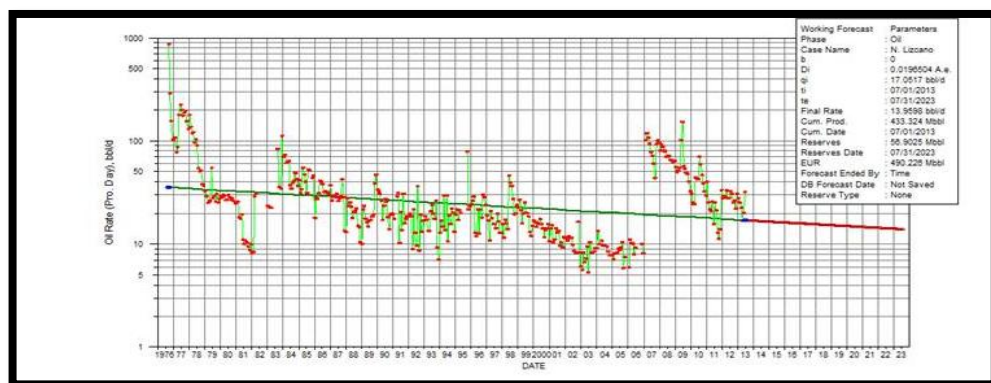
valor ha sido establecido mediante el análisis de las curvas de producción de los pozos activos, y de la información suministrada por los ingenieros de campo del Campo La Salina; ya que la mayoría de los pozos muestran un comportamiento similar en su tasa de declinación.

**Figura 82.** Curva de declinación de producción pozo LS-43.



Fuente: Petrosantander Colombia Inc.

**Figura 83.** Curva de declinación de producción pozo LS-B01



Fuente: Petrosantander Colombia Inc.

**7.8.3 Análisis financiero de cada pozo seleccionado.** En esta sección se presenta el análisis financiero para los pozos seleccionados. Específicamente se

presentan resultados para los pozos LS-43 Y LS-B01. Los resultados se presentan con una expectativa de vida del proyecto de 12 meses.

**7.8.3.1 Análisis financiero pozo LS-43.** En la Tabla 53 se presenta la inversión inicial para la instalación del sistema Plunger lift en el pozo LS-43.

En la Tabla 52 se muestra costos referentes a la producción del campo La Salina perteneciente a la empresa operadora Petrosantander bajo el contrato especial Carare-Las Monas en asociación con Ecopetrol donde la participación de la empresa es del 70%. El cálculo del costo de producción de un barril de crudo del campo La Salina se realizó en base a datos suministrados por la empresa Petrosantander. De acuerdo a esto se obtiene el beneficio económico neto después de reducir el costo total por gasto de operación y regalías por cada barril producido.

**Tabla 52. Estructura de costos de producción LS-43**

SERVICIO	UNIDAD	COSTO
Precio neto del crudo LS	USD/BLS	80,00
Impuesto de Renta	%	2,75
Regalías	%	19,00
Lifting Cost	USD/BLS	3,50
Costo de Transporte	USD/BLS	2,00

Fuente: Petrosantander Inc. Colombia

**Tabla 53. Inversión Inicial Pozo LS-43.**

Ítem	Descripción	Unidad	Precio Unitario (USD)	CANTIDAD	PRECIO TOTAL (USD)
<b>1. Adecuación de la locación del pozo</b>					
1.1	Arreglo de la locación	EA	3793	N/A	-
1.2	Obras Electricas	EA	35000	N/A	-
<b>2. Movilización de equipos</b>					

2.1	Tractomula con cama baja	Hora	93	2	186
2.2	Grúa	Hora	96	2	192
<b>3. Trabajo equipo de Workover</b>					
3.1	Costo único por movilización	EA	7800	1	7800
3.3	Operación Rig (24 Horas), incluida cuadrilla de trabajo	Día	5308	3	15924
3.4	Contrato Laboral	día	3771	3	11313
3.5	Alimentacion	día	624	3	1872
<b>4. Tubería</b>					
4.1	Tubería 2 7/8 EUE N-80	Jts	344	5	1720
4.2	Sucker Rod 7/8" Grado D	Jts	-49	44	-2156
4.3	Sucker Rod 3/4" Grado D w/centralizador	Jts	-39	208	-8112
<b>5. Equipo de levantamiento Artificial</b>					
5.1	Sistema Plunger Lift (Incluye pistón)	EA	41500	1	41500
5.2	Equipo de superficie	EA	4800	1	4800
5.5	Equipo de fondo de pozo (Ancla de Gas 2 7/8" con Diptube 1 1/4")	EA	-225	1	-225
5.6	Unidad de Bombeo C-228-213-83 w/motor 30HP	EA	-38974	1	-38974
<b>TOTAL</b>					<b>35840</b>

Fuente: Autores

La

Tabla 54 presenta el flujo de caja mensual proyectados a un año y la Grafica 16 muestra el flujo de caja neto del proyecto.

**Tabla 54. Flujo de caja del pozo LS-43**

MESES	CAUDAL (STB/d)	EGRESOS (USD)	INGRESOS (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA NETO EMPRESA 70% (USD)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (USD)
0	0	35840	0	-35840	-25088	-25088
1	15,00	3465	29160	25695	17987	-7102
2	14,85	3431	28870	25439	17808	18338
3	14,70	3396	28583	25186	17630	43524
4	14,56	3363	28298	24936	17455	68460

5	14,41	3329	28017	24687	17281	93147
6	14,27	3296	27738	24442	17109	117589
7	14,13	3263	27462	24199	16939	141788
8	13,99	3231	27189	23958	16771	165745
9	13,85	3199	26918	23719	16604	189465
10	13,71	3167	26650	23483	16438	212948
11	13,57	3135	26385	23250	16275	236198
12	13,44	3104	26123	23018	16113	259217

Fuente: Autor

La primera columna del flujo de caja (Tabla 54) corresponde a la fecha; la proyección al futuro se realizó de acuerdo al tiempo de vida útil del sistema Plunger Lift total 12 meses, en la segunda columna aparece la producción del pozo, partiendo de la producción actual del mismo que es de 15 BOPD, esta producción se afecta por la declinación del campo del 12% anual.

La tercera columna hace referencia a los costos operacionales; se hace referencia a los egresos según el diseño realizado del sistema Plunger Lift para este pozo; incluyendo la inversión inicial en el mes cero y los costos mes a mes presentados en la Tabla 52 como son costos que implica producir un barril de crudo en el campo La Salina y los correspondientes impuestos.

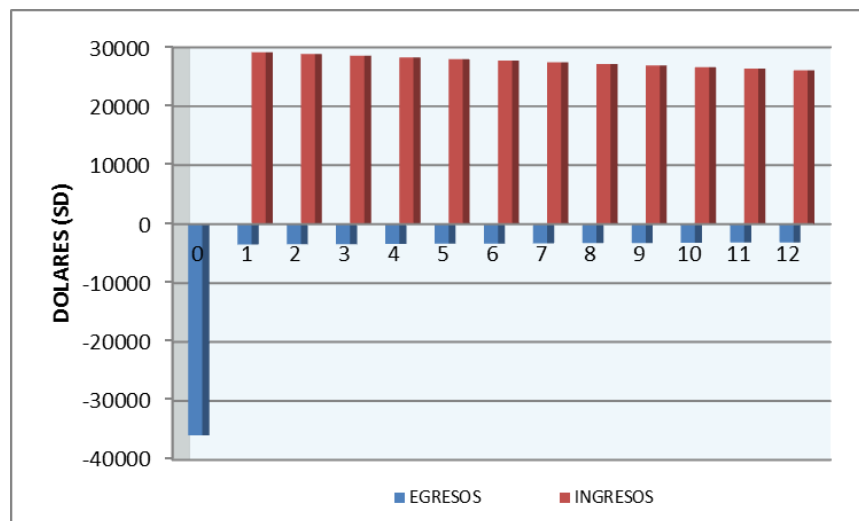
En la cuarta columna se incluyen los ingresos que fueron calculados tomando la producción neta del pozo considerando la declinación mensual mencionada anteriormente y las regalías que para Petrosantander son del 19%.

La quinta columna presenta el flujo de caja, resultado de descontar a los ingresos los egresos y la inversión inicial. La sexta columna corresponde al flujo de caja neto para la empresa operadora del Campo, aquí se contempla la participación de dicha empresa (70%).

La última columna presenta el flujo de caja acumulado, donde se observa que el plazo de recuperación es al segundo mes.

Al final del tiempo evaluativo del proyecto la empresa tendrá una ganancia acumulada de U\$259217 como resultado de la propuesta de instalación del sistema plunger lift en el pozo LS-43. La Grafica 16 muestra el flujo de caja neto para la empresa del pozo LS-43.

**Grafica 16. Flujo de caja neto del pozo LS-43.**



Fuente: Autor

Para el cálculo del valor presente neto se tomó una tasa de oportunidad del 20% efectivo anual, valor suministrado por la empresa Petrosantander.

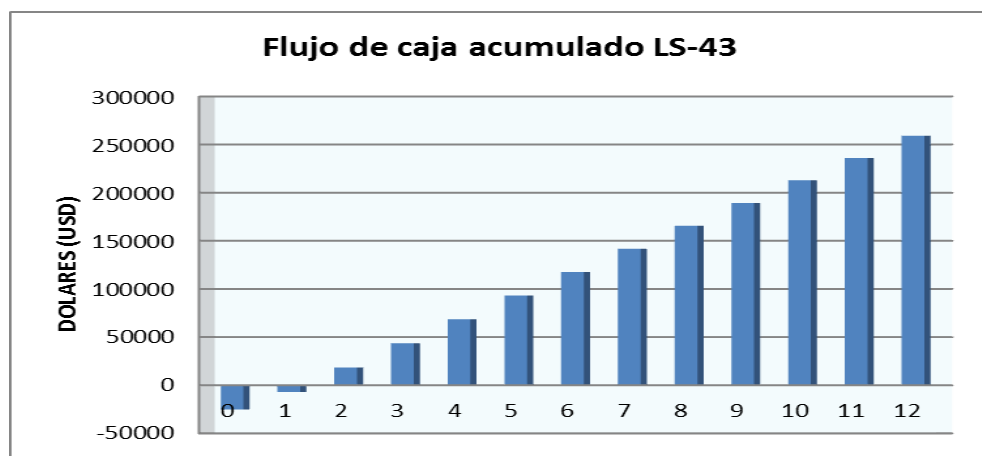
En la Tabla 55 se observa como al final del primer año el VPN del proyecto en el pozo LS-43, es positivo, lo que indica que el proyecto es viable, ya que nuestro VPN al primer año es mayor. También se presenta el payback del proyecto, el cual está alrededor de los 2 meses.

**Tabla 55. VPN y PAYBACK del pozo LS-43.**

MESES	VPN
0	-25088
1	17691
2	17227
3	16776
4	16336
5	15908
6	15491
7	15085
8	14689
9	14304
10	13929
11	13564
12	13209
<b>PAYBACK</b>	
	0,12

En la Figura 84 se observa que la implementación del sistema Plunger Lift en el pozo LS-43 se paga antes de terminar el segundo mes.

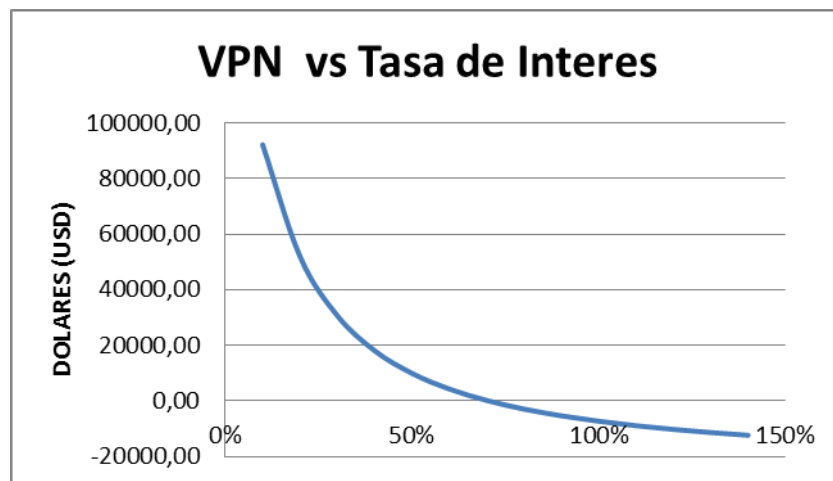
**Figura 84. Flujo de caja acumulado LS-43**



Fuente: Autor

A continuación se presenta la gráfica del VPN vs la tasa de interés, lo que nos muestra cual sería la tasa de retorno de la inversión del pozo LS-43.

**Figura 85. TIR del pozo LS-43**



Fuente: Autor

Se observa que la TIR está alrededor de una tasa de interés del 71% lo que es un buen indicador para nuestro proyecto ya que es mucho mayor que la tasa de oportunidad planteada por la empresa operadora.

Los anteriores son indicadores ya calculados son positivos para la realización del proyecto, ya que antes de primer semestre del año el VPN es positivo lo que indica que es viable, además se tiene que el payback es de 0,12, lo que nos deja más de 8 meses de ganancias netas en un año, sin intervenciones a pozo; por lo tanto esto genera un notable ahorro en la operación.

**7.8.3.2 Análisis financiero pozo LS-B01.** A continuación en la se presentan los costos de inversión inicial para la instalación del sistema plunger lift en el pozo LS-B01.

**Tabla 56. Inversión Inicial Pozo LS-B01**

Ítem	Descripción	Unidad	Precio Unitario (USD)	CANTIDAD	PRECIO TOTAL (USD)
<b>1. Adecuación de la locación del pozo</b>					
1.1	Arreglo de la locación	EA	3793	N/A	-
1.2	Obras Electricas	EA	35000	N/A	-
<b>2. Movilización de equipos</b>					
2.1	Tractomula con cama baja	Hora	93	5	465
2.2	Grúa	Hora	96	5	480
<b>3. Trabajo equipo de Workover</b>					
3.1	Costo único por movilización	EA	7800	1	7800
3.3	Operación Rig (24 Horas), incluida cuadrilla de trabajo	Día	5308	3	15924
3.4	Contrato Laboral	día	3771	3	11313
3.5	Alimentacion	día	624	3	1872
<b>4. Tubería</b>					
4.1	Tubería 2 7/8 EUE N-80	Jts	(26)	17	(442)
4.2	Sucker Rod 7/8" Grado D	Jts	(49)	2	(98)
4.3	Sucker Rod 7/8" Grado D w/centralizador	Jts	(88)	97	(8536)
<b>5. Equipo de levantamiento Artificial</b>					
5.1	Sistema Plunger Lift (Incluye pistón)	EA	41500	1	41500
5.2	Equipo de superficie	EA	4800	1	4800
5.5	Equipo de fondo de pozo (Ancla de Gas 2 7/8" con Diptube 1 1/4")	EA	(225)	1	(225)
5.6	Unidad de Bombeo 228D-213-86 w/motor 30HP	EA	(14029)	1	(14029)
				<b>TOTAL</b>	<b>60824</b>

Fuente: Autor

A continuación se presenta la tabla con los ingresos, egresos, flujo de caja y flujo de caja neto para la empresa Petrosantander que es del 70% de su participación; para el pozo LS-B01, no se adiciona la Tabla 52. Estructura de costos de

producción LS-43, ya que son los mismos costos de producción para el pozo LS-B01.

**Tabla 57. Flujo de caja LS-B01**

MESES	CAUDAL (STB/d)	EGRESOS (USD)	INGRESOS (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA NETO EMPRESA 70% (USD)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (USD)	VPN
0	0	60824	0	-60824	-42577	-42577	-42577
1	26,00	6006	50544	44538	31177	-11400	-11213
2	25,74	5946	50041	44095	30866	32695	31629
3	25,49	5887	49543	43656	30559	76351	72650
4	25,23	5828	49050	43222	30255	119572	111908
5	24,98	5771	48562	42792	29954	162364	149460
6	24,73	5713	48079	42366	29656	204730	185364
7	24,49	5656	47601	41944	29361	246674	219672
8	24,24	5600	47127	41527	29069	288201	252437
9	24,00	5544	46658	41114	28780	329315	283711
10	23,76	5489	46194	40705	28493	370020	313543
11	23,53	5434	45734	40300	28210	410319	341980
12	23,29	5380	45279	39899	27929	450218	369070

Fuente: Autor

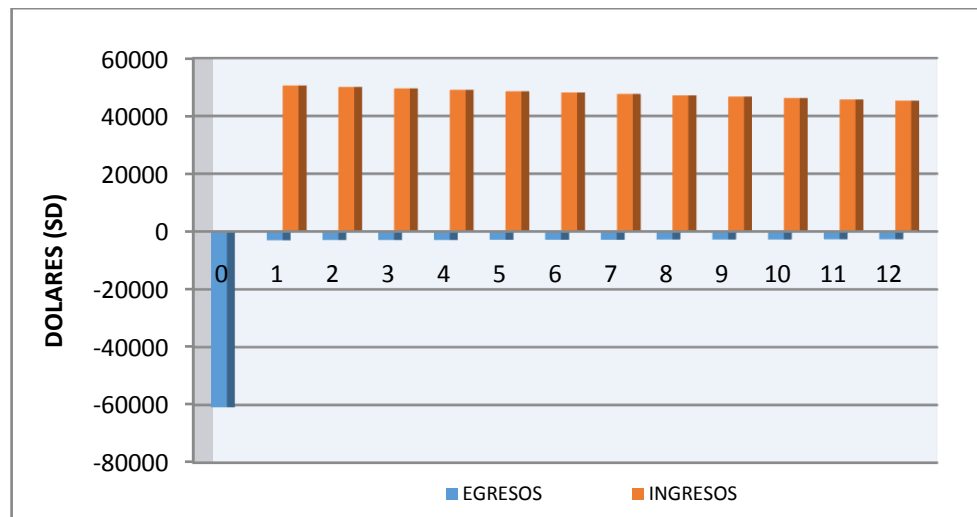
Cabe aclarar que para la inversión de los dos pozos se ha tenido en cuenta la recuperación de equipos o accesorios que tomaron como condición 2 debido a que la empresa operadora los toma y reutiliza tomando como precio uno más bajo, como son: tubería, varilla, unidad de bombeo y ancla de gas, por lo tanto la inversión inicial de los dos pozos es relativamente baja y nos genera ganancias en menos de seis meses; por lo tanto la implementación del sistema plunger lift no solo nos reduce costos tanto en inversión como en intervenciones a pozo lo cual es un beneficio para la operadora.

Para el valor presente neto se tomó una tasa de oportunidad del 20% efectivo anual, valor que fue suministrado por la empresa operadora.

A continuación en la tabla se observa como al segundo mes de su implementación el VPN del proyecto en el pozo LS-B01 es positivo, lo que indica que es viable.

También se presenta el payback del proyecto, el cual está alrededor del primer mes; además se observa el incremento en la producción de este pozo con respecto al anterior pues cabe destacar la presencia de parafina constante en la tubería y que una de las principales características del sistema Plunger Lift es la constante limpieza de la tubería.

**Figura 86. Flujo de caja del pozo LS-B01**



Fuente: Autores

**Tabla 58. VPN y PAYBACK del pozo LS-B01**

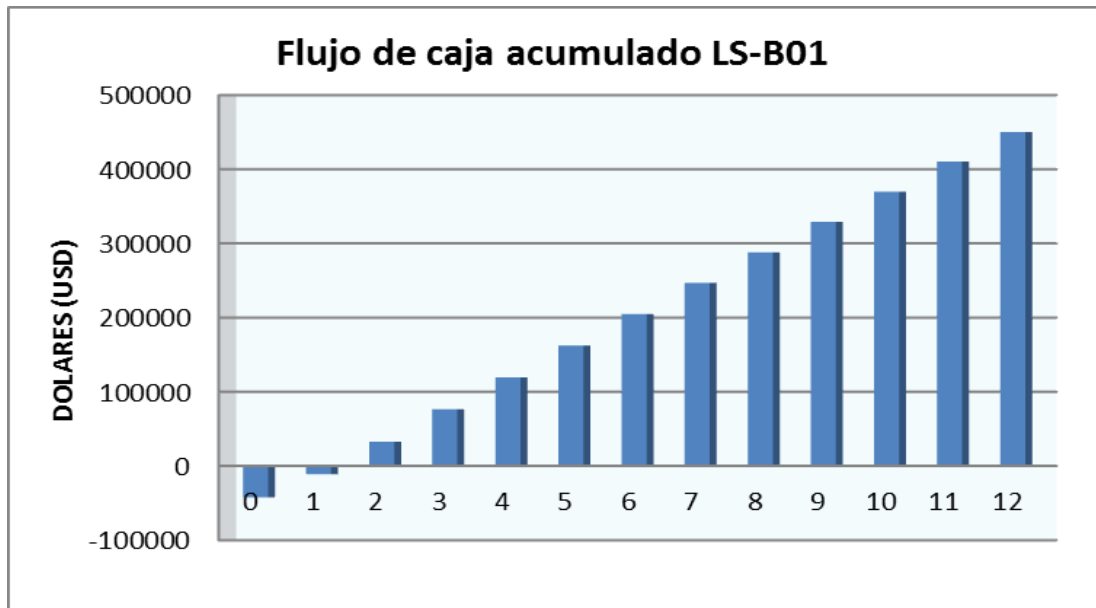
MESES	VPN
0	-42577
1	-11213
2	31629
3	72650
4	111908
5	149460
6	185364
7	219672
8	252437
9	283711
10	313543
11	341980
12	369070

PAYBACK
0,12

Fuente: Autor

En la Figura 87 se observa que el proyecto de la implementación del sistema plunger lift en el pozo LS-B01

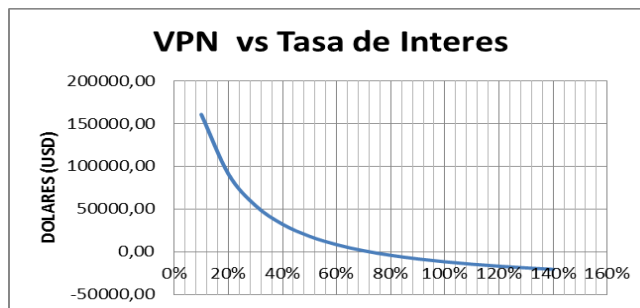
**Figura 87. Flujo de caja acumulado LS-B01**



Fuente: Autor

A continuación se presenta la gráfica del VPN vs la tasa de interés, lo que nos muestra cual sería la TIR para el pozo LS-B01.

**Figura 88. TIR del pozo LS-B01**



Fuente: Autor

Se observa que la TIR está alrededor de una tasa de interés de alrededor del 72%, esta TIR es un buen indicador para el proyecto, ya que es mucho mayor que la tasa de oportunidad planteada por la empresa operadora.

Finalmente para darle más valor al proyecto y un punto de comparación, a continuación se presenta un caso comparativo usando al pozo LS-43 pero manteniendo su estado de levantamiento actual bombeo mecánico.

Para esta comparación se presentan de una manera más resumida y concreta, con la realización de esta comparación se logró cuantificar el ahorro que generaría la instalación del plunger lift, y hacer más visible el ahorro en costos de producción e intervenciones a los pozos. De acuerdo con información suministrada por la empresa operadora, los pozos se intervienen al menos 2 veces al año, siendo las causas más notorias: varilla rota, cambio de bomba por arenamiento y por lo tanto cambio de profundidad de asentamiento.

En la Tabla 59 presentamos los costos asociados actualmente a la producción del crudo del campo La Salina, tomando el estado mecánico en bombeo mecánico del pozo LS-43 antes de la instalación del plunger y su producción en ese momento, teniendo en cuenta que el pozo sería intervenido 5 veces en el año de evaluación.

**Tabla 59.** Costos actuales asociados a la producción del Campo La Salina.

SERVICIO	UNIDAD	COSTO
Precio neto del crudo LS	USD/BLS	80,00
Impuesto de Renta	%	2,75
Regalías	%	19,00
Lifting Cost	USD/BLS	3,50
Costo de Transporte	USD/BLS	2,00

Fuente: Autores

En la Tabla 60 se observa que el único valor que debe variar es el lifting cost que implica un sistema de bombeo mecánico, sumando la inyección de píldora desparafinadora para los pozos y las 5 intervenciones a pozo en el año.

**Tabla 60. Inversión inicial para el caso con Bombeo Mecánico.**

Ítem	Descripción	Unidad	Precio Unitario (USD)	CANTIDAD	PRECIO TOTAL (USD)
<b>1. Adecuación de la locación del pozo</b>					
1.1	Arreglo de la locación	EA	3793	N/A	-
1.2	Obras Electricas	EA	35000	N/A	-
<b>2. Movilización de equipos</b>					
2.1	Tractomula con cama baja	Hora	93	10	930
2.2	Grúa	Hora	96	10	960
<b>3. Trabajo equipo de Workover</b>					
3.1	Costo único por movilización	EA	7800	5	39000
3.3	Operación Rig (24 Horas), incluida cuadrilla de trabajo	día	5308	10	53080
3.4	Contrato Laboral	día	3771	10	37710
3.5	Alimentacion	día	624	10	6240
<b>4. Tubería</b>					
4.1	Tubería 2 7/8 EUE N-80	Jts	26	0	0
4.2	Sucker Rod 7/8" Grado D	Jts	49	0	0
4.3	Sucker Rod 7/8" Grado D w/centralizador	Jts	88	0	0
<b>TOTAL</b>					<b>137920</b>

Fuente: Autores

En la anterior tabla de costos solo se tuvo en cuenta el costo de la intervención del equipo WO, sin incluir la causa, ya que dependiendo de la actividad que se realice varia el costo según el diagnóstico de falla del pozo, pero lo presentado seria el valor mínimo que generan las dos intervenciones en el año.

Con los datos de las dos tablas anteriores se obtuvo la

Tabla 61, la cual muestra cómo serían los ingresos, egresos y flujo de caja por mes según la participación del 70% de la empresa operadora.

**Tabla 61.** Ingresos, Egresos y Flujo de caja del caso Bombeo Mecánico.

MESES	CAUDAL (STB/d)	EGRESOS (USD)	INGRESOS (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA NETO EMPRESA 70% (USD)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (USD)	VPN
0	0	137920	0	-137920	-96544	-96544	-96544
1	15,00	10890	29160	18270	12789	-83755	-82379
2	14,85	10782	28870	18088	12662	-65667	-63527
3	14,70	10674	28583	17908	12536	-47759	-45444
4	14,56	10568	28298	17730	12411	-30029	-28104
5	14,41	10463	28017	17554	12288	-12475	-11483
6	14,27	10359	27738	17379	12165	4904	4440
7	14,13	10256	27462	17206	12044	22110	19690
8	13,99	10154	27189	17035	11924	39145	34287
9	13,85	10053	26918	16865	11806	56010	48254
10	13,71	9953	26650	16698	11688	72708	61610
11	13,57	9854	26385	16531	11572	89239	74376
12	13,44	9756	26123	16367	11457	105606	86572

Fuente: Autor

A continuación en la Tabla 62 se muestran los indicadores económicos, VPN a un año, el payback y el flujo de caja acumulado al año con Bombeo Mecánico.

**Tabla 62.** Indicadores financiero para Bombeo Mecánico

Sistema de Levantamiento	BM
PayBack (Meses)	7,97
VPN 1 año (TIR 20% E.A)	-41.689
Flujo de caja acumulado a 1 año	105.606

Fuente: Autor

En la Tabla 63 se presentan los resultados del pozo LS-B01 con sistema Plunger Lift y bombeo mecánico.

**Tabla 64.** Cuadro Comparativo de los Indicadores Financieros.

Sistema de Levantamiento	BM	PL LS-43
PayBack (Meses)	7,97	1,44
VPN 1 año (TIR 20% E.A)	-41.689	52.060
Flujo de caja acumulado a 1 año	105.606	259.217

Fuente: Autor

## 7.9 CONCLUSIONES DEL ANALISIS FINANCIERO

En la Tabla 62 se observa claramente como el sistema de bombeo mecánico es rentable, y tiene indicadores positivos, durante este proyecto un objetivo no ha sido refutar esa idea, pero uno de los objetivos era mostrar los ahorros que generaría el sistema plunger lift con respecto al lifting cost y al hecho que las intervenciones con plunger lift serían prácticamente nulas, ya que el único mantenimiento que se le hace al equipo cada año es el cambio de pistón, y no deriva en la contratación de un equipo de workover. Además el plunger lift funciona con la energía propia del yacimiento, no requiere de energía eléctrica, y lo anterior queda evidenciado al comparar el lifting cost de cada uno de los sistemas mencionados.

Se muestra como sin la necesidad de hacer esfuerzos en aumentar la producción de los pozos, sino buscando alternativas para el ahorro de costos y mantenimiento se podrían lograr mejores resultados monetarios, además de mitigar un problema operacional como es la producción de parafinas, con el hecho de probar, aprender y masificar distintas tecnologías a las tradicionales de nuestro país.

## RECOMENDACIONES

Después del desarrollo y terminación de este proyecto se recomienda que:

- Tener un manejo acertado de la información que requiere el software para realizar cualquier tipo de análisis y por ende recomendaciones de cambio dependiendo del comportamiento de cada uno de los pozos.
- Implementar el sistema Plunger Lift en pozos con una producción estable y no en pozos marginales, esto con el fin de realizar una evaluación más completa del funcionamiento del mismo.
- Verificar que no se encuentra fluido de control de pozo en el fondo antes de la instalación del sistema Plunger Lift, el cual posiblemente este matando la producción de las perforaciones inferiores.
- Generar un perfil de los fluidos en el fondo del pozo, adicionalmente realizar un PBU para determinar el potencial actual del pozo.
- Posicionar el Bumper Spring o resorte de fondo lo más abajo posible del pozo, esto con el fin de ganar mayor carga líquida por ciclo y mejorar la producción.
- Bajar un BHA acondicionado para obtener información de presión y temperatura de fondo del pozo, de esta manera se podrá realizar pruebas de presión de forma memorizada, y así optimizar la producción del pozo y el manejo del sistema.
- Al momento de realizar suabeos en el pozo, el revestimiento debe estar cerrado para así favorecer la re-presurización del sistema.

- Realizar un proyecto para cambio de sistemas de levantamiento a Plunger Lift, siempre y cuando la condición sea la compra del mismo.

## CONCLUSIONES

- No es representativo hacer algún cambio de diámetro de Tubing para ninguno de los pozos, ya que no se logra ninguna optimización, lo que quiere decir que el diámetro que está actualmente es apto para las condiciones de operación.
- Realizar variaciones en las líneas de flujo para el estudio en superficie refleja que las condiciones actuales de operación son las mejores ya que la optimización no es representativa
- Ya que el principio del sistema se basa en la energía que acumula y aporta el gas que se encuentra en el espacio anular sobre la cámara en el momento de conducir los fluidos dentro del tubing y que su principal objetivo es reducir la presión de fondo fluyendo para permitir la entrada de los fluidos de la formación a la cámara se encontró que las variables que imposibilitan la implementación del sistema son la GRL y la Pwf.
- El impacto ambiental causado por la descarga de gas al ambiente es nulo, debido a que es un sistema cerrado que acumula gas en el anular y lo aprovecha como mecanismo de levantamiento de los fluidos acumulados en la tubería de producción, además cabe aclarar que para el sistema instalado en el pozo LS-B01, el gas producido luego de pasar por las instalaciones de separación es re-inyectado por el casing para reducir los tiempos de cierre en cada ciclo del pozo y así lograr optimizarlo.
- Utilizando el Plunger adecuado se logra controlar y prevenir la producción de hidratos y parafinas, lo que disminuye los costos de intervención al pozo; además el sistema garantiza la remoción de líquidos que suelen

acumularse en la tubería de producción, evitando la obstrucción de la misma.

- Los datos de producción de gas no son precisos, debido a que en las planta de separación, el Campo La salina no cuantifica la producción de gas por pozo.
- La implementación del sistema Plunger Lift resulta económicamente atractiva frente a otros sistemas de levantamiento artificial, gracias a la simplicidad de su instalación y equipos, y al bajo costo que tiene producir un barril de fluido con este sistema.
- El cálculo del VPN concluye que la implementación del sistema Plunger Lift en el Campo La Salina es atractiva en los dos pozos ya que cubre la inversión inicial y genera ganancias, además analizando la TIR respecto a la tasa de oportunidad de la empresa operadora que es del 20% E.A se encontró que la implementación del sistema continua siendo rentable ya que la TIR es mayor a la tasa suministrada por la empresa.
- El flujo de caja acumulado a un año para los pozos LS-43 y LS-B01 es de USD 259.217 y USD 450.218 respectivamente, que al compararlo con los USD 105.606 de seguir con el sistema de bombeo mecánico; es una primera estimación monetaria muy atractiva. Teniendo en cuenta que en ningún momento nuestra idea con este proyecto ha sido refutar este sistema, tan solo disminuir intervenciones a pozo y con esto generando un beneficio económico para la empresa operadora.

## BIBLIOGRAFIA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS [ANH]. Colombian Sedimentary basins 2007. [www.anh.gov.co](http://www.anh.gov.co)

AVERY, D. J, et all. Design Optimization of Plunger Lift Systems [en línea] SPE 17585. Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etropreview?id=SPE-17585/>.

BROWN, Kermit E. The technology of artificial lift methods, Vol. 4. Tulsa, Oklahoma. Editorial Penn well Publishing Company. 1980. p. 853.

BEESON, C.M. KNOX, D.G. and STODDARD, J.H. "Plunger Lift Correlation Equations and Nomographs," Paper 501-G, New Orleans. 1995. p 5.

BEGGS, Dale. Production optimization using nodal analysis. Oil and Gas Consultants International Inc. Tulsa, Oklahoma. 1991.

BROWN, Kermit. The technology of artificial lift methods. Production optimization of oil and gas wells by nodal systems analysis. Tulsa, Oklahoma. 1984.

BEAUREGARD, E et all. Introduction to Plunger Lift: Application, Advantages and Limitations. Texas. Department of Petroleum Engineering. Texas Tech University, 1981.

BECKER, D. J et all. Plunger Lift Optimization by Monitoring and Analyzing Wellbore Acoustic Signals and Tubing and Casing Pressures [en línea]

SPE104594. Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etropreview?id=SPE-104594/>.

BIZZOTTO, P et all. Aplicación de los Diferentes Tipos de Plunger Lift en el Yacimiento Cerro Dragon. Pan American Energy. Unidad de Gestion Golfo San Jorge, 2001.

BRAGANZA, E et all. Artificial System-Plunger Lift - Time of Fall of the Plunger Under Operative Condition of Well of Petroleum [en línea] SPE 72171.Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etropreview?id=SPE-72171/>.

BERNAL, Fabián. VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO. Trabajo de Grado de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Fisicoquímica. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2012

CHAPMAN PETROLEUM ENGINEERING LTD. “Crude Oil, Historical, Constant, current and futures prices”. Enero 1, 2008.

FOSS, D.L. and GAUL, R.B. “Plunger Lift Performance Criteria with Operating Experience Ventura Avenue Field,” Drilling and Production Practice, 1965. p 64. HACKSMA, J.D. “User’s Guide to Predicting Plunger Lift Performance,” Texas, 1972. p 87.

GARCIA, Nelly. Aplicación de la técnica análisis nodal en el sistema de producción del campo bonanza para determinar oportunidades de optimización. Trabajo de Grado de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Fisicoquímica. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2013

HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un sistema de producción y análisis nodal. [On-line]. 2009. www.oilproduction.net.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Trabajos escritos: presentación y referencia bibliográficas. Sexta actualización. Bogotá: ICONTEC. p 110.

INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Informe técnico de proyectos 2007. p 22.

JAUREGUI, Juan y GALVIS, Silvia. Evaluación técnica y económica de la aplicación del método de bombeo multifásico en campos marginales de petróleo. Trabajo de grado para optar el título como Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga 2011. P 118.

KERMIT, E et all. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 1: Inflow Performance Multiphase Flow in Pipes the Flowing Well. Oklahoma, Texas. The University of Tulsa.

KERMIT, E et all. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2a: Introduction of Artificial Lift Systems Beam Pumping: Design and Analysis Gas Lift. Oklahoma, Texas. The University of Tulsa.

KERMIT, E et all. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2b: Electric Submersible Centrifugal Pumps Hydraulic Pumping - Piston Type Jet Pumping Plunger Lift, Other Methods of Artificial Lift Planning and Comparing Artificial Lift Systems. Oklahoma, Texas. The University of Tulsa.

KERMIT, E et all. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 4: Production

LARA, Mónica, TOLOSA, Norida. Optimización de la producción de los pozos asociados a la estación tres del campo Ilanito de Ecopetrol S.A utilizando el método de análisis nodal. Trabajo de Grado de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Físicoquímica. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2012

LYONS. William C. Petroleum Production Engineering, Elsevier Science & Technology Books. 2007. p 215.

MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la producción mediante análisis nodal-ESP OIL. [On-line]. 2008. [www.scribd.com](http://www.scribd.com).

NIND, T.E.W. Principles of Oil Well Production. New York: McGraw Hill. 1964. P 71 a 96.

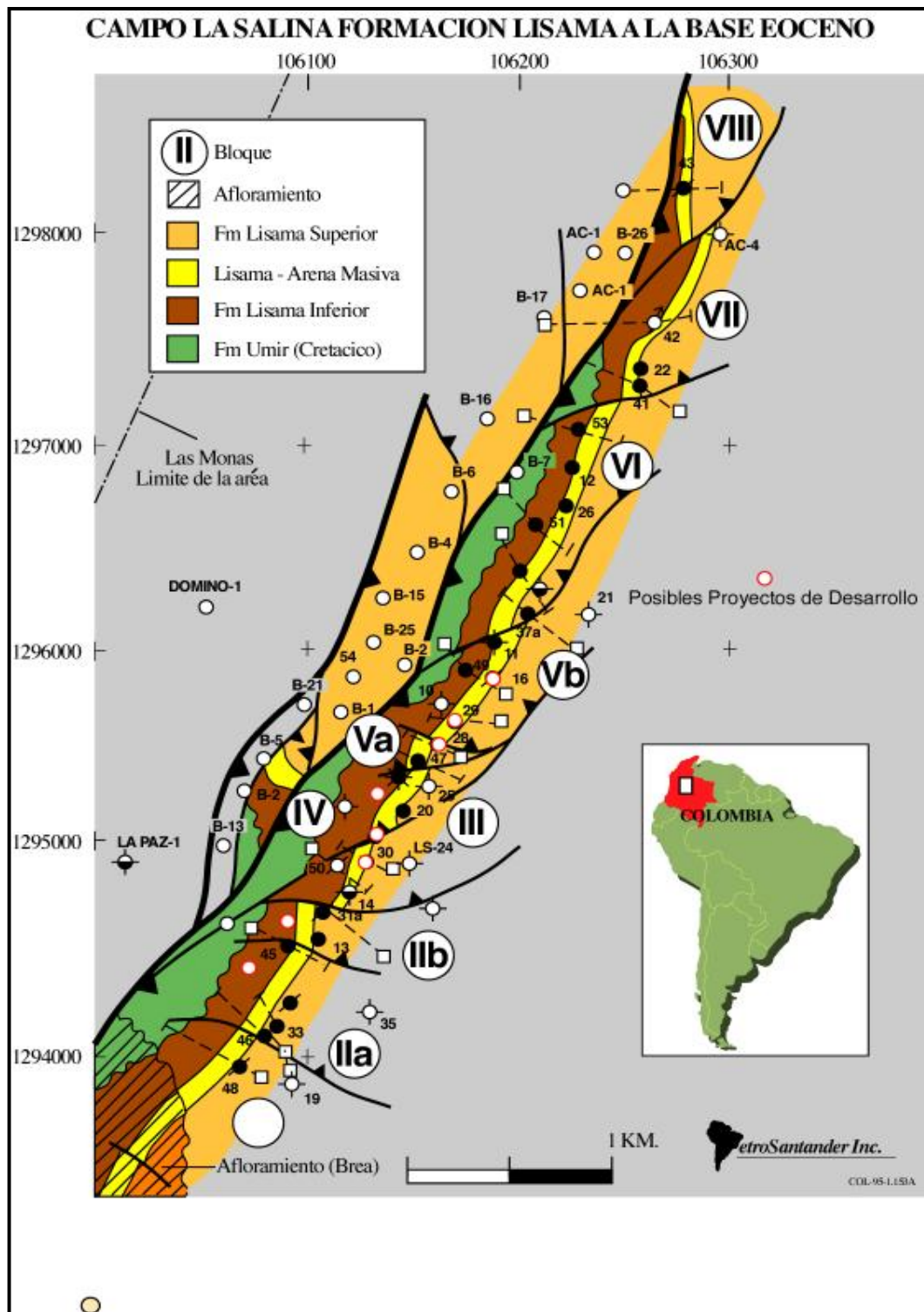
PRODUCTION CONTROL SERVICES INC, Plunger Lift Applications and Operations Manual. 2002. p 5.

WIGGINS, Michael L, SPE, U. of Oklahoma, Sean H. Nguyen, SPE, Phillips Petroleum Co., and Sandro Gasbarri, SPE. PDVSA Intervep. Optimizing Plunger Lift Operations in Oil and Gas Wells (Paper).

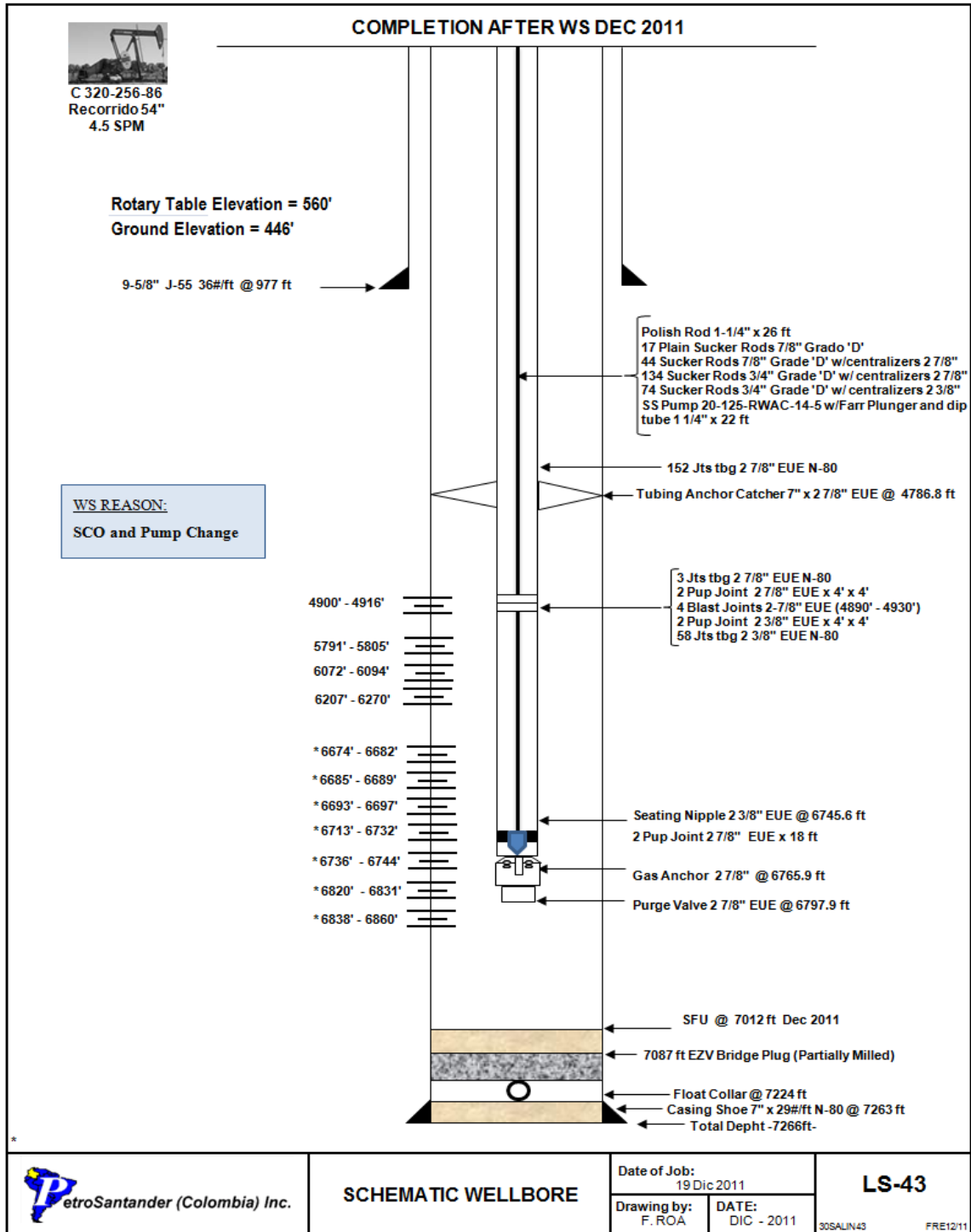




## MAPA ESTRUCTURAL – FORMACIÓN LISAMA

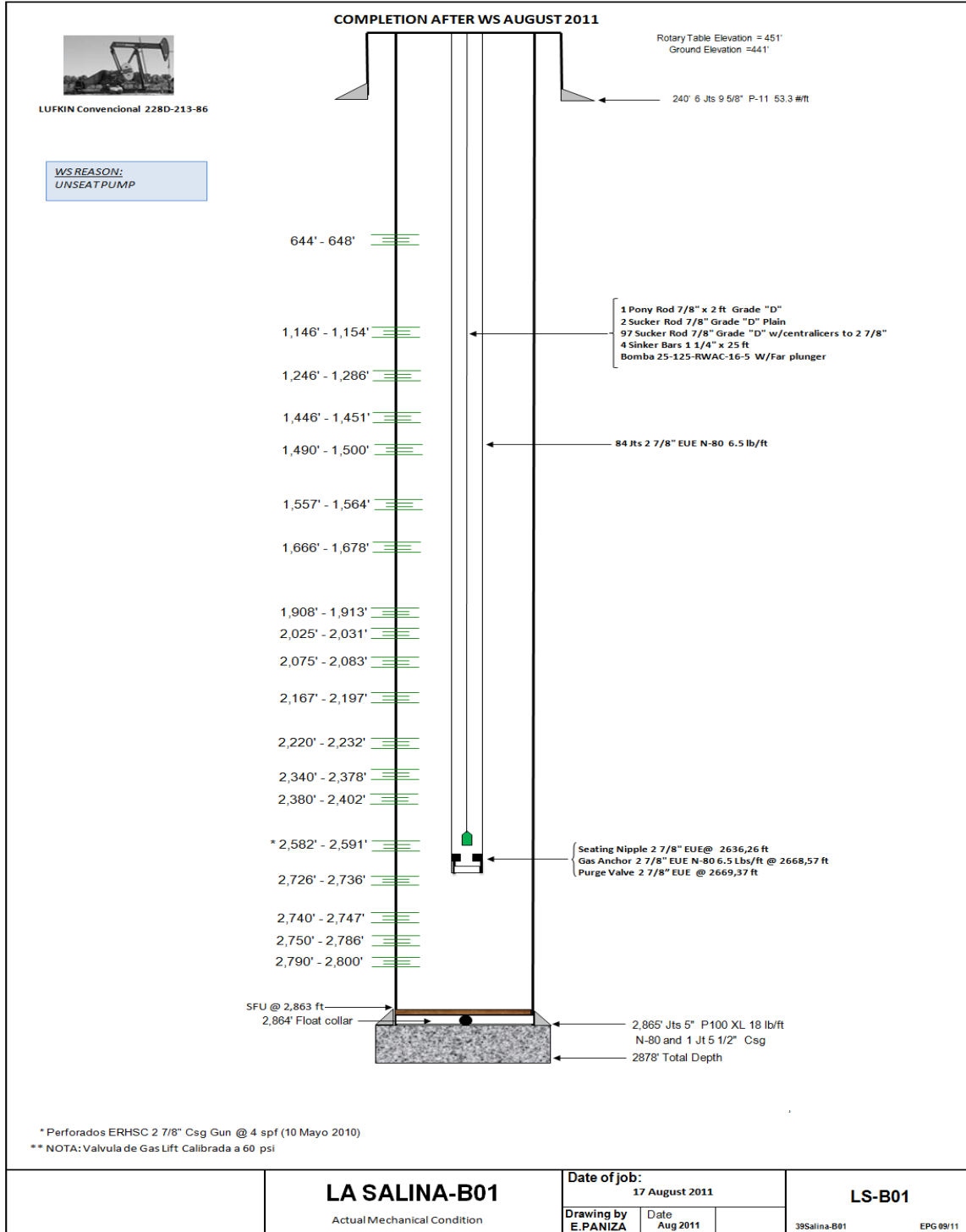


## Anexo 2. Estado mecánico LS-43 con bombeo mecánico.



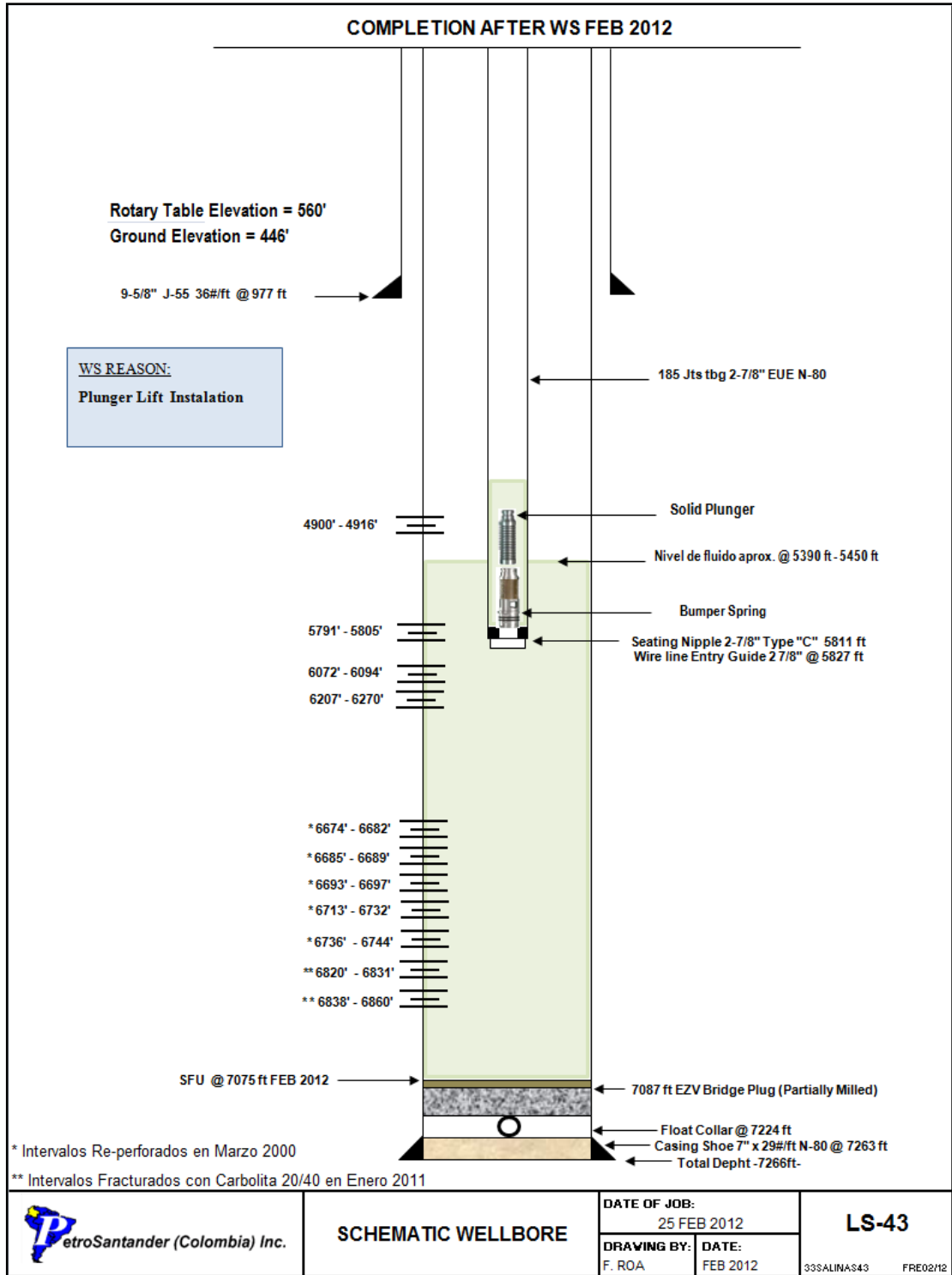
Fuente: Petrosantander Colombia Inc. 2011

## Anexo 2. Estado mecánico LS-B01 con bombeo mecánico.



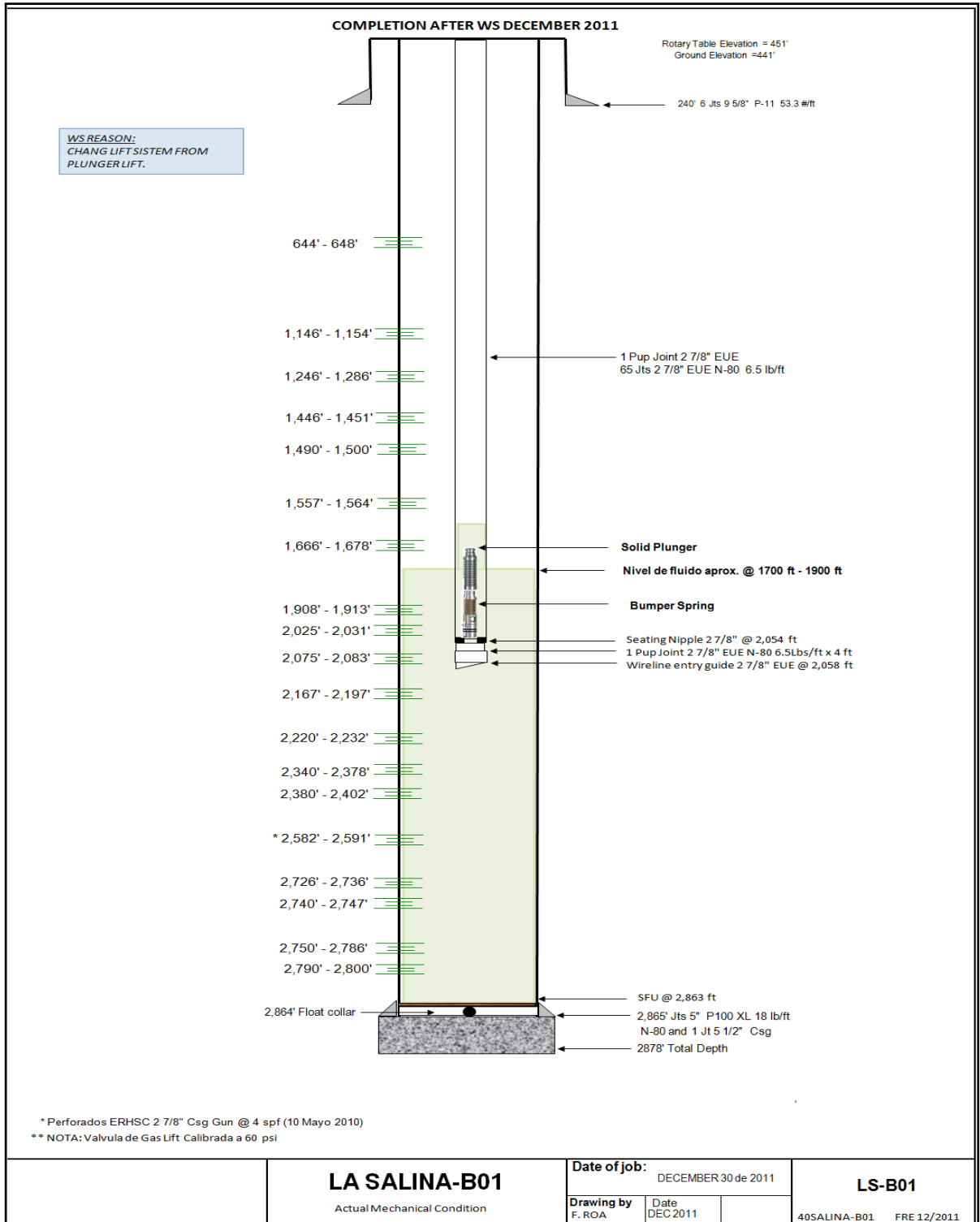
Fuente: Petrosantander Colombia Inc. 2011

### Anexo 3. Estado Mecánico con sistema Plunger Lift LS-43



Fuente: Petrosantander Colombia Inc. 2012

## Anexo 4. Estado mecánico con sistema Plunger Lift LS-B01



Fuente: Petrosantander Colombia Inc