

**ANALISIS DE LA VELOCIDAD DE FLUJO EN LOS POZOS DEL ACTIVO
LLANITO DE ECOPETROL S.A. PARA DETERMINAR EL ARRASTRE O LA
DEPOSITACION DE LA PRODUCCION DE ARENA**

ANDRES HERNANDO CAMACHO FORERO

YUDY PAOLA VILLAMIZAR ARIZA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2010

**ANALISIS DE LA VELOCIDAD DE FLUJO EN LOS POZOS DEL ACTIVO
LLANITO DE ECOPETROL S.A. PARA DETERMINAR EL ARRASTRE O LA
DEPOSITACION DE LA PRODUCCION DE ARENA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

ANDRES HERNANDO CAMACHO FORERO

YUDY PAOLA VILLAMIZAR ARIZA

DIRECTOR

Ing. Jorge Andrés Sáchica

CODIRECTOR

Msc. Fernando Calvete

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2010

DEDICATORIA

A Dios por haberme dado fortaleza y sabiduría a lo largo de todos estos años de mi pregrado y por permitirme la realización de este trabajo.

A mis padres por su apoyo incondicional, a mi hermano, a mis compañeros de estudio y en especial a mi novia.

Andrés Camacho.

DEDICATORIA

A Dios, por haberme permitido recorrer este camino y lograr la culminación de esta etapa.

A mis padres, por todo su amor, esfuerzo, dedicación y entrega, brindándome el apoyo necesario e incondicional, durante mi formación personal y profesional.

A mi novio y mis amigos por ayudarme a crecer y madurar como persona, y por estar siempre conmigo apoyándome en todas las circunstancias posibles

Yudy Villamizar A.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander por permitir nuestra formación como profesionales.

Al Ingeniero Jorge Andrés SÁCHICA por su inmensa colaboración en todo momento, por su disposición para con el proyecto, por su buen sentido del humor y por dejar en nosotros un amplio conocimiento.

Al Ingeniero Fernando Calvete por orientarnos en cada una de las diferentes etapas de este proyecto.

Al Ingeniero Edwinder Bolaños por su disposición, y apoyo en nuestra investigación de forma incondicional.

A la Ingeniera Lorena por hacernos más agradables los momentos de trabajo.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCION	19
1. METODOLOGÍA UTILIZADA PARA EL ANALISIS DE LA VELOCIDAD DE FLUJO EN EL CAMPO LLANITO	21
1.1 SELECCIÓN DE POZOS CON MAYOR PRODUCCIÓN DE ARENA	21
1.1.1 Pozos activos	21
1.1.2 Volumen de arena en superficie (BSW)	22
1.1.3 Volumen de arena en fondo	23
1.1.4 Historial de eventos	25
1.1.5 Selección final de los pozos con mayor producción de arena del campo Llanito	28
1.2 ANALISIS GANULOMETRICO DEL CAMPO LLANITO	29
1.2.1 Resultados y analisis	29
1.3 DETERMINACION DE LA VELOCIDAD CRÍTICA DE FLUJO	33
1.3.1 Velocidad critica de flujo	33
1.3.2 Cálculo de la velocidad de deslizamiento del solido	35
1.3.2.1 Correlaciones para la determinación de la velocidad de deslizamiento del solido	35
1.3.2.2 Parámetros requeridos para aplicar las correlaciones	37
1.3.3 Determinación de la Velocidad del fluido	42
1.4 ANÁLISIS DE LA VELOCIDAD CRITICA DE FLUJO	43
2. DETERMINACION DEL MANEJO O CONTROL DE ARENA.....	55
2.1 SELECCIÓN DE METODOS DE CONTROL DE ARENA.....	56
2.1.1 Criterios de selección del Sand Control	56
2.1.2 Determinación del método de control de arena	58
2.1.3 Análisis económico del método de control de arena seleccionado	63
2.1.3.1 Análisis de resultados	68
2.2 RECOMENDACIONES DE MANEJO DE ARENA (SAND MANAGEMENT) ...	72

3. SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA)	74
3.1 FACTIBILIDAD DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL CAMPO LLANITO	75
3.1.1 Criterios de selección.....	75
3.1.1.1 Análisis de cada uno de los criterios para los pozos objeto de estudio	77
3.1.2 Selección preliminar de los Sistemas de levantamiento artificial convenientes en Llanito	82
3.2 ANALISIS DE FALLAS DE BOMBEO MECÁNICO Y PCP EN EL AREA GALÁN- LLANITO.....	85
3.3 ANALISIS ECONÓMICO	90
CONCLUSIONES	107
RECOMENDACIONES.....	109
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	111
ANEXOS.....	114

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Fig. 1. Pozos con mayor producción de arena en superficie	22
Fig. 2. Pozos areneros según el volumen de arena en fondo	25
Fig. 3. Distribución granulométrica de acuerdo a la clase de tamaño de Llan0117	31
Fig. 4. Distribución granulométrica de acuerdo a clase de tamaño de Llan0093..	32
Fig. 6. Depositación de la arena en fondo ($V_f < 2V_s$)	34
Fig. 7. Distribución de tamaño de partícula de las zonas de la F. Mugrosa.....	59
Fig. 8. Coeficientes de uniformidad de las zonas de la formación Mugrosa	59
Fig. 9. Distribución del tamaño de partícula en Mugrosa Alta.....	60
Fig. 10. Distribución del tamaño de partícula en Mugrosa Base	61
Fig. 11. Distribución del tamaño de partícula en Mugrosa Media 2	62
Fig. 12. Análisis de la implementación de Frack pack en Llanito 120.....	69
Fig. 13. Análisis de la implementación de Frack pack en Llanito 106.....	69
Fig. 14. Análisis de la implementación de Frack pack en Llanito 94.....	70
Fig. 15. Análisis de la implementación de Frack pack en Llanito 102.....	71
Fig. 16. Análisis de la implementación de Frack pack en Llanito 97.....	71
Fig. 17. Eficiencia de los diferentes sistemas de levantamiento artificial	81
Fig. 18 Equivalente en tiempo de las fallas en pozos con Bombeo Mecánico	88
Fig. 19. Equivalente en tiempo de las fallas en pozos con PCP	89
Fig. 20. Comportamiento de los flujos de caja de los dos SLA para llanito 122...101	101
Fig. 21. Comportamiento de los flujos de caja de los dos SLA para llanito 120...102	102
Fig. 22. Comportamiento de los flujos de caja de los dos SLA para llanito 106...102	102
Fig. 23. Comportamiento de los flujos de caja de los dos SLA para llanito 94.....103	103
Fig. 24. Comportamiento de los flujos de caja de los dos SLA para llanito 75.....103	103
Fig. 25. Comportamiento de los flujos de caja de los dos SLA para llanito 93.....104	104
Fig. 26. Comportamiento de los flujos de caja de los dos SLA para llanito 99.....104	104
Fig. 27. Comportamiento de los flujos de caja de los dos SLA para llanito 117...105	105

Fig. 28. Comportamiento de los flujos de caja de los dos SLA para Ilanito 97.....106

Fig. 29. Comportamiento de los flujos de caja de los dos SLA para Ilanito 102...106

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Pozos Activos del campo Llanito	21
Tabla 2. Volumen de arena en fondo para Llan0097	24
Tabla 3. Operaciones/eventos registrados en Open Wells.	26
Tabla 4. Pozos con mayor producción de arena según historial de eventos	27
Tabla 5. Selección final de los pozos objeto de estudio.....	28
Tabla 6. Muestras analizadas	29
Tabla 7. Distribución granulométrica de Llan0117 y Llan0093	30
Tabla 8. Parámetros Estadísticos	33
Tabla 9. Características de los fluidos de los pozos seleccionados.....	38
Tabla 10. Corte de agua de los pozos objeto de estudio	38
Tabla 11. Sensibilidad de la velocidad de la partícula con el corte de agua y el diámetro de partícula	39
Tabla 12. Rango del diámetro de partícula para los pozos Llan0117 y Llan0093.	40
Tabla 13. Características para determinar la velocidad de las partículas	40
Tabla 14. Velocidades de deslizamiento de la partícula para Llan0102	41
Tabla 15. Velocidades de deslizamiento de la partícula para Llan0122	42
Tabla 16. Producción y velocidad del fluido de los pozos seleccionados	43
Tabla 17. Velocidad de la partícula y velocidad del fluido para Llan0102.....	44
Tabla 18. Velocidad de la partícula y velocidad del fluido para Llan0106.....	45
Tabla 19. Velocidad de la partícula y velocidad del fluido para Llan0097	46
Tabla 20. Velocidad de la partícula y velocidad del fluido para Llan0075.....	47
Tabla 21. Velocidad de la partícula y velocidad del fluido para Llan0099.....	48
Tabla 22. Velocidad de la partícula y velocidad del fluido para Llan0122.....	49
Tabla 23. Velocidad de la partícula y velocidad del fluido para Llan0120.....	50
Tabla 24. Velocidad de la partícula y velocidad del fluido para Llan0117.....	51
Tabla 25. Velocidad de la partícula y velocidad del fluido para Llan0094.....	52

Tabla 26. Velocidad de la partícula y velocidad del fluido para Llan0093.....	53
Tabla 27. Resumen de la capacidad de transporte de sólidos de los pozos	54
Tabla 28. Selección en primera instancia del manejo o control de arena	55
Tabla 29. Criterios de selección considerados por Tiffin & King	57
Tabla 30. Control de arena según los límites propuestos por Tiffin & King	57
Tabla 31. Zonas cañoneadas de la F. Mugrosa en los pozos seleccionados	58
Tabla 32. Criterios de Tiffin & King de Mugrosa Alta	60
Tabla 33. Criterios de Tiffin & King de Mugrosa Base	61
Tabla 34. Criterios de Tiffin & King de Mugrosa Media 2.....	62
Tabla 35. Análisis económico de la implementación del Frack pack	65
Tabla 36. Análisis económico del método de control de arena a implementar	68
Tabla 37. Criterios generales para la selección de un sistema de levantamiento artificial.....	76
Tabla 38. Parámetros de selección de SLA aplicados a los pozos objeto de estudio de Llanito.....	80
Tabla 39. Fallas del Bombeo Mecánico de Llan0097	86
Tabla 40. Análisis de fallas Llan0117 (Bombeo Mecánico-PCP)	87
Tabla 41. Resumen de fallas del Bombeo Mecánico	88
Tabla 42. Resumen de fallas de Bombeo por cavidades progresivas	89
Tabla 43. Fallas del sistema PCP en campos del valle medio del Magdalena	90
Tabla 44. Equivalente de la producción en dinero (diario y mensual).....	92
Tabla 45. Pérdidas de dinero debido a fallas de Bombeo Mecánico	93
Tabla 46. Pérdidas de dinero debido a fallas del sistema PCP.....	94
Tabla 47. Análisis económico de la continuidad del Bombeo mecánico en Llan0097	95
Tabla 48. Análisis económico del cambio de Bombeo Mecánico a PCP Llan97 ..	97
Tabla 49. Parámetros económicos calculados para los dos sistemas de levantamiento.....	99

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Clasificación de los pozos activos del campo Llanito teniendo en cuenta el volumen de arena en superficie (BSW)	115
Anexo 2. Clasificación de los pozos activos del campo Llanito teniendo en cuenta el volumen de arena en fondo.....	116
Anexo 3. Clasificación de los pozos activos del campo Llanito teniendo en cuenta eventos y operaciones en cada uno de los pozos.....	117
Anexo 4. Calculo de las velocidades de deslizamiento de la partícula	119
Anexo 5. Costos propios de cada sistema de levantamiento.....	124
Anexo 6. Análisis económico de las fallas de Bombeo Mecánico.....	134

RESUMEN

TITULO: ANALISIS DE LA VELOCIDAD DE FLUJO EN LOS POZOS DEL ACTIVO LLANITO DE ECOPETROL S.A. PARA DETERMINAR EL ARRASTRE O LA DEPOSITACION DE LA PRODUCCION DE ARENA.*

AUTORES: CAMACHO FORERO Andrés, VILLAMIZAR ARIZA Yudy**

PALABRAS CLAVES: Arenamiento, velocidad crítica de flujo, control de arena, sistemas de levantamiento artificial, campo Llanito.

En la mayoría de los campos petroleros alrededor del mundo, los fluidos de interés se encuentran en formaciones no consolidadas donde la producción de arena es ocasionada por factores tales como la resistencia de la formación, el estado mecánico, las tasas de producción y el aumento en el corte de agua, entre otros. Este fenómeno conocido como arenamiento, genera una serie de problemas técnicos y operacionales, tanto en el pozo como en las facilidades de superficie, que se traducen en un aumento de los costos de producción debido al incremento de la frecuencia de los servicios y una disminución considerable de la productividad de los pozos.

Debido a la interacción física entre los fluidos producidos y los sólidos de la formación, los granos son fácilmente desprendidos y movidos por causa del arrastre. Cuando los fluidos de interés se encuentran en el pozo, hay una tasa máxima de flujo por encima de la cual los fluidos producidos adquieren el potencial para transportar la arena hasta superficie o por debajo de la cual, la arena se deposita en el fondo del pozo, esta tasa se denomina velocidad crítica de flujo.

Este trabajo permite realizar el análisis de aporte de arena en los pozos objeto de estudio en el campo Llanito para la estimación de la velocidad de flujo límite, y de esa forma, establecer una serie de tecnologías operacional, técnica y económicamente viables de aplicar, para encontrar estrategias que permitan optimizar las operaciones de producción como métodos de control de arena en fondo de pozo y sistemas de levantamiento artificial.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímica, Escuela de ingeniería de Petróleos, Director Ing. Jorge Andrés SÁCHICA, Co-director M.sc Fernando E. Calvete

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF THE FLOW RATE IN THE ACTIVES WELLS LLANITO ECOPETROL S.A TO DETERMINE THE DRAG OR DEPOSITION OF THE SAND PRODUCTION.*

AUTHOR: CAMACHO FORERO Andrés, VILLAMIZAR ARIZA Yudy**

KEYWORDS: Sanding, critical flow velocity, Sand control, artificial lift systems, Llanito field.

In most of the oil fields around the world, fluids of interest are in unconsolidated formations where sand production is caused by factors such as the formation strength, mechanical state, production rates and the increase in water cut, among others. This phenomenon known as “sanding”, generates a series of technical and operational problems, both the well and in surface facilities, that result in an increased production costs due to increased frequency of well services and a considerable decrease in the productivity of wells.

Due to the physical interaction between produced fluids and solids of the formation, grains are easily detached and moved because of the drag. When the reservoir fluids move through the well, there is a maximum flow rate above which the produced fluids acquire the potential to transport the sand grains to the surface or below which the sand will be deposited in down hole, this rate is called critical flow velocity.

This work enables the analysis of supply of sand in the wells under study in Llanito field for estimating the limit flow velocity; thus, establishing a set of technologies operational, technically and economically feasible to implement, to identify strategies to optimize production operations as methods of sand control down hole and artificial lift systems.

* work of degree

** Faculty of physical –chemical Engineering’s, Engineering of Petroleum. Principal Ing. Jorge Andrés SÁCHICA, co-principal M.sc Fernando E Calvete G.

INTRODUCCION

La industria de los Hidrocarburos se encuentra en uno de sus mejores momentos debido al cambio constante del estilo de vida de la humanidad y a que todas las industrias se enfocan en la producción acelerada y a gran escala de todo tipo de materiales, lo que conlleva a un gran consumo a nivel mundial de energía. Por fortuna, el petróleo y el gas siguen siendo la principal fuente de abastecimiento de energía, lo que se traduce en una necesidad inaplazable de grandes cantidades de Hidrocarburos en superficie.

El recobro de aceite y gas de formaciones pobremente consolidadas, representa un gran y continuo desafío para la industria petrolera debido a que el movimiento de los fluidos desde el yacimiento hasta la cara del pozo arrastra partículas solidas; este fenómeno se denomina Arenamiento. Puede afectar drásticamente los regímenes de producción, dañar los equipos de fondo de pozo y hasta las instalaciones de superficie, disminuyendo de manera significativa la producción de un activo e implicando para los productores un costo muy elevado de millones de dólares por año.

Además, la introducción sucesiva de nuevas y mejores técnicas en el control de producción de arena es un indicativo del interés de la industria en darle solución a este problema.

Actualmente en el país la recuperación de hidrocarburos en algunos sectores se ve afectada por la producción de arena. En Colombia se presenta este problema en la mayor parte de los campos del Valle Medio del Magdalena, entre los que se encuentra el campo Llanito, principal actor de este proyecto.

El desarrollo masivo de las formaciones Mugrosa y Esmeralda-La Paz en el campo Llanito, ha dado resultados satisfactorios de producción, pero ha generado problemas de arenamiento que han ido tomando características de severidad.

Teniendo en cuenta la necesidad de continuar con el desarrollo de dichas formaciones para mantener la producción del campo y los graves problemas que se presentarían debido a la producción de arena se realizó este trabajo, el cual pretende evaluar la criticidad de la producción de arena en el campo Llanito teniendo como referencia la velocidad critica de flujo, para lo cual se llevó a cabo una recopilación y ajuste de la información, además de análisis de estudios

granulométricos con cuyos resultados se utilizaron modelos para obtener los diferentes aportes de arena y así poder recomendar la aplicación de tecnologías acertadas para el control o manejo de la arena.

En esta investigación se realiza el análisis de aporte de arena en los pozos objeto de estudio en el campo Llanito para la estimación de la velocidad de flujo límite, y de esa forma, se establecen y recomiendan una serie de tecnologías operacional, técnica y económicamente viables de aplicar, para encontrar estrategias que permitan optimizar las operaciones de producción como métodos de control de arena en fondo de pozo y sistemas de levantamiento artificial.

1. METODOLOGÍA UTILIZADA PARA EL ANALISIS DE LA VELOCIDAD DE FLUJO EN EL CAMPO LLANITO

1.1 SELECCIÓN DE POZOS CON MAYOR PRODUCCIÓN DE ARENA

Para la selección de pozos con mayor producción de arena en el campo Llanito se tuvo en cuenta los siguientes parámetros:

- Pozos activos
- Volumen de arena en superficie (BSW)
- Volumen de arena en fondo (fondo real, fondo encontrado)
- Operaciones realizadas en los pozos (Historial de eventos en Open Wells)

1.1.1 Pozos activos

El primer parámetro de selección que se tuvo en cuenta fue el de trabajar únicamente con los pozos que al 1ro de Marzo del 2010 figuraran en la base de datos como activos.

El campo Llanito actualmente tiene 134 pozos de los cuales 55 permanecen activos, estos se presentan en la tabla 1.

Tabla 1. Pozos Activos del campo Llanito

POZOS ACTIVOS – CAMPO LLANITO					
LLAN0009	LLAN0080	LLAN0100	LLAN0110D	LLAN0120	LLAN0130
LLAN0011	LLAN0081	LLAN0101	LLAN0111	LLAN0121	LLAN0131
LLAN0018	LLAN0084	LLAN0102	LLAN0112	LLAN0122	LLAN0132
LLAN0021	LLAN0091	LLAN0103	LLAN0113	LLAN0123	LLAN0133
LLAN0023	LLAN0093	LLAN0104	LLAN0114	LLAN0124	LLAN0134
LLAN0036	LLAN0094	LLAN0105	LLAN0115	LLAN0125	-
LLAN0039	LLAN0095	LLAN0106	LLAN0116	LLAN0126	-
LLAN0057	LLAN0097	LLAN0107	LLAN0117	LLAN0127	-
LLAN0069	LLAN0098	LLAN0108	LLAN0118	LLAN0128	-
LLAN0075	LLAN0099	LLAN0109	LLAN0119	LLAN0129	-

Fuente: Autores, modificado de Departamento de Ingeniería y confiabilidad de Mares. GRM.

1.1.2 Volumen de arena en superficie (BSW)

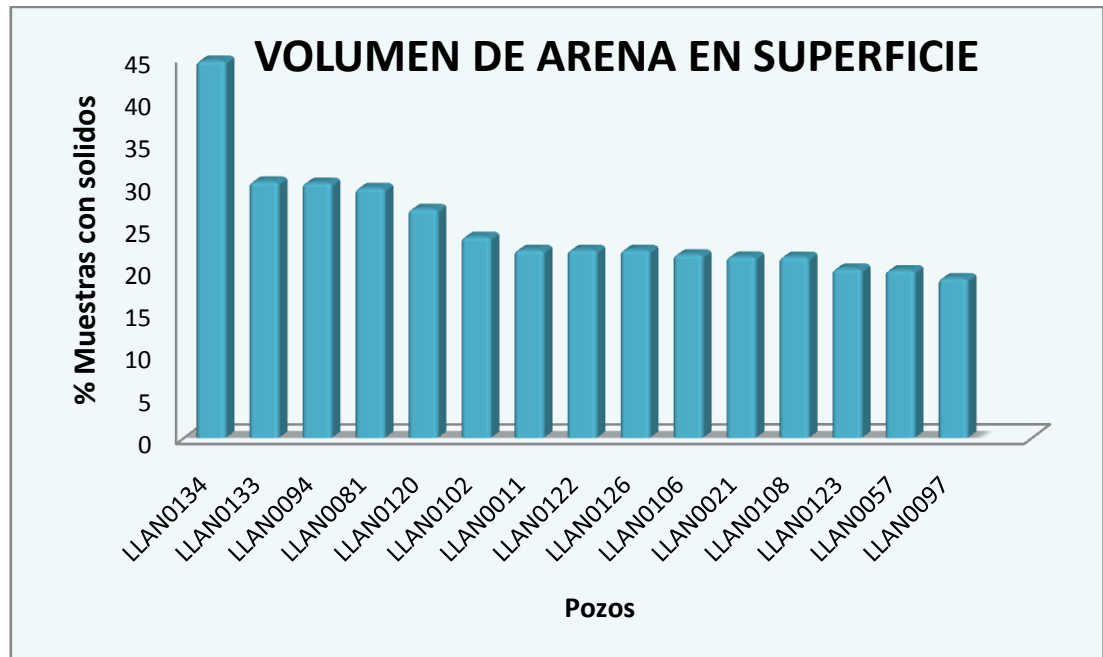
El segundo parámetro que se utilizó para la selección de los pozos fue el BSW (Basic Sediments and Water), los cuales son los sedimentos de fondo y agua, no libres, contenidos en los hidrocarburos líquidos, por tal razón este criterio da un indicio de la arena producida que llega hasta superficie.

Teniendo en cuenta las muestras tomadas de BSW en cada uno de los pozos, se analizó cuántas de estas contienen sólidos, para clasificar los pozos según el porcentaje de muestras con sólidos como lo muestra la ecuación 1.

$$\% \text{muestras con solidos} = \frac{\text{muestras con solidos}}{\text{total de muestras}} * 100 \quad (1)$$

La figura 1 muestra la clasificación que se obtuvo de los pozos del campo Llanito en orden decreciente según el porcentaje de muestras con sólidos, donde se observan los 15 pozos de más alto porcentaje. La clasificación de los pozos restantes se encuentra en el anexo 1.

Fig. 1. Pozos con mayor producción de arena en superficie



Fuente: Autores

1.1.3 Volumen de arena en fondo

El tercer parámetro que se utilizó en la metodología de selección fueron los volúmenes de arena en el fondo de cada uno de los pozos. Para la determinación de este parámetro se tuvo en cuenta la información brindada por la base de datos Open Wells- Land Mark de fondo real (FR), fondo encontrado (FE), y los pies de sucio (S) que hacen referencia a la diferencia de los fondos como lo muestra la ecuación 2.

$$\text{sucio (ft)} = \text{fondo real(ft)} - \text{fondo encontrado (ft)} \quad (2)$$

Además se contó con la información de los estados mecánicos de cada pozo de Llanito para determinar los diámetros de los revestimientos en las zonas en las cuales están completados. Estos diámetros fueron utilizados para determinar la capacidad de los revestimientos.

El volumen de arena en fondo es el producto del sucio encontrado y la capacidad del revestimiento como lo indica la ecuación 3.

$$\text{volumen de arena(BBL)} = \text{sucio (ft)} * \text{capacidad} \left(\frac{\text{BBL}}{\text{ft}} \right) \quad (3)$$

Con el volumen de arena producido en un periodo de tiempo (años) se determina según la ecuación 4, la frecuencia de producción de arena. Esto con el fin de evaluar la criticidad de la arena por pozo puesto que los pies de S (sucio) por si solos no representan un dato confiable, dependen del tiempo en el que se deposite la arena y del diámetro del casing, ya que no es lo mismo encontrar 50 pies de sucio en un revestimiento de 5 pulgadas, que esos mismos 50 pies de sucio en un casing de 7 pulgadas.

$$\text{frecuencia} \left(\frac{\text{BBL}}{\text{años}} \right) = \frac{\text{volumen de arena total(BBL)}}{\text{tiempo (años)}} \quad (4)$$

Se recopilaron los datos de fondos (real y encontrado), capacidades y el volumen de arena en fondo para cada uno de los pozos activos del campo. La tabla 2 es un ejemplo de la forma en que se organizó la información anteriormente mencionada para Llan0097 y los demás pozos.

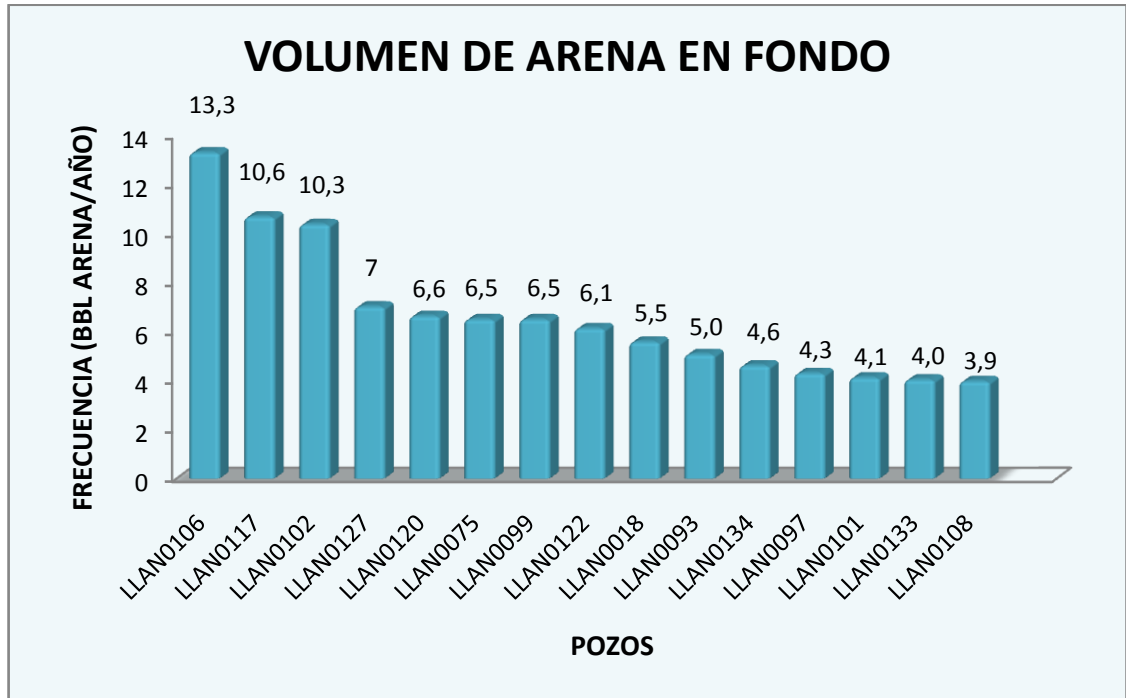
Tabla 2. Volumen de arena en fondo para Llan0097

LLAN0097			
Capacidad=0,0383 Bbls/ft			
Tiempo=10 años		Frecuencia= 4,30BBl arena /año	
FR (ft)	FE (ft)	S (ft)	Volumen de arena (Bbls)
6100	5760	342	12,7156
6100	5848	252	--
6100	6090	10	--
6100	5950	147	5,2471
6100	6092	8	--
6100	5719	381	14,2859
7741	7630	111	--
7741	7598	143	--
7741	7493	248	9,4984
7741	7660	81	--
7741	7700	41	--
7741	7700	41	--
7741	7715	26	0,9958
Volumen de arena total: 43,049 Bbls			

Fuente: Autores, modificado de Departamento de Ingeniería y confiabilidad de Mares. GRM.

Con este parámetro de volumen de arena en fondo y frecuencia se clasificaron los pozos con mayor producción de arena como se muestra en la figura 2. La clasificación de los pozos restantes se encuentra en el anexo 2.

Fig. 2. Pozos areneros según el volumen de arena en fondo



Fuente: Autores

1.1.4 Historial de eventos

El cuarto parámetro de selección consistió en clasificar los pozos del campo de acuerdo a la clase de evento y a la frecuencia de los mismos durante los últimos 10 años mediante el uso de la herramienta Open Wells-Land Mark.

Esta herramienta es una base de datos que cuenta con todos los trabajos realizados en cada pozo (desde su primera intervención hasta la fecha) y que contiene información técnica y detallada tanto de los equipos utilizados como de la operación realizada, a manera de resumen (Generally) o en las actividades día a día (Dailly).

El primer paso consistió en realizar una tabla por cada pozo activo y con ayuda del Open Wells registrar cada evento de los últimos 10 años: fechas de interés, la existencia de una limpieza, y si la hubo, qué tipo de limpieza se realizó (circulación o bomba desarenadora). La tabla 3 representa la información recopilada para Llan0097, en la cual se puede observar los eventos ocurridos en este pozo en particular.

Tabla 3. Operaciones/eventos registrados en Open Wells.

Llan0097				
TRABAJO	AÑO	FECHA	LIMPIO	OPERACIÓN
TUBBING DAMAGE	2010	30 MAR	-	-
SAND CLEANING	2010	12 FEB	SI	BOMBA DESARENADORA (3)
SAND CONTROL	2010	26 ENE	SI	BOMBA DESARENADORA
BOTTOM PUMP UNIT	2008	08 ABR	NO	-
SAND JUNK	2008	22 MAR	SI	BOMBA DESARENADORA
ROD DAMAGE	2007	09 NOV	-	-
TUBING DAMAGE	2007	10 FEB	SI	BOMBA DESARENADORA
SAND JUNK	2006	15 DIC	SI	BOMBA DESARENADORA
SAND CONTROL	2006	29 OCT	SI	BOMBA DESARENADORA
OTHERS	2005	26 JUN	-	-
OTHERS	2004	26 JUN	NO	-
ZONE WATER	2004	26 JUN	-	-
ZONE OPEN	2004	24 JUL	SI	CIRCULACIÓN
PRODUCTION	2002	10 OCT	-	-
SAND JUNK	2002	22 ENE	-	-
PRODUCTION	2000	02 JUL	-	-

Fuente: Autores, modificado de Base de datos Ecopetrol Centro, Open Wells-Land Mark

Para un mejor entendimiento de la tabla, es necesario aclarar los términos presentes:

- Sand Cleanning – Sand Control – Sand Junk: Trabajos debido a la arena
- Tubbing Damage- Rod Damage: Daños en la tubería
- Bottom Pump Unit: Daños en la bomba de subsuelo
- Zone open: Cañoneos o re cañoneos
- Production: Todo lo referente a trabajos para aumentar la producción
- Others: Trabajos realizados en otros aspectos, como por ejemplo una toma de registros, pruebas de presiones, etc.

Con la información del Open Wells reducida a los temas de interés propios de este estudio y transcritos a estas tablas se continuó con la selección de tres criterios de comparación para la selección de los pozos con mayor producción de arena teniendo en cuenta el historial de eventos.

El primer y principal ítem de comparación fue el de contabilizar los trabajos debido a la arena tales como Sand control, Sand cleaning y Sand junk. Se asumió que entre más trabajos referentes a la arena presentes en un pozo, tendría mayor criticidad la presencia de arena en el mismo. Este punto de comparación se tomó como el principal a la hora de realizar la clasificación final.

Es importante resaltar que en los pozos que presentan la misma cantidad de trabajos referentes a la arena o en los que no se referencio ningún trabajo de este tipo, los parámetros de desempate fueron los otros dos ítems: operaciones de limpieza y frecuencia de eventos.

El segundo criterio en orden de importancia fue el recuento de las operaciones de limpieza ya sea por circulación o con bomba desarenadora. Estas limpiezas representan una evidencia de gran cantidad de arena, puesto que estas se realizan con el fin de no agravar los problemas operacionales.

Finalmente, el tercer y último criterio utilizado para realizar la clasificación definitiva de los pozos con mayor producción de arena tuvo que ver con la frecuencia de eventos, la cual consistió en una relación entre la cantidad de trabajos que se realizaron y el tiempo que se fijó como rango de estudio (10 años). Debido a que se pueden presentar en algunos pozos mayor cantidad de operaciones en determinado tiempo y esto es aun más crítico.

Luego de realizar y analizar las tablas para cada uno de los pozos, se procedió a realizar una clasificación de mayor a menor transponiendo los tres criterios de selección anteriormente nombrados. Dicha clasificación se muestra en la tabla 4.

Tabla 4. Pozos con mayor producción de arena según historial de eventos

POZO	TRABAJOS DE ARENA	EVENTOS	t (Años)	OPERACIÓN DE LIMPIEZA
LLAN0097	6	16	11	Bomba. Des (6) y Circ.(1)
LLAN0039	4	13	8	Bomba. Des (2) y Circ. (2)
LLAN0094	2	5	8	Bomba. Des (3)
LLAN0117	1	12	3,5	No registra
LLAN0102	1	11	8	Bomba. Des (5)
LLAN0099	1	6	8	Bomba. Des(4)
LLAN0069	1	6	8	1 Bomba. Des y 3 Circ.
LLAN0075	1	23	11	Bomba. Des (1)y Circ (1)
LLAN0036	1	13	10	1 Bomba. Des y 1 Circ.
LLAN0122	1	10	2	1 Bomba Des.

LLAN0106	1	7	5	1 Circulación
LLAN0104	1	7	11	1 Bomba Des
LLAN0120	0	10	2	Circulación(3)
LLAN0133	0	7	1	2 Bomba. Des y 1 Circ.
LLAN0093	0	6	8	2 Bomba.Des

Fuente: Autores, modificado de Base de datos Ecopetrol Centro, Open Wells-Land Mark

Los números entre paréntesis representan las veces que se referenciaron dichos trabajos en la herramienta Open Wells- Land Mark.

1.1.5 Selección final de los pozos con mayor producción de arena del campo Llanito

Correlacionando la información de los cuatro parámetros mencionados anteriormente (Pozos activos, Volumen de arena en superficie, volumen de arena en fondo, Historial de eventos), se seleccionaron los 10 pozos con mayor producción de arena que serán trabajados a lo largo de este estudio como lo indica la tabla 5.

Tabla 5. Selección final de los pozos objeto de estudio

POZOS OBJETO DE ESTUDIO (MAYOR CRITICIDAD DE ARENA)
LLANO122
LLAN0120
LLAN0102
LLAN0106
LLAN0097
LLAN0117
LLAN0094
LLAN0075
LLAN0099
LLAN0093

Fuente: Autores

1.2 ANALISIS GRANULOMETRICO DEL CAMPO LLANITO¹

Para la determinación del diámetro de partícula apropiado a usar en los modelos se tomó como referencia los análisis más recientes, ya que la fecha de recepción de muestras por parte del ICP fue el 19 de octubre del 2009 y la fecha de análisis de las mismas fue el 5 de noviembre del 2009.

El análisis granulométrico ayuda a evaluar la distribución de tamaños de grano de arenas y estimar su grado de selección para el control de arenamiento en pozos de producción mediante el diseño de métodos de control. Por medio de este análisis se determinó que estas arenas se concentran principalmente en Arena Media, (212-425) μm , con buena selección de grano para Llanito-117 y en Arena Gruesa, (425-850) μm , con mala selección de grano para Llanito-93.

A continuación se presentan en la tabla 6 especificaciones de las muestras tenidas en cuenta:

Tabla 6. Muestras analizadas

I.D. DE LA MUESTRA	DESCRIPCION	ARCHIVO GRANULOMETRICO
200467392	LLAN-117 (6656)	1 – 1883
200454011	LLAN-93 pf (6604-6625)-(86621-6625)	2 – 1881

Fuente: Informe técnico de análisis granulométrico, ICP-UST-ID0153-09-156. Unidad de servicios técnicos y laboratorio 2009.

1.2.1 Resultados y análisis

En la tabla 7 se reportan las distribuciones de acuerdo a la fracción en peso y al porcentaje acumulado pasante de esas fracciones ($Q(x)$). Así mismo, en la tabla 8 se reportan los parámetros estadísticos de las distribuciones obtenidas como son coeficiente de uniformidad, tamaño promedio y percentiles.

¹ JAIMES Manuel, Informe técnico de análisis granulométrico de arenas, informe ICP-UST-ID0153-09-156, Unidad de servicios técnicos y laboratorios, 2009.

Tabla 7. Distribución granulométrica de Llan0117 y Llan0093

Archivo			1-1883		2-1881	
Profundidad (Ft)			Llanito117 (6656)		Llanito93 pf (6604-6625)-(6621-6625)	
Tamaño de grano			Q3 (x)	Fracción en peso	Q3 (x)	Fracción en peso
Clase de tamaño	(Mesh)	(μm)	(%)	(%)	(%)	(%)
Limo muy fino		5	-	-	0,63	0,63
Limo Fino		10	-	-	1,01	0,38
		15	-	-	2,03	1,02
		20	-	-	2,98	0,95
Limo Medio		25	-	-	3,85	0,87
		30	-	-	4,31	0,46
Limo Grueso		35	-	-	4,73	0,42
		40	-	-	5,10	0,37
		45	-	-	5,46	0,36
		50	-	-	5,78	0,32
Arena muy fina	270	53	0,27	0,27	5,95	0,17
	260	55	0,53	0,26	6,14	0,19
	200	75	1,03	0,50	8,02	1,88
	140	106	1,83	0,80	10,62	2,60
Arena fina	120	125	2,30	0,47	11,94	1,32
	100	150	8,95	6,65	18,86	6,92
	80	180	10,98	2,03	19,66	0,80
	70	212	32,99	22,01	28,38	8,72
Arena Media	60	250	39,44	6,45	31,01	2,63
	50	300	73,98	34,54	44,09	13,08
	40	425	84,31	10,33	50,58	6,49
Arena Gruesa	30	600	99,07	14,76	71,88	21,30
	25	710	99,83	0,76	85,62	13,74
	20	850	99,90	0,07	86,05	0,43
Arena muy Gruesa	16	1180	99,97	0,07	94,34	8,29
	14	1400	100,00	0,03	95,37	1,03
	12	1700	100,00	0,00	97,60	2,23
	10	2000	100,00	0,00	100,00	2,40

Fuente: Informe técnico de análisis granulométrico, ICP-UST-ID0153-09-156. Unidad de servicios técnicos y laboratorio 2009.

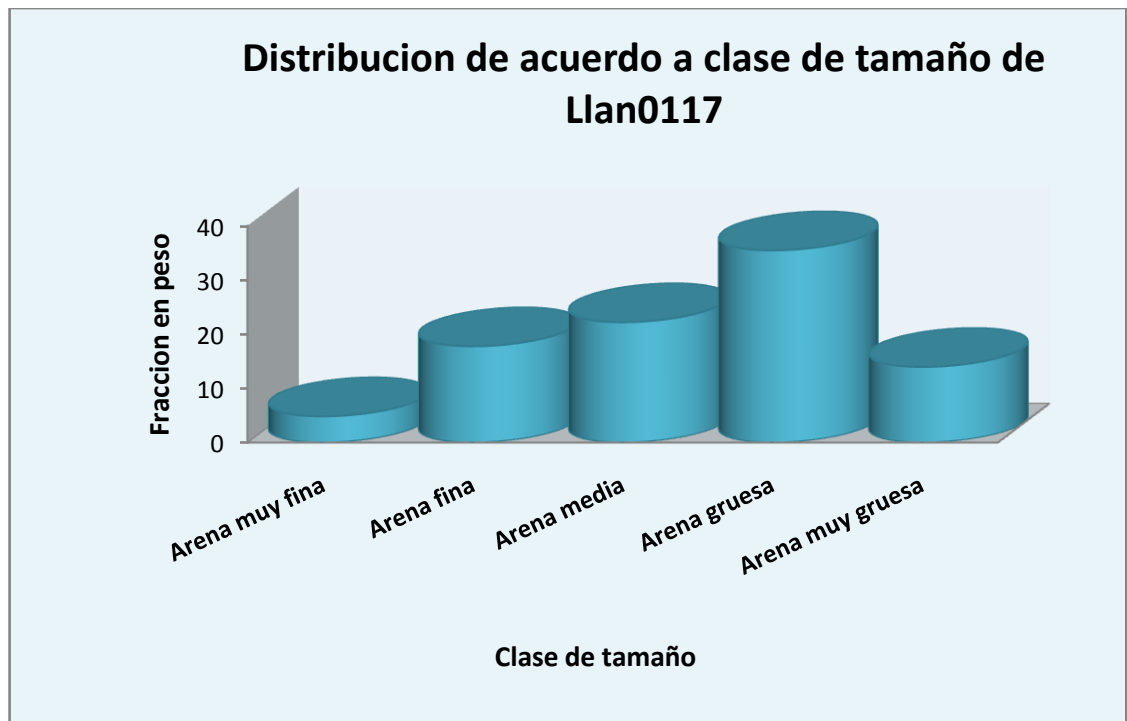
- **Llanito – 117 (6656)**

Para esta muestra no se realizó la distribución de tamaño de partícula de la fracción menor de 53 micras (Tamaño Limo y Arcilla) debido a que esta fracción constituye contenidos inferiores al 0.5 % en peso. Por lo tanto, solo se realizó la distribución de la fracción mayor de 53 micras (Tamaños Arena).

La distribución de tamaño de partícula obtenida para esta arena presenta buena selección de grano (Arena Uniforme), reflejada en el coeficiente de uniformidad < 3 , con tamaño de grano predominante de arena media que representan alrededor del 50 % en peso.

La figura 3 muestra la distribución de acuerdo a la clase de tamaño de partícula de Lan0117.

Fig. 3. Distribución granulométrica de acuerdo a la clase de tamaño de Llan0117



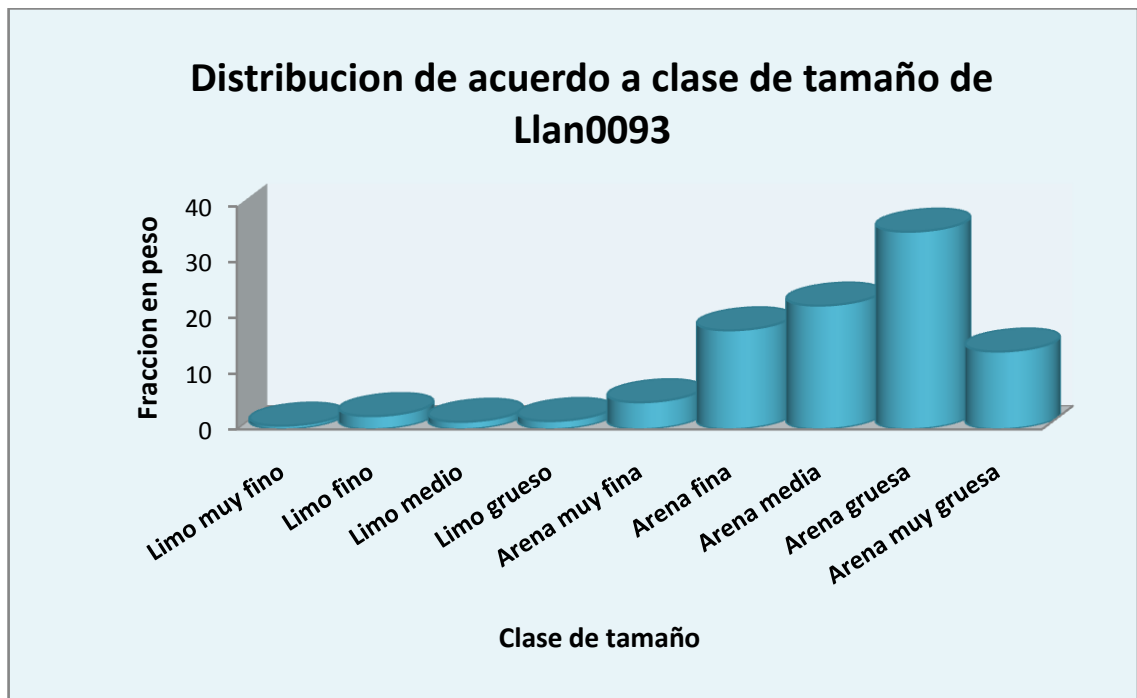
Fuente: Autores, modificado del Informe técnico de análisis granulométrico, ICP-UST-ID0153-09-156

- **Llanito-93 profundidades (6604-6625)-(86621-6625)**

La distribución de tamaño de partícula obtenida para esta arena presenta mala selección de grano (arena altamente no uniforme), reflejada en el coeficiente de uniformidad mayor a 5, con tamaño de grano predominante de arena gruesa que representa el 35% en peso aproximadamente. Los tamaños finos (Limos y Arcilla) no superan el 10 % en peso de la muestra.

La figura 4 muestra la distribución de acuerdo a la clase de tamaño de partícula de Llan0093. Donde (Q(x)) es el porcentaje acumulado de la fracción en peso.

Fig. 4. Distribución granulométrica de acuerdo a clase de tamaño de Llan0093



Fuente: Autores, modificado del Informe técnico de análisis granulométrico, ICP-UST-ID0153-09-156

La siguiente tabla hace referencia a los parámetros estadísticos de las distribuciones granulométricas tanto de Llan0117 y Llan0093, los cuales reflejan los coeficientes de uniformidad y los diferentes percentiles de fracción en peso acumulada de cada una de las muestras.

Tabla 8. Parámetros Estadísticos

Variable		Llanito117 (6656)	Llanito93 pf (6604-6625)- (6621-6625)
Profundidad (Ft)			
Coficiente de uniformidad	U	1,69	5,10
Percentil 10	X10 (µm)	165,70	98,60
Percentil 40	X40 (µm)	250,80	284,40
Percentil 50	X50 (µm)	265,30	413,80
Percentil 60	X60 (µm)	279,80	502,40
Percentil 90	X90 (µm)	492,50	1007,00

Fuente: Informe técnico de análisis granulométrico, ICP-UST-ID0153-09-156. Unidad de servicios técnicos y laboratorio 2009.

1.3 DETERMINACION DE LA VELOCIDAD CRÍTICA DE FLUJO

1.3.1 Velocidad crítica de flujo²

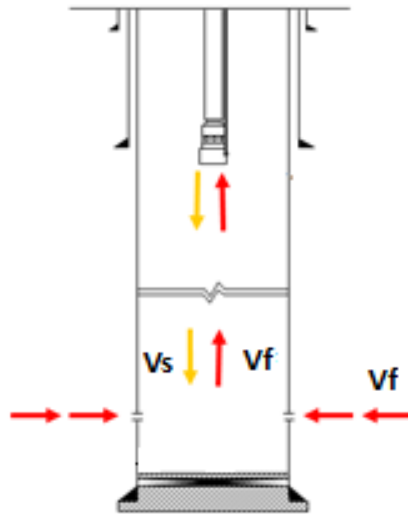
La velocidad crítica de flujo es la tasa máxima de flujo por encima de la cual los fluidos producidos adquieren el potencial para transportar la arena hasta superficie o por debajo de la cual la arena se deposita en el fondo del pozo.

La figura 5 representa una eventual producción de arena en superficie, la cual ocurre si la velocidad del fluido es mayor al doble de la velocidad de deslizamiento del sólido ($V_f > 2V_s$).

Por otra parte, la arena se deposita en fondo si la velocidad del fluido es menor al doble de la velocidad de deslizamiento del sólido ($V_f < 2V_s$), por tal razón es necesario un control de arena en fondo como lo muestra la figura 6.

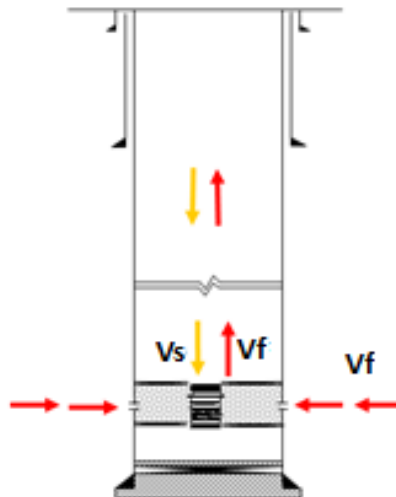
² Análisis de la tasa mínima de flujo para evitar arenamiento, Ecopetrol. Informe mensual proyecto gerenciamiento y/o exclusión de arena, VPR. Departamento de ingeniería y confiabilidad de mares.

Fig. 5. Producción de arena a superficie ($V_F > 2V_s$)



Fuente: Autores

Fig. 6. Deposición de la arena en fondo ($V_f < 2V_s$)



Fuente: Autores

En general, la velocidad crítica de flujo depende de las características de la partícula (tamaño), propiedades del fluido (viscosidad y densidad), y de las fuerzas que actúan (gravedad, fuerza de Boyanza, fuerza de arrastre por la viscosidad del fluido).

1.3.2 Cálculo de la velocidad de deslizamiento del sólido

1.3.2.1 Correlaciones para la determinación de la velocidad de deslizamiento del sólido³.

Una partícula sólida debido a su diferencia de densidad, tiende a depositarse en los fluidos de producción a una tasa constante conocida como la velocidad de deslizamiento de la partícula. La velocidad de deslizamiento de cualquier partícula depende de la densidad, volumen y forma de la misma. Por otra parte, la densidad y las propiedades de flujo del fluido también influyen en la tasa a la cual la partícula caerá a través del fluido.

El propósito de esta investigación es evaluar teóricamente las correlaciones disponibles de velocidad de deslizamiento de partícula usadas en la determinación de la capacidad de transporte de los fluidos propuestas por Stokes y Chien para una aplicación de las mismas según las características tanto de fluidos como de diámetro de partículas presentes en el campo Llanito.

- **Ley de Stokes**

La ley de Stokes se refiere a la fuerza de fricción experimentada por sólidos esféricos moviéndose a través de un fluido viscoso.

Una partícula sólida tiende a arrastrarse junto con los fluidos producidos a una tasa mínima conocida como la velocidad deslizamiento, cuando el efecto de la gravedad y la fuerza de boyanza igualan la fuerza de fricción, debido a la diferencia de densidades (sólido y fluido), viscosidad del fluido y diámetro o radio de partícula.

La ley de Stokes aplica a números de Reynolds menores de 0,1, es decir partículas experimentando flujo de arrastramiento “creeping flow”. El número de

³ SAMPLE, Louisiana y BOURGOYNE, An experimental evaluation of correlations used for predicting cutting slip velocity. SPE 6645.

Reynolds se halla con la ecuación 5 y la velocidad con la ecuación 6, para estas dos relaciones se trabajan las mismas unidades.

$$N_R = \frac{15,47\rho_f d_s V}{\mu} \quad (5)$$

La ecuación 6 define la velocidad de deslizamiento de la partícula.

$$V = \frac{8280 * (\rho_s - \rho_f) * d_s^2}{\mu} \quad (6)$$

Donde

ρ_s : Densidad del sólido [lb/gal]

ρ_f : Densidad del fluido [lb/gal]

d_s : Diámetro de la partícula [in]

μ : Viscosidad del fluido [cP]

V : Velocidad de deslizamiento de la partícula [ft/min]

La velocidad de deslizamiento de la partícula también se puede hallar con la ecuación 7 que está definida para radio de partícula, gravedad y otro tipo de unidades.

$$V = \frac{2 * g * (\rho_s - \rho_f) * r_s^2}{9\mu} \quad (7)$$

Donde

ρ_s : Densidad del sólido [gr/cm³]

ρ_f : Densidad del fluido [gr/cm³]

g : Fuerza de gravedad [m/s²]

r_s : Radio de la partícula [cm]

μ : Viscosidad del fluido [cP]

V : Velocidad de deslizamiento de la partícula [ft/min]

- **Correlación de Chien**

La correlación propuesta por Sze-Foo Chien fue desarrollada usando el modelo plástico de Bingham, el cual es aplicable al comportamiento de muchos fluidos de

la vida real como plásticos, emulsiones, lodos de perforación y sólidos en suspensión en líquidos o agua.

La ecuación 8 fue propuesta por Chien para determinar la velocidad de deslizamiento de la partícula.

$$V = 0,45 * \left(\frac{\mu}{\rho_f d_s} \right) * \left[\sqrt{\frac{36800 d_s}{\left(\frac{\mu}{\rho_f d_s} \right)^2} * \frac{\rho_s - \rho_f}{\rho_f} + 1} - 1 \right] \quad (8)$$

El uso de esta ecuación es recomendado solamente si $\frac{\mu}{\rho_f d_s} > 10$. Cuando no se cumpla con dicha condición, Chien propuso el uso de la ecuación 9.

$$V = 86,4 \sqrt{d_s \left(\frac{\rho_s - \rho_f}{\rho_f} \right)} \quad (9)$$

Donde

ρ_s : Densidad del sólido [lb/gal]

ρ_f : Densidad del fluido [lb/gal]

d_s : Diámetro del sólido o partícula [in]

μ : Viscosidad del fluido [cP]

V : Velocidad de deslizamiento de la partícula [ft/min]

1.3.2.2 Parámetros requeridos para aplicar las correlaciones

- **Características del fluido (Densidad y Viscosidad)⁴**

Los datos de viscosidad (μ) y densidad del fluido (ρ_f) de cada uno de los pozos seleccionados fueron tomados del Reporte de resultados de viscosidad (D-7042) laboratorio de petróleos de la Superintendencia de Mares, Gerencia Regional del Magdalena Medio, Ecopetrol.

⁴ Reporte de resultados de viscosidad (D-7042) laboratorio de petróleos de la superintendencia de mares, gerencia regional del Magdalena Medio, Ecopetrol.

La viscosidad y densidad fueron medidas a 104°F (40°C), ya que es la temperatura más cercana a la temperatura del yacimiento (130°F). Los valores de viscosidad y densidad son mostrados en la tabla 9.

Tabla 9. Características de los fluidos de los pozos seleccionados

Pozos	API (60 °F)	μ (cP) a 104°F	ρ (gr/cm ³)
Llan0122	19,9	127,5	0,9189
Llan0120	21,5	84,76	0,9102
Llan0102	19,3	143,86	0,9211
Llan0106	19,7	72,36	0,9358
Llan0097	20,9	113,5	0,9159
Llan0117	20,6	123,8	0,9118
Llan0094	24,9	45,3	0,9257
Llan0075	18,7	309	0,9420
Llan0099	18,9	214,61	0,9246
Llan0093	16,14	273,77	0,9417

Fuente: Autores, modificado de Departamento de Ingeniería y confiabilidad de Mares. GRM.

Teniendo en cuenta que la densidad del fluido se ve alterada por el corte de agua y que este parámetro varía para cada pozo como se muestra en la tabla 10, se hallaron nuevos valores de densidad de fluido utilizando la ecuación 13, en donde la densidad del agua (ρ_w) se tomó como 1 gr/cm³ y las densidades del aceite (ρ_{oil}) fueron las referenciadas en la tabla 9.

$$\rho_{fluido} = (\rho_w * CW) + (1 - CW) * \rho_{oil} \quad (13)$$

Tabla 10. Corte de agua de los pozos objeto de estudio

POZOS	CW	POZOS	CW
Llan0122	0,5	Llan0117	0,26
Llan0120	0,52	Llan0094	0,8
Llan0102	0,69	Llan0075	0,65
Llan0106	0,9	Llan0099	0,85
Llan0097	0,05	Llan0093	0,72

Fuente: Autores, modificado de Departamento de Ingeniería y confiabilidad de Mares. GRM.

En el desarrollo de este análisis solo se realizaron cálculos con los cortes de agua actuales de cada pozo; en la tabla 11 se muestra la variación de la velocidad de deslizamiento de la partícula conforme cambia el corte de agua para Llan0122, este comportamiento es similar para todos los pozos objeto a estudio.

Los datos muestran que a un incremento en el corte de agua la velocidad de la partícula disminuye, y a su vez al aumentar el diámetro de esta su velocidad de deslizamiento aumenta; donde la densidad (ρ) esta dada en lb/gal, la velocidad de la partícula en ft/h y el diámetro de partícula (DP) en micrones.

Tabla 11. Sensibilidad de la velocidad de la partícula con el corte de agua y el diámetro de partícula

LLAN0122											
SENSIBILIDAD DE LA VELOCIDAD CON EL CORTE DE AGUA											
DP	C.W	0,10	0,20	0,30	0,40	0,50	0,60	0,70	0,80	0,90	1,00
	ρ	7,74	7,81	7,88	7,94	8,01	8,08	8,15	8,21	8,28	8,35
212	V E L	3,90	3,88	3,86	3,85	3,83	3,81	3,79	3,77	3,75	3,73
250		5,43	5,40	5,38	5,35	5,32	5,30	5,27	5,25	5,22	5,20
300		7,82	7,78	7,74	7,71	7,67	7,63	7,59	7,56	7,52	7,48
425		15,69	15,61	15,54	15,47	15,39	15,32	15,24	15,17	15,10	15,0
600		31,26	31,11	30,96	30,81	30,67	30,52	30,37	30,22	30,08	29,9
710		43,74	43,54	43,33	43,13	42,92	42,71	42,51	42,30	42,10	41,8
850		62,64	62,34	62,05	61,75	61,46	61,16	60,87	60,57	60,28	59,9

Fuente: Autores

- **Densidad del sólido (Arena)**

La densidad se define como el cociente entre la masa de un cuerpo y el volumen que ocupa. Se asume que la densidad de la arena (ρ_s) es 2,65 gr/cm³ o 22,13 lb/gal como se referencia en la literatura.

- **Diámetro de partícula**

Debido a la alta heterogeneidad de la formación Mugrosa (la cual representa más del 90% de la producción total del campo Llanito) y a la limitante de trabajar sobre la información publicada (no se posee el análisis granulométrico de todos los pozos seleccionados), para establecer el diámetro de partícula a utilizar en los cálculos con las correlaciones de Stokes y Chien, se hace necesario una mayor división de los valores de diámetro que se tienen (Llan0117 y Llan0093), para no limitar los resultados de los cálculos debido a que los 10 pozos seleccionados producen de la zona B y C, las cuales pertenecen a la formación Mugrosa.

El análisis granulométrico obtenido para los pozos de Llan0117 y Llan0093 determinó que el diámetro de la arena se concentró principalmente en los rangos presentados anteriormente en el análisis granulométrico, estos a su vez fueron

subdivididos en 4 valores como lo muestra la tabla 12, los cuales son los tenidos en cuenta para el análisis de las velocidades.

Tabla 12. Rango del diámetro de partícula para los pozos Llan0117 y Llan0093

Pozo	Rango de Diámetros (μm)	Clase de tamaño	Subdivisión del diámetro (μm)
Llan0117	[212-425]	Arena media	[212-250-300-425]
Llan0093	[425-850]	Arena gruesa	[425-600-710-850]

Fuente: Autores, modificado de Informe técnico de análisis granulométrico, ICP-UST-ID0153-09-15

- **Características de los Pozos**

Para la determinación de la velocidad de las partículas se utilizaron las correlaciones anteriormente mencionadas, teniendo en cuenta: el tipo de pozo, el ángulo de desviación máxima de este (si es Tipo S), como se muestra en la tabla 13.

Tabla 13. Características para determinar la velocidad de las partículas

Pozo	Tipo de pozo	Máximo ángulo de desviación θ ($^{\circ}$)
Llan0122	Tipo S	17,35 $^{\circ}$
Llan0120	Tipo S	32,2 $^{\circ}$
Llan0102	Vertical	-
Llan0106	Vertical	-
Llan0097	Vertical	-
Llan0117	Tipo S	13 $^{\circ}$
Llan0094	Tipo S	22 $^{\circ}$
Llan0075	Vertical	-
Llan0099	Vertical	-
Llan0093	Tipo S	21,75 $^{\circ}$

Fuente: Autores, modificado de Departamento de Ingeniería y confiabilidad de Mares. GRM.

Si el pozo es tipo S, el ángulo máximo de desviación altera levemente la velocidad de deslizamiento del sólido y para su determinación se usó la ecuación 14.

La velocidad normal se refiere a la velocidad hallada por medio de las correlaciones Stokes y Chien sin tener en cuenta el ángulo de desviación (θ).

$$V_{con\theta} = \frac{\text{velocidad normal}}{\cos(\theta \text{ desviacion})} \quad (14)$$

A continuación se presentan las tablas 14 y 15, donde se observan los resultados de los cálculos realizados con cada uno de las correlaciones mencionadas para Llan0102 y Llan0122, teniendo en cuenta su respectivo corte de agua (actual) y el ángulo de desviación máxima si el pozo es tipo S.

Este mismo análisis y sus respectivas tablas se realizaron para cada uno de los pozos restantes, y se encuentran en el anexo 4.

Tabla 14. Velocidades de deslizamiento de la partícula para Llan0102

LLAN0102			
CALCULO DE VELOCIDADES DE DESLIZAMIENTO DE LA PARTÍCULA			
CORRELACION	D. PARTÍCULA	V. NORMAL	V. con CW (%) 69,00
LEY DE STOKES	212	3,4733	3,3639
	250	4,8300	4,6779
	300	6,9552	6,7362
	425	13,9588	13,5192
	600	27,8210	26,9449
	710	38,9571	37,7304
	850	55,8352	54,0771
CHIEN	212	3,4728	3,3635
	250	4,8293	4,6772
	300	6,9540	6,7350
	425	13,9542	13,5147
	600	27,8002	26,9244
	710	38,9115	37,6851
	850	55,7269	53,9696

Fuente: Autores

Tabla 15. Velocidades de deslizamiento de la partícula para LLan0122

LLAN0122					
CALCULO DE VELOCIDADES DE DESLIZAMIENTO DE LA PARTÍCULA					
CORRELACION	D. PARTICULA	V. NORMAL (ft / h)	V. con CW (%) 50,00	V. con ANGULO (17,35°)	V. con CW Y ÁNGULO
LEY DE STOKES	212	3,9239	3,8320	4,11	4,0147
	250	5,4567	5,3289	5,72	5,5829
	300	7,8577	7,6736	8,23	8,0394
	425	15,7699	15,4005	16,52	16,1346
	600	31,4308	30,6945	32,93	32,1577
	710	44,0118	42,9809	46,11	45,0297
	850	63,0798	61,6022	66,09	64,5387
CHIEN	212	3,9234	3,8315	4,11	4,01
	250	5,4558	5,3280	5,72	5,58
	300	7,8561	7,6720	8,23	8,04
	425	15,7638	15,3944	16,52	16,13
	600	31,4017	30,6657	32,90	32,13
	710	43,9474	42,9168	46,04	44,96
	850	62,9260	61,4492	65,93	64,38

Fuente: Autores

1.3.3 Determinación de la Velocidad del fluido

La velocidad del fluido se determinó con la relación entre el caudal bruto (aceite, agua y gas) y el área de flujo con la ecuación 15, teniendo en cuenta los datos presentados en la tabla 16.

$$V_{fluido} \left(\frac{ft}{h} \right) = \frac{Q (BPD)}{A_{casing}} = \frac{Q \left(\frac{Bbl}{dia} \right) * \frac{5,615 ft^3}{1Bbl} * \frac{1 dia}{24 h}}{\frac{\pi (ID'')^2}{4} * \frac{1ft^2}{144''}} \quad (15)$$

Tabla 16. Producción y velocidad del fluido de los pozos seleccionados

Pozo	Q (BPD)	Especificación Casing	ID Casing (in)	Velocidad del fluido (ft/h)
Llan0122	204	7" P-110 29 lb/ft	6,184	228,824
Llan0120	40	7" P-110 29 lb/ft	6,184	44,867
Llan0102	58	7" N-80 26 lb/ft	6,276	63,164
Llan0106	111	7" P-110 29 lb/ft	6,184	124,507
Llan0097	95	7" N-80 26 lb/ft	6,276	103,45
Llan0117	417	7" P-110 29 lb/ft	6,184	467,743
Llan0094	60	7" N-80 26 lb/ft	6,276	65,342
Llan0075	645	5 ½ " N-80 17 lb/ft	4,892	1156,10
Llan0099	600	7" N-80 26 lb/ft	6,276	653,426
Llan0093	245	7" N-80 26 lb/ft	6,276	266,815

Fuente: Autores, modificado de Departamento de Ingeniería y confiabilidad de Mares. GRM

1.4 ANÁLISIS DE LA VELOCIDAD CRÍTICA DE FLUJO

Teniendo en cuenta las relaciones entre velocidad de deslizamiento de la partícula y la velocidad del fluido:

- Si $(V_f > 2V_s)$ la velocidad del fluido es mayor al doble de la velocidad de deslizamiento de la partícula, se presentará la producción de arena en superficie.
- Si $(V_f < 2V_s)$ la velocidad del fluido es menor al doble de la velocidad de deslizamiento de la partícula, se depositará la arena en fondo.

Se realizó para cada uno de los 10 pozos los cálculos del doble de la velocidad de deslizamiento de la partícula con cada tamaño de partícula posible, teniendo en cuenta el corte de agua actual y el ángulo desviación máxima del pozo. Seguidamente se realizó la comparación con la velocidad del fluido de cada uno, como se muestra desde la tabla 17 hasta la tabla 26.

- **Llan0102**

Para este pozo se concluye que para partículas cuyo diámetro este entre 212 y 600 micrones, la $V_f > 2V_s$ por lo tanto, la arena es transportada por el fluido hasta superficie. Por otra parte, para las partículas de arena con diámetros mayores a 710 micrones $V_f < 2V_s$, lo que significa una deposición de arena en fondo.

Para un diámetro de partícula de 650 micrones la velocidad del solido alcanza la velocidad del fluido, siendo este el diámetro de partícula límite, a partir del cual si el diámetro es mayor la partícula se deposita en el fondo y si es menor a este la partícula es arrastrada hasta superficie.

Tabla 17. Velocidad de la partícula y velocidad del fluido para Llan0102

LLAN0102			
CAUDAL = 58 BPD			
COMPARACION DE VELOCIDADES DE PARTICULA Y DEL FLUIDO			
CORRELACION	D. PARTÍCULA (µm)	DOBLE DE V. con CW 69 % (ft/h)	VELOCIDAD DEL FLUIDO (ft/h)
LEY DE STOKES	212	6,727	63,164
	250	9,355	63,164
	300	13,472	63,164
	425	27,038	63,164
	600	53,889	63,164
	710	75,460	63,164
	850	108,154	63,164
CHIEN	212	6,727	63,164
	250	9,354	63,164
	300	13,470	63,164
	425	27,029	63,164
	600	53,848	63,164
	710	75,370	63,164
	850	107,939	63,164

Fuente: Autores

- **Llan0106**

Este pozo transportará arena hasta superficie si las partículas presentan un diámetro menor a 600 micrones puesto que $V_f > 2V_s$. Para las partículas de arena de diámetro mayor a 710 micrones el caudal de producción no es suficiente para transportarlas, depositándose en el fondo del pozo ($V_f < 2V_s$).

La velocidad del sólido alcanza la velocidad del fluido con un diámetro de partícula de 651 micrones, siendo este el diámetro de partícula límite, a partir del cual si el diámetro es mayor, la partícula se deposita en el fondo y si es menor a éste, es arrastrada hasta superficie.

Tabla 18. Velocidad de la partícula y velocidad del fluido para Llan0106

LLAN0106			
CAUDAL = 111 BPD			
COMPARACION DE VELOCIDADES DE PARTICULA Y DEL FLUIDO			
CORRELACION	D. PARTÍCULA (µm)	DOBLE DE V. con CW 90,00 % (ft/h)	VELOCIDAD DEL FLUIDO (ft/h)
LEY DE STOKES	212	13,231	124,507
	250	18,400	124,507
	300	26,496	124,507
	425	53,176	124,507
	600	105,985	124,507
	710	148,408	124,507
	850	212,706	124,507
CHIEN	212	13,228	124,507
	250	18,394	124,507
	300	26,484	124,507
	425	53,121	124,507
	600	105,694	124,507
	710	147,746	124,507
	850	211,102	124,507

Fuente: Autores

- **Llan0097**

Para partículas de arena de diámetro menor o igual a 710 micrones el fluido producido tendrá la capacidad de transportar los sólidos hasta superficie y para partículas de arena con diámetros mayores a 850 micrones los sólidos se depositaran en el fondo del pozo ($V_f < 2V_s$).

El diámetro de partícula límite para este pozo es 727 micrones.

Tabla 19. Velocidad de la partícula y velocidad del fluido para Llan0097

LLAN0097			
CAUDAL = 95 BPD			
COMPARACION DE VELOCIDADES DE PARTICULA Y DEL FLUIDO			
CORRELACION	D. PARTÍCULA(μm)	DOBLE DE V. con CW 5 % (ft/h)	VELOCIDAD DEL FLUIDO (ft/h)
LEY DE STOKES	212	8,809	103,45
	250	12,251	103,45
	300	17,641	103,45
	425	35,405	103,45
	600	70,566	103,45
	710	98,812	103,45
	850	141,622	103,45
CHIEN	212	8,808	103,45
	250	12,248	103,45
	300	17,637	103,45
	425	35,389	103,45
	600	70,485	103,45
	710	98,632	103,45
	850	141,190	103,45

Fuente: Autores

- **LLan0075**

Como la velocidad del fluido es mayor al doble de la velocidad de deslizamiento de la partícula para todos los posibles diámetros de partícula presentes en este pozo, el fluido transportará las partículas solidas que encuentre a su paso.

El diámetro de partícula límite es 4080 micrones (4,08mm), esto se debe al alto caudal que presenta el pozo.

Tabla 20. Velocidad de la partícula y velocidad del fluido para Llan0075

LLAN0075			
CAUDAL = 645 BPD			
COMPARACION DE VELOCIDADES DE PARTICULA Y DEL FLUIDO			
CORRELACION	D. PARTÍCULA(μm)	DOBLE DE V. con CW 65% (ft/h)	VELOCIDAD DEL FLUIDO (ft/h)
LEY DE STOKES	212	3,124	1156,10
	250	4,344	1156,10
	300	6,256	1156,10
	425	12,556	1156,10
	600	25,027	1156,10
	710	35,044	1156,10
	850	50,227	1156,10
CHIEN	212	3,124	1156,10
	250	4,344	1156,10
	300	6,256	1156,10
	425	12,555	1156,10
	600	25,020	1156,10
	710	35,033	1156,10
	850	50,202	1156,10

Fuente: Autores

- **Llan099**

En este pozo el fluido transporta la arena hasta superficie puesto que para todos los diámetros de partícula, se cumple con la relación $V_f > 2V_s$. El diámetro de partícula límite es 2562 micrones.

Esta situación se presenta nuevamente por el alto caudal del pozo (600 BPD).

Tabla 21. Velocidad de la partícula y velocidad del fluido para Llan0099

LLAN0099			
CAUDAL = 600 BPD			
COMPARACION DE VELOCIDADES DE PARTICULA Y DEL FLUIDO			
CORRELACION	D. PARTÍCULA (µm)	DOBLE DE V. con CW 85 % (ft/h)	VELOCIDAD DEL FLUIDO (ft/h)
LEY DE STOKES	212	4,474	653,426
	250	6,222	653,426
	300	8,960	653,426
	425	17,982	653,426
	600	35,840	653,426
	710	50,186	653,426
	850	71,929	653,426
CHIEN	212	4,473	653,426
	250	6,221	653,426
	300	8,958	653,426
	425	17,978	653,426
	600	35,826	653,426
	710	50,156	653,426
	850	71,861	653,426

Fuente: Autores

- **LLan0122**

En este pozo el fluido lleva a superficie toda la arena con diámetros de partícula entre 212 y 850 micrones, debido a que la velocidad del fluido tanto en la sección vertical como en la desviada es mayor al doble de la velocidad de deslizamiento de partícula.

Es importante resaltar que esto se debe a que el incremento en la velocidad de la partícula debido al ángulo de desviación es leve. El diámetro de partícula límite es 1159 micrones sin tener en cuenta el ángulo de desviación y 1133 micrones teniendo en cuenta esta consideración.

Tabla 22. Velocidad de la partícula y velocidad del fluido para Llan0122

LLAN0122				
CAUDAL = 204 BPD				
COMPARACION DE VELOCIDADES DE PARTICULA Y DEL FLUIDO				
CORRELACION	D. PARTÍCULA (µm)	DOBLE DE V. con CW 50 % (ft/h)	DOBLE DE V. con BSW Y ÁNGULO (ft/h)	VELOCIDAD DEL FLUIDO (ft/h)
LEY DE STOKES	212	7,664	8,029	228,824
	250	10,657	11,165	228,824
	300	15,3472	16,078	228,824
	425	30,8011	32,269	228,824
	600	61,389	64,315	228,824
	710	85,961	90,059	228,824
	850	123,2045	129,077	228,824
CHIEN	212	7,663	8,028	228,824
	250	10,656	11,164	228,824
	300	15,344	16,075	228,824
	425	30,788	32,256	228,824
	600	61,331	64,255	228,824
	710	85,833	89,925	228,824
	850	122,898	128,756	228,824

Fuente: Autores

- **Lan0120**

Para este pozo se concluye que para partículas cuyo diámetro sea entre 212 y 300 micrones la $V_f > 2V_s$ por lo tanto, la arena es transportada por el fluido hasta superficie.

Por otra parte, para las partículas de arena con diámetros mayores a 425 micrones $V_f < 2V_s$, lo que significa la depositación de la arena en fondo.

Es importante mencionar que lo anterior se cumple tanto para el tramo vertical como para el desviado. El diámetro de partícula límite es 418 micrones sin tener en cuenta el ángulo de desviación y 384 micrones teniendo en cuenta el ángulo.

Tabla 23. Velocidad de la partícula y velocidad del fluido para Llan0120

LLAN0120				
CAUDAL = 40 BPD				
COMPARACION DE VELOCIDADES DE PARTICULA Y DEL FLUIDO				
CORRELACION	D. PARTÍCULA (μm)	DOBLE DE V. con CW 52% (ft/h)	DOBLE DE V. con BSW Y ÁNGULO (ft/h)	VELOCIDAD DEL FLUIDO (ft/h)
LEY DE STOKES	212	11,546	13,644	44,867
	250	16,056	18,974	44,867
	300	23,120	27,323	44,867
	425	46,402	54,836	44,867
	600	92,483	109,294	44,867
	710	129,503	153,042	44,867
	850	185,610	219,347	44,867
CHIEN	212	11,544	13,642	44,867
	250	16,052	18,970	44,867
	300	23,113	27,314	44,867
	425	46,366	54,794	44,867
	600	92,299	109,075	44,867
	710	129,084	152,546	44,867
	850	184,596	218,149	44,867

Fuente: Autores

- **LLan0117**

Como la velocidad del fluido es mayor al doble de la velocidad de deslizamiento de la partícula ($V_f > 2V_s$) para los diámetros de partícula entre 212 y 425 micrones, tanto para la zona desviada como para la vertical, el fluido transportará las partículas solidas a superficie.

El diámetro de partícula límite es 1634 micrones sin tener en cuenta el ángulo de desviación y 1615 micrones teniendo en cuenta este parámetro.

Tabla 24. Velocidad de la partícula y velocidad del fluido para Llan0117

LLAN0117				
CAUDAL = 417 BPD				
COMPARACION DE VELOCIDADES DE PARTICULA Y DEL FLUIDO				
CORRELACION	D. PARTÍCULA (μm)	DOBLE DE V. con CW 26 % (ft/h)	DOBLE DE V. con BSW Y ÁNGULO (ft/h)	VELOCIDAD DEL FLUIDO (ft/h)
LEY DE STOKES	212	8,008	8,219	467,743
	250	11,136	11,429	467,743
	300	16,037	16,458	467,743
	425	32,185	33,032	467,743
CHIEN	212	8,007	8,218	467,743
	250	11,135	11,427	467,743
	300	16,033	16,455	467,743
	425	32,172	33,018	467,743

Fuente: Autores

- **Llan0094**

En este pozo las partículas cuyo diámetro este entre 212 y 300 micrones la $V_f > 2V_s$ por lo tanto, la arena es transportada por el fluido hasta superficie. Por otra parte, para las partículas de arena con diámetros mayores a 425 micrones $V_f < 2V_s$, lo que significa la depositación de la arena en fondo.

El diámetro de partícula límite es 373 micrones sin tener en cuenta el ángulo de desviación y 359 micrones teniéndolo en cuenta.

Tabla 25. Velocidad de la partícula y velocidad del fluido para Llan0094

LLAN0094				
CAUDAL = 60 BPD				
COMPARACION DE VELOCIDADES DE PARTICULA Y DEL FLUIDO				
CORRELACION	D. PARTÍCULA (μm)	DOBLE DE V. con CW 80 % (ft/h)	DOBLE DE V. con BSW Y ÁNGULO (ft/h)	VELOCIDAD DEL FLUIDO (ft/h)
LEY DE STOKES	212	21,243	22,911	65,342
	250	29,541	31,861	65,342
	300	42,539	45,880	65,342
	425	85,374	92,079	65,342
	600	170,158	183,521	65,342
	710	238,268	256,981	65,342
	850	341,498	368,317	65,342
CHIEN	212	21,234	22,902	65,342
	250	29,524	31,842	65,342
	300	42,499	45,837	65,342
	425	85,162	91,850	65,342
	600	169,007	182,280	65,342
	710	235,636	254,141	65,342
	850	335,145	361,465	65,342

Fuente: Autores

- **Llan0093**

Debido a la alta producción de este pozo (reflejada en la alta velocidad del fluido), ninguna partícula se deposita en el fondo del pozo, siendo transportada la arena con diámetros entre 425 y 850 a superficie.

El diámetro de partícula límite es 1842 micrones sin tener en cuenta el ángulo de desviación y 1740 micrones teniéndolo en cuenta.

Tabla 26. Velocidad de la partícula y velocidad del fluido para Llan0093

LLAN0093				
CAUDAL = 245				
COMPARACION DE VELOCIDADES DE PARTICULA Y DEL FLUIDO				
CORRELACION	D. PARTÍCULA (µm)	DOBLE DE V. con CW 72% (ft/h)	DOBLE DE V. con BSW Y ÁNGULO (ft/h)	VELOCIDAD DEL FLUIDO (ft/h)
LEY DE STOKES	425	14,139	15,222	266,815
	600	28,180	30,340	266,815
	710	39,460	42,484	266,815
	850	56,556	60,891	266,815
CHIEN	425	14,208	15,297	266,815
	600	28,314	30,484	266,815
	710	39,643	42,681	266,815
	850	56,806	61,160	266,815

Fuente: Autores

Realizando un análisis general y final de la relación existente en cada pozo entre sus velocidades de partícula y velocidades del fluido respectivas, se concluye en primera instancia una supuesta condición de cada pozo a ser trabajado, lo cual se ve reflejado en la tabla 27.

Tabla 27. Resumen de la capacidad de transporte de sólidos de los pozos

CONDICION SUPUESTA	
Pozos con capacidad de transportar sólidos hasta superficie	Pozos con porcentaje de depositación de sólidos en fondo
Llan0122	Llan0120
Llan0117	Llan0102
Llan0099	Llan0106
Llan0093	Llan0097
Llan0075	Llan0094

Fuente: Autores

En este orden de ideas, se considera que para los pozos que tienen la capacidad de transportar los sólidos hasta superficie (debido al análisis de la velocidad de deslizamiento de los sólidos y los caudales brutos que manejan), se plantea un manejo de la arena o “Sand Management” que en este caso sería implementar un nuevo sistema de levantamiento artificial en el campo Llanito, es decir, reemplazar el bombeo mecánico que es el sistema con el cual los pozos están operando a la fecha por otro sistema que se comporte de manera más eficiente con las cantidades de arena manejados en este campo.

Por otra parte, teniendo en cuenta la información resumida en la tabla 27 con respecto al problema del arenamiento, para los pozos en los cuales un porcentaje de los sólidos son arrastrados a superficie y el otro se queda en fondo, se maneja la opción de implementar una técnica de control de arena o “Sand control” teniendo en cuenta tanto las propiedades de los pozos como de las formaciones presentes.

La viabilidad técnica, operacional y económica de un eventual manejo de la arena o control de la misma, se verá reflejada en los próximos 2 capítulos.

2. DETERMINACION DEL MANEJO O CONTROL DE ARENA

Con la evidencia de arena movilizada a través de la formación y el pozo, se puede optar por reducir el flujo a regímenes incapaces de transportar sólidos, manejar la arena producida (Sand Management) o crear una barrera; en esencia un filtro para evitar el movimiento de la arena desde la formación hacia el pozo (Sand Control). La detención, o al menos el retardo, del flujo de arena ejerciendo un impacto mínimo sobre la producción, requiere que los operadores opten por alguna de las técnicas de exclusión tales como: empaquetamiento con grava, empaque con agua a alto régimen de inyección (HRWP), consolidación química, Mallas (Screens), Frack pack, entre otros. En este sentido, se busca recomendar para los 10 pozos un manejo adecuado de la arena teniendo en cuenta las condiciones particulares del campo o un control de arena en fondo si los caudales de dichos pozos no tienen la capacidad de arrastrar las partículas solidas hasta superficie.

Para la selección del tratamiento propuesto de cada uno de los pozos se tuvo en cuenta el análisis de la velocidad crítica de flujo, la cual relaciona la velocidad de deslizamiento del sólido y la del fluido (como se evidenció en el capítulo 1). En la medida en que $V_f > 2V_s$, se tiene que el fluido tiene la capacidad de transportar las partículas solidas hasta superficie por lo cual se plantea un Sand Management.

Por otra parte, en los pozos que se cumple que $V_f < 2V_s$, se opta en primera instancia por un Sand Control debido a que no todas las partículas logran ser arrastradas hasta superficie. Lo anterior se refleja en la tabla 28.

Tabla 28. Selección en primera instancia del manejo o control de arena

POZO	TRATAMIENTO PROPUESTO	POZO	TRATAMIENTO PROPUESTO
Llan0120	Sand Control	Llan0122	Sand Management
Llan0102	Sand Control	Llan0117	Sand Management
Llan0106	Sand Control	Llan0099	Sand Management
Llan0097	Sand Control	Llan0093	Sand Management
Llan0094	Sand control	Llan0075	Sand Management

Fuente: Autores

2.1 SELECCIÓN DE MÉTODOS DE CONTROL DE ARENA

Como se observó en la tabla 28, los pozos Llan0120, Llan0102, Llan0106, Llan0097 y Llan0094 requieren un método de control de arena o Sand control.

2.1.1 Criterios de selección del Sand Control⁵

Para determinar la técnica de control de arena optima que mejor se ajuste a los pozos seleccionados se optó por trabajar sobre los estudios propuestos por Saucier, Tiffin & King.

Estos estudios pretenden proporcionar directrices para ayudar a determinar fácilmente la respuesta a: “cuál es la técnica de control de arena optima para una formación débil o inconsolidada?”. No intenta determinar cuándo o si el yacimiento fallará. La guía está basada en la experiencia operacional y pruebas simples de laboratorio con corazones de yacimientos provenientes de diferentes formaciones areneras alrededor del mundo.

Saucier solidificó el criterio de selección de un método de control de arena con muchos estudios en los años 60's y 70's los cuales llevaron al criterio de aplicación del tamaño de partícula más presente (50%). En otras palabras, la media en porcentaje acumulado en peso de una muestra, D50, el cual es conocido en la literatura como el parámetro de selección “Saucier estándar”.

Posteriormente se trabajo con una distribución de tamaño de partícula teniendo en cuenta los máximos y mínimos D10/D95. Luego de varias inconsistencias demostradas con estos criterios, Tiffin & King sugirieron que también era importante la relación D40/D90 (percentil40/percentil90), así como el porcentaje presente de finos en una muestra el cual se catalogó como Sub-325 Mesh.

Es importante mencionar que todas estas relaciones se trabajan en base a porcentajes acumulados en peso para cada una de las muestras. La tabla 29 muestra los cuatro criterios de comparación mencionados.

⁵ TIFFIN, D y KING, L. New criteria for gravel and screen selection for sand control. SPE 39437

Tabla 29. Criterios de selección considerados por Tiffin & King

SORTING O COMPARACION	PROPOSITO
D50	Criterio de sausier estándar
D40/D90	Coficiente de uniformidad
D10/D95	Relaciones entre máximos y mínimos
SUB 325 Mesh	Cantidad de partículas < 44 micrones

Fuente: TIFFIN, D y KING, L. new criteria for gravel and screen selection for sand control.

Tiffin & King determinaron que cada uno de los criterios anteriores tenían suma importancia, lo que conlleva a establecer una serie de límites teniendo en cuenta los siguientes parámetros: D10/D95, D40/D90 (coeficiente de uniformidad) y Sub-325 (% de finos presentes). El cumplimiento de estos límites llevará a la aplicación de un control de arena adecuado para una distribución de tamaño de partícula. La tabla 30 muestra a manera de resumen lo anteriormente mencionado.

La ventaja de estos criterios es que pueden ser obtenidos de un simple análisis de tamiz.

Tabla 30. Control de arena según los límites propuestos por Tiffin & King

D10/D9 5	D40/D9 0	Sub 325 Mesh	Rango de valores de sorting y cont. De arcillas	Recomendaciones
<10	<3	< 2%	Menores valores, más baja cantidad de finos.	Bare screen completion (PoroMax/PetroGuard Mesh/Petroguard Wrap)
<10	<5	<5%	Valores bajos a medios, finos presentes.	Poro Max, PetroGuard (screen)
<20	<5	< 5%	Valores medios, finos fuera de rango.	Gravel pack, Poro flex o petro Guard, HRWP
<20	<5	< 10%	Valores medios, altos contenidos finos.	Gravel pack (considerando el paso de finos)
>20	>5	>10%	Mayores valores, grandes cantidades de finos.	Frack pack

Fuente: TIFFIN, D y KING, L. new criteria for gravel and screen selection for sand control.

2.1.2 Determinación del método de control de arena

La determinación de un método de control de arena adecuado se limita únicamente a la evaluación de la distribución de los diferentes tamaños de partículas presentes en una formación, es decir en su granulometría.

Teniendo en cuenta que la formación Mugrosa es altamente heterogénea, que los pozos se encuentran cañoneados en diferentes profundidades y que no se cuenta con la granulometría correspondiente, se optó por utilizar la distribución granulométrica general de cada una de las zonas de la formación Mugrosa y de esta manera tener un estimativo del tamaño de partícula para cada pozo en particular. La tabla 31 muestra las zonas cañoneadas de cada uno de los pozos.

Tabla 31. Zonas cañoneadas de la F. Mugrosa en los pozos seleccionados

Pozos	Formación Cañoneada
Llan0120	Mugrosa Alta - Mugrosa Media 2
Llan0102	Mugrosa Alta – Mugrosa Media 2
Llan0106	Mugrosa Media 1
Llan0097	Mugrosa Base
Llan0094	Mugrosa Alta - Mugrosa Media 2- Mugrosa Base

Fuente: Autores, modificado de Departamento de Ingeniería y confiabilidad de Mares. GRM

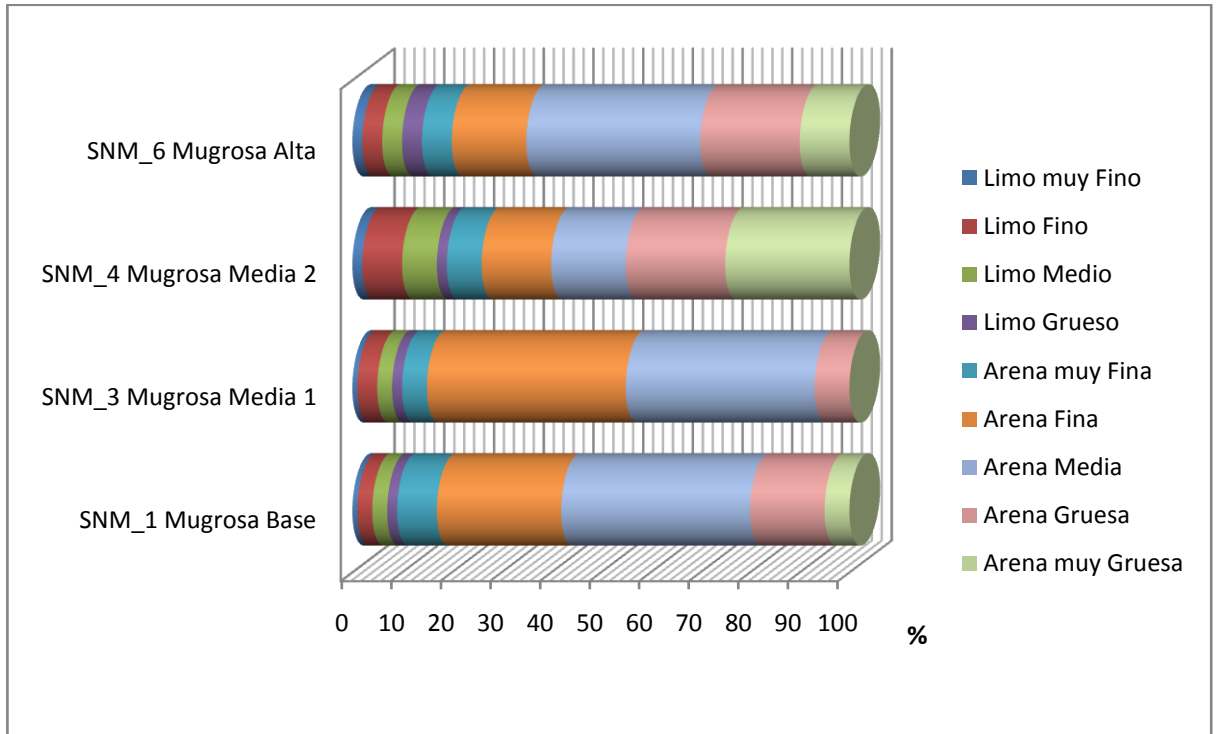
En la figura 7 se presenta el resumen de la distribución granulométrica de la formación Mugrosa, puesto que esta es la que aporta más del 95 por ciento de la producción del campo Llanito, y en esta se encuentran completados los pozos seleccionados.

Los tamaños de grano se concentran principalmente entre Arena fina y media. Además, en algunos intervalos se evidencia hasta un 20% de arena gruesa hacia el tope de la formación.

Por otra parte, es importante resaltar que los tamaños Limos no superan el 17% en peso.

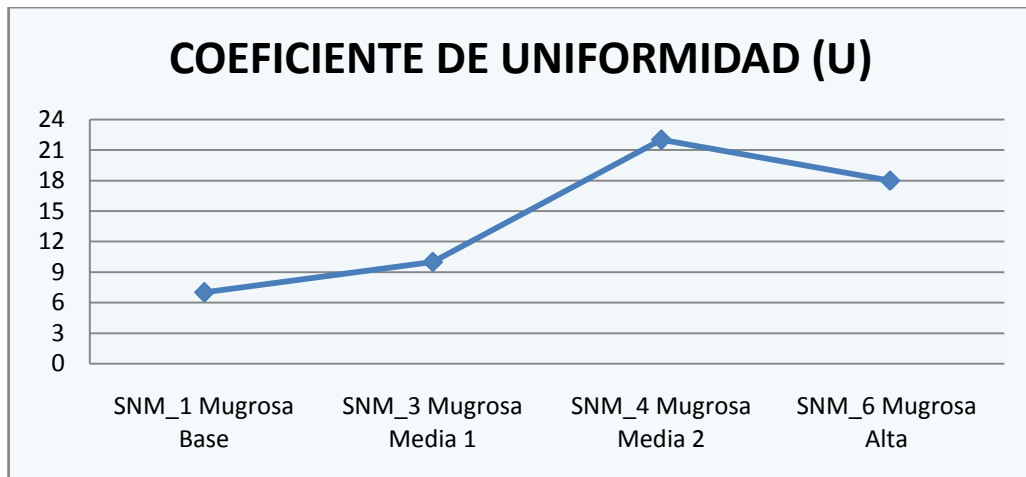
Esta extrema heterogeneidad de la formación Mugrosa se ve reflejada en sus coeficientes de uniformidad mayores a 5 como lo muestra la figura 8. En general, las distribuciones de tamaño de partícula de las profundidades analizadas son altamente heterogéneas o de mala selección.

Fig. 7. Distribución de tamaño de partícula de las zonas de la F. Mugrosa



Fuente: Informe técnico de análisis granulométrico, ICP-UST-ID0153-09-156. Unidad de servicios técnicos y laboratorio 2009.

Fig. 8. Coeficientes de uniformidad de las zonas de la formación Mugrosa

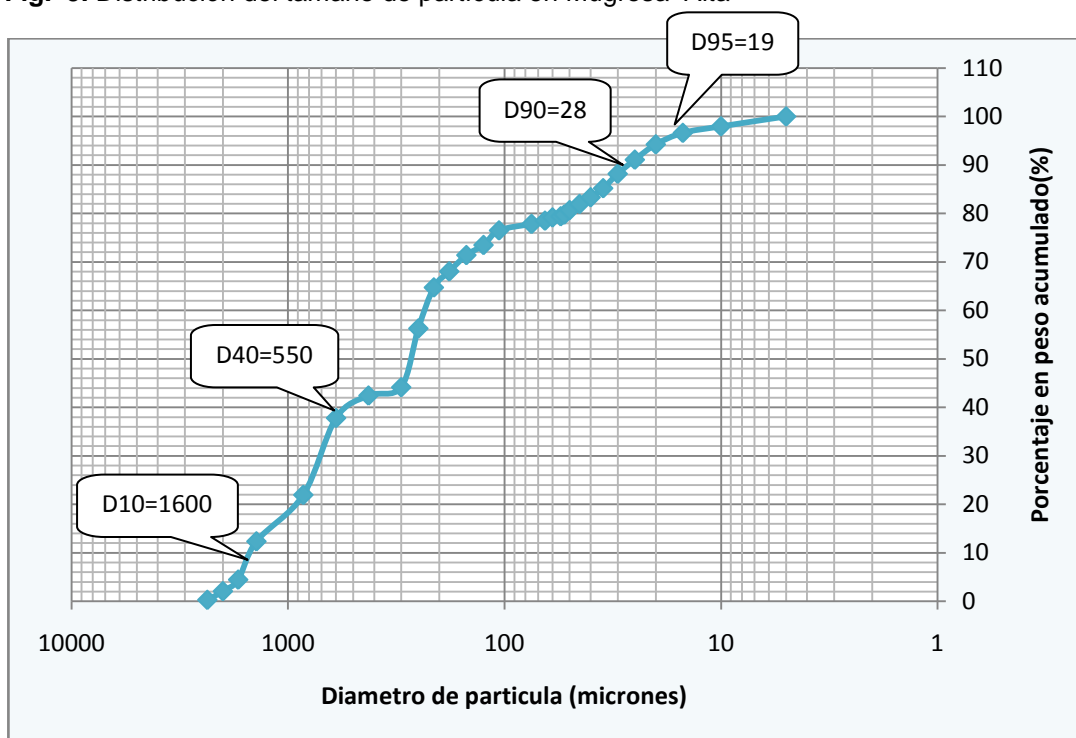


Fuente: Informe técnico de análisis granulométrico, ICP-UST-ID0153-09-156. Unidad de servicios técnicos y laboratorio 2009.

Con la distribución de tamaño de partícula definida se procede a calcular los diferentes valores necesarios propuestos por Tiffin & King (D40/D90, D10/D95, Sub 325Mesh) y de esta manera aplicar los criterios de selección del método de control cumpliendo con los límites establecidos presentados en la tabla 30.

En las figuras 9, 10 y 11 se presentan las distribuciones del tamaño de partícula en Mugrosa Alta, Mugrosa Base y Mugrosa Media 2 respectivamente, de donde se determinaron los valores D10, D40, D90 y D95 para hallar las relaciones propuestas por Tiffing & King. Dichos resultados son presentados en las tablas 32, 33 y 34 como se muestra a continuación.

Fig. 9. Distribución del tamaño de partícula en Mugrosa Alta



Fuente: Autores

Tabla 32. Criterios de Tiffin & King de Mugrosa Alta

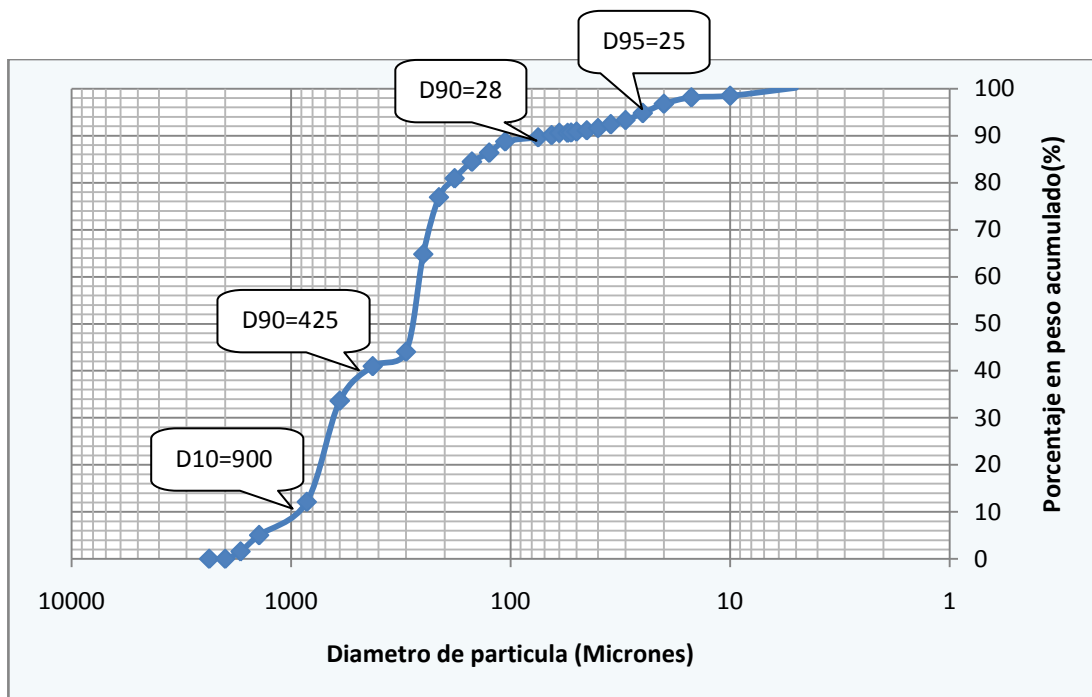
MUGROSA ALTA			
D10/D95	D40/D90 (C.U)	SUB 325 Mesh	D50
84,21	19,64	19,33	290

Fuente: Autores

Teniendo en cuenta los valores calculados en la tabla 32, y comparándolos con los límites establecidos por Tiffin & King (tabla 30), se concluye que el método de control de arena en fondo aplicable a esta distribución granulométrica es Frack Pack en los pozos que producen de Mugrosa Alta.

No se puede implementar un empaquetamiento con grava, ni mallas ni otro método de control puesto que los valores calculados no obedecen a los límites de estas tecnologías.

Fig. 10. Distribución del tamaño de partícula en Mugrosa Base



Fuente: Autores

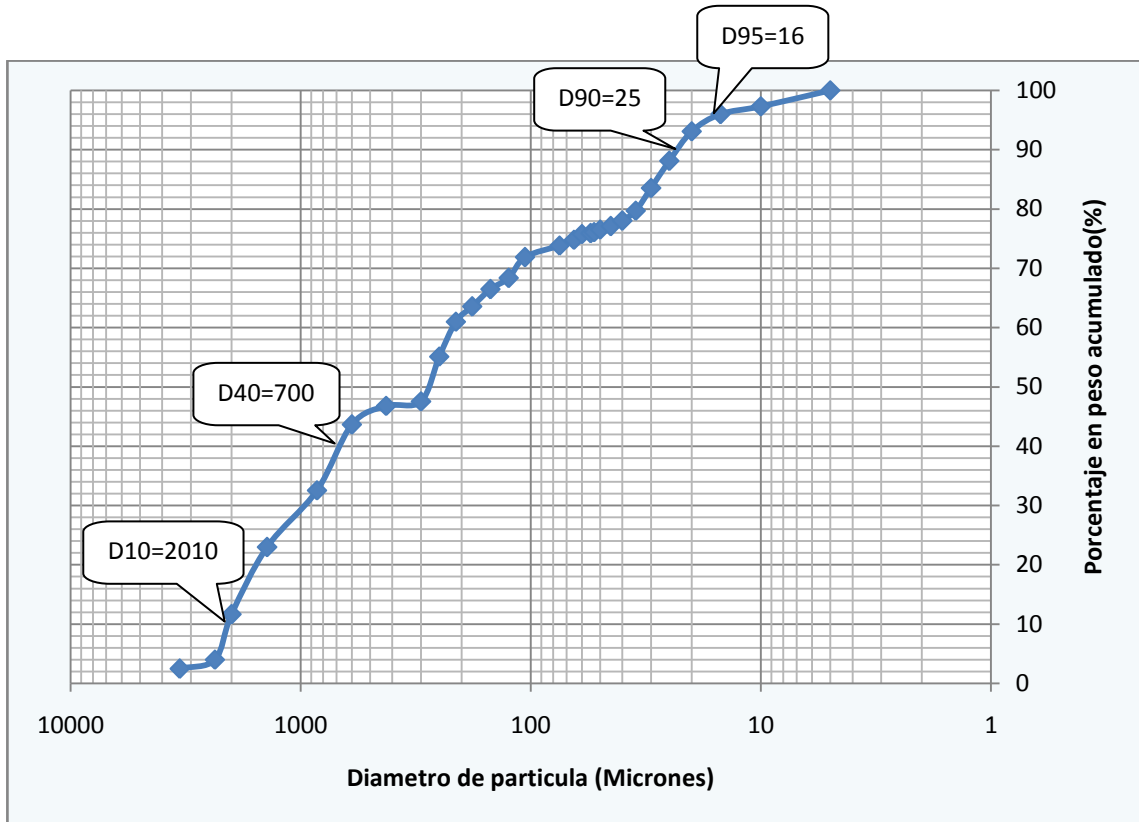
Tabla 33. Criterios de Tiffin & King de Mugrosa Base

MUGROSA BASE			
D10/D95	D40/D90 (C.U)	SUB 325 Mesh	D50
36	6,58	9,3	290

Fuente: Autores

En Mugrosa Base según la distribución granulométrica se recomienda Frack pack como método de Sand control, debido a que los valores hallados de cada una de las relaciones propuestas por Tiffin y King (tabla 33), solo se encuentran dentro de los límites establecidos para cada método de la tabla 30.

Fig. 11. Distribución del tamaño de partícula en Mugrosa Media 2



Fuente: Autores

Tabla 34. Criterios de Tiffin & King de Mugrosa Media 2

MUGROSA MEDIA 2			
D10/D95	D40/D90 (C.U)	SUB 325 Mesh	D50
125,65	28	23,49	290

Fuente: Autores

Por último, comparando los criterios de Tiffin & King de la tabla 34 y 30, se concluye que el método aplicable a esta distribución granulométrica es también Frack pack en los pozos que producen de Mugrosa Media 2.

Como se reflejó en los resultados anteriores, el método de control de arena que se puede recomendar teniendo en cuenta la granulometría que presenta el campo Llanito es el Frack pack.

Lo anterior debido a que los valores arrojados por las relaciones no se encuentran dentro de los límites de los demás métodos de control (Mallas, Gravel pack, HRWP). Cabe resaltar que esta situación se presenta principalmente por causa de la alta heterogeneidad de la formación Mugrosa.

También es importante tener en cuenta que los demás tratamientos de control de arena a lo largo del país no presentan resultados muy favorables. Por ejemplo, en otro campo ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Casabe, cuando la producción de arena comenzó a ser un problema grande, se optó por un empaquetamiento con grava en 272 pozos a mediados de los 80's, se obtuvo resultados catastróficos ya que solo 64 pozos de los 272 están activos actualmente.

Otra situación similar se presentó en el campo La Hocha, donde las técnicas convencionales de control de arena como "Extensión Pac" y "Screen Less " se aplicaron y los resultados fueron de pobres a nulos, teniendo que dar solución a esta situación con la implementación de un manejo de arena incluyendo un nuevo sistema de levantamiento artificial para combatir la arena.

La tecnología de control de arena "Frack Pack", que resulta viable en Llanito debido a la granulometría presente en la zona y teniendo en cuenta los criterios de Tifin & King, es nueva y no ha sido aplicada mucho en el país, lo que se traduce en una incertidumbre muy alta. Además, según el departamento de ingeniería del centro-B/bermeja, en los pozos donde se aplica esta tecnología, la producción se ve reducida de un 10% al 50% en la mayoría de los casos.

Teniendo en cuenta que la aplicación de esta tecnología conlleva a pérdidas en promedio del 10% de la producción del pozo según experiencias en campo, se trabajó el análisis económico suponiendo esta pérdida.

2.1.3 Análisis económico del método de control de arena seleccionado

Para evaluar económicamente la viabilidad de controlar la arena en los pozos estudiados del campo Llanito con la aplicación del método de "Frack Pack" se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

En primera instancia se tiene que el Lifting Cost de Llanito es de US\$ 17 y debido a que el margen de ganancias manejado por Ecopetrol en el 2010 se encuentra entre 40 y 60 US\$/Bbl; se asume un precio de 57 US\$/Bbl.

Tiempo: Se trabajo con 3 años como tiempo para el análisis, para poder asumir un desempeño “ideal” del Frac Pack, puesto que según los informes de otros campos, al implementar esta tecnología al tercer año se presenta por lo general fallas y es necesario un trabajo de varilleo por causa de fallas en la bomba o una tubería rota.

Inversión: Según el departamento de ingeniería del Centro-Ecopetrol (B/bermeja) y según la experiencia en el campo la Cira, el costo de la tecnología como tal se encuentra alrededor de los US\$ 280 000. A este valor se le suman los costos por causa de la instalación, los cuales son los correspondientes a 15 días de operación.

Estos 15 días representan pagarle a las empresas prestadoras de servicios US\$ 11 000 por día de trabajo del equipo de Work Over. Por último, se agrego el valor de los 15 días en los cuales se para la producción, es decir, la diferida. Este valor se obtiene multiplicando el costo del barril, por la producción propia de cada pozo por los 15 días que demora la implementación del Frack Pack.

Ingresos: Simplemente corresponden al valor de la producción de cada pozo (US\$ 57 Barril). A este valor se le restan las regalías (20%)

Egresos: En este parámetro económico es importante mencionar que se tiene en cuenta tanto el Lifting Cost de Llanito (US\$ 17), así como también el impuesto de renta, el cual se manejo como el 35%.

A continuación se presenta la tabla 35 donde se muestra de manera detallada el análisis económico de la implementación de la tecnología de control de arena “Frack Pack” para Llan0097 teniendo en cuenta cada uno de los parámetros anteriormente mencionados.

Cabe resaltar que este mismo análisis se le realizó para Llan0120, Llan0102, Llan0106 y Llan0094, que fueron los pozos que en primera instancia requieren de un control de arena en fondo debido a los resultados arrojados del análisis de la velocidad crítica de flujo.

Tabla 35. Análisis económico de la implementación del Frack pack

EVALUACION ECONOMICA DE LA IMPLEMENTACION DEL FRACK PACK														
DETALLE	VALOR	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Parametro de calculo			30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Produccion Crudo			2.430	2.406	2.382	2.358	2.334	2.311	2.288	2.265	2.242	2.220	2.198	2.176
Regalias			486	481	476	472	467	462	458	453	448	444	440	435
Produccion Agua			150	150	150	150	150	150	150	151	151	151	151	151
Precio Crudo	57													
INGRESOS														
Ingresos por ventas			\$ 110.808	\$ 109.700	\$ 108.603	\$ 107.517	\$ 106.442	\$ 105.377	\$ 104.324	\$ 103.280	\$ 102.247	\$ 101.225	\$ 100.213	\$ 99.211
Total Ingresos			\$ 110.808	\$ 109.700	\$ 108.603	\$ 107.517	\$ 106.442	\$ 105.377	\$ 104.324	\$ 103.280	\$ 102.247	\$ 101.225	\$ 100.213	\$ 99.211
EGRESOS														
Costo de levataminto de fluido	\$ 17		\$ 41.310	\$ 40.897	\$ 40.488	\$ 40.083	\$ 39.682	\$ 39.285	\$ 38.893	\$ 38.504	\$ 38.119	\$ 37.737	\$ 37.360	\$ 36.986
Egresos Totales			\$ 41.310	\$ 40.897	\$ 40.488	\$ 40.083	\$ 39.682	\$ 39.285	\$ 38.893	\$ 38.504	\$ 38.119	\$ 37.737	\$ 37.360	\$ 36.986
Utilidad antes de impuesto			\$ 69.498	\$ 68.803	\$ 68.115	\$ 67.434	\$ 66.760	\$ 66.092	\$ 65.431	\$ 64.777	\$ 64.129	\$ 63.488	\$ 62.853	\$ 62.224
Impuesto de Renta	0,35		\$ 24.324	\$ 24.081	\$ 23.840	\$ 23.602	\$ 23.366	\$ 23.132	\$ 22.901	\$ 22.672	\$ 22.445	\$ 22.221	\$ 21.998	\$ 21.778
Inversion frack pack	\$ 280.000	-\$ 280.000	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
perdida de dinero en instalacion	\$ 241.950	-\$ 241.950	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Flujo de Caja Neto		-\$ 521.950	\$ 45.174	\$ 44.722	\$ 44.275	\$ 43.832	\$ 43.394	\$ 42.960	\$ 42.530	\$ 42.105	\$ 41.684	\$ 41.267	\$ 40.854	\$ 40.446
Flujo de Caja Acumulado		-\$ 521.950	-\$ 476.776	-\$ 432.054	-\$ 387.780	-\$ 343.948	-\$ 300.554	-\$ 257.594	-\$ 215.064	-\$ 172.959	-\$ 131.275	-\$ 90.008	-\$ 49.154	-\$ 8.708

DETALLE	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20	Mes 21	Mes 22	Mes 23	Mes 24
Parametro de calculo	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Produccion Crudo	2.154	2.132	2.111	2.090	2.069	2.048	2.028	2.008	1.988	1.968	1.948	1.928
Regalias	431	426	422	418	414	410	406	402	398	394	390	386
Produccion Agua	151	151	151	151	151	151	151	152	152	152	152	152
Precio Crudo												
INGRESOS												
Ingresos por ventas	\$ 98.219	\$ 97.236	\$ 96.264	\$ 95.301	\$ 94.348	\$ 93.405	\$ 92.471	\$ 91.546	\$ 90.631	\$ 89.724	\$ 88.827	\$ 87.939
Total Ingresos	\$ 98.219	\$ 97.236	\$ 96.264	\$ 95.301	\$ 94.348	\$ 93.405	\$ 92.471	\$ 91.546	\$ 90.631	\$ 89.724	\$ 88.827	\$ 87.939
EGRESOS												
Costo de levatamiento de fluido	\$ 36.617	\$ 36.250	\$ 35.888	\$ 35.529	\$ 35.174	\$ 34.822	\$ 34.474	\$ 34.129	\$ 33.788	\$ 33.450	\$ 33.115	\$ 32.784
Egresos Totales	\$ 36.617	\$ 36.250	\$ 35.888	\$ 35.529	\$ 35.174	\$ 34.822	\$ 34.474	\$ 34.129	\$ 33.788	\$ 33.450	\$ 33.115	\$ 32.784
Utilidad antes de impuesto	\$ 61.602	\$ 60.986	\$ 60.376	\$ 59.772	\$ 59.175	\$ 58.583	\$ 57.997	\$ 57.417	\$ 56.843	\$ 56.274	\$ 55.712	\$ 55.155
Impuesto de Renta	\$ 21.561	\$ 21.345	\$ 21.132	\$ 20.920	\$ 20.711	\$ 20.504	\$ 20.299	\$ 20.096	\$ 19.895	\$ 19.696	\$ 19.499	\$ 19.304
Inversion frack pack	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Dinero en instalacion	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Flujo de Caja Neto	\$ 40.041	\$ 39.641	\$ 39.244	\$ 38.852	\$ 38.463	\$ 38.079	\$ 37.698	\$ 37.321	\$ 36.948	\$ 36.578	\$ 36.213	\$ 35.850
Flujo de Caja Acumulado	\$ 31.333	\$ 70.974	\$ 110.218	\$ 149.070	\$ 187.534	\$ 225.613	\$ 263.311	\$ 300.632	\$ 337.580	\$ 374.158	\$ 410.371	\$ 446.221

DETALLE	Mes 25	Mes 26	Mes 27	Mes 28	Mes 29	Mes 30	Mes 31	Mes 32	Mes 33	Mes 34	Mes 35	Mes 36
Parametro de calculo	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Produccion Crudo	1.909	1.890	1.871	1.852	1.834	1.816	1.797	1.779	1.762	1.744	1.727	1.709
Regalias	382	378	374	370	367	363	359	356	352	349	345	342
Produccion Agua	152	152	152	152	152	152	152	153	153	153	153	153
Precio Crudo												
INGRESOS												
Ingresos por ventas	\$ 87.059	\$ 86.189	\$ 85.327	\$ 84.474	\$ 83.629	\$ 82.793	\$ 81.965	\$ 81.145	\$ 80.334	\$ 79.530	\$ 78.735	\$ 77.948
Total Ingresos	\$ 87.059	\$ 86.189	\$ 85.327	\$ 84.474	\$ 83.629	\$ 82.793	\$ 81.965	\$ 81.145	\$ 80.334	\$ 79.530	\$ 78.735	\$ 77.948
EGRESOS												
Costo de levatamiento de fluido	\$ 32.456	\$ 32.132	\$ 31.810	\$ 31.492	\$ 31.177	\$ 30.866	\$ 30.557	\$ 30.251	\$ 29.949	\$ 29.649	\$ 29.353	\$ 29.059
trabajos requeridos	\$ 4.680											
Egresos Totales	\$ 37.136	\$ 32.132	\$ 31.810	\$ 31.492	\$ 31.177	\$ 30.866	\$ 30.557	\$ 30.251	\$ 29.949	\$ 29.649	\$ 29.353	\$ 29.059
Utilidad antes de impuesto	\$ 49.923	\$ 54.057	\$ 53.516	\$ 52.981	\$ 52.451	\$ 51.927	\$ 51.408	\$ 50.894	\$ 50.385	\$ 49.881	\$ 49.382	\$ 48.888
Impuesto de Renta	\$ 17.473	\$ 18.920	\$ 18.731	\$ 18.543	\$ 18.358	\$ 18.174	\$ 17.993	\$ 17.813	\$ 17.635	\$ 17.458	\$ 17.284	\$ 17.111
Inversion frack pack	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
perdida de dinero en instalacion	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Flujo de Caja Neto	\$ 32.450	\$ 35.137	\$ 34.786	\$ 34.438	\$ 34.093	\$ 33.753	\$ 33.415	\$ 33.081	\$ 32.750	\$ 32.423	\$ 32.098	\$ 31.777
Flujo de Caja Acumulado	\$ 478.671	\$ 513.808	\$ 548.594	\$ 583.032	\$ 617.125	\$ 650.878	\$ 684.293	\$ 717.374	\$ 750.124	\$ 782.546	\$ 814.644	\$ 846.422

Fuente: Autores

La tabla 36 resume los parámetros económicos calculados para cada pozo teniendo en cuenta todas las consideraciones respectivas y mostradas en la tabla anterior; Donde VPN (valor presente neto), TIR (tasa interna de retorno), TVR (tasa de verdadera rentabilidad), RBC (relación beneficio costo) y PAY BACK (tiempo de retorno de la inversión).

Tabla 36. Análisis económico del método de control de arena a implementar

IMPLEMENTACION DEL FRACK PACK (-10% producción)					
POZO	Parámetros Económicos				
	VPN	TIR	TVR	RBC	PAY BACK
LLAN 120	-193.803	----	-1,08 %	0,77	50 meses
LLAN 102	47.097	2%	0,44 %	1,11	26 meses
LLAN 106	-251.400	---	-1,8 %	0,64	65 meses
LLAN 97	589.516	7%	1,9 %	1,59	14 meses
LLAN 94	-193.803	---	-1,07 %	0,77	50 meses

Fuente: Autores

2.1.3.1 Análisis de resultados

El análisis de resultados para cada uno de los pozos se presenta a continuación. Para este fin se comparó el dejar el pozo en las condiciones en las cuales viene trabajando (Bombeo Mecánico) en contraposición con una eventual implementación del método del control de arena Frack Pack.

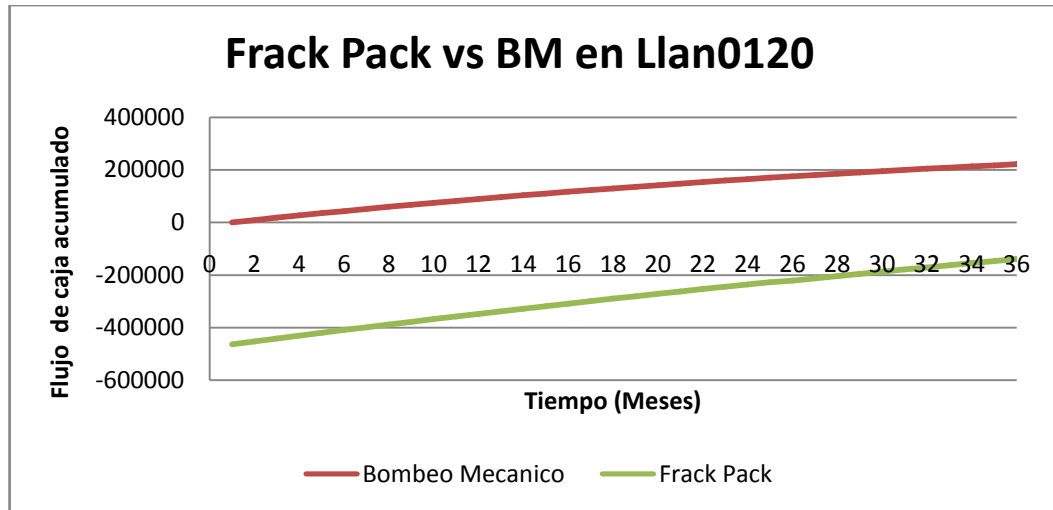
- **Llan0120, Llan0106 y Llan0094**

Para estos tres pozos los resultados arrojados por el análisis económico demuestran que la eventual implementación del método de control de arena en fondo Frack Pack no es viable, debido principalmente a la baja producción de estos pozos (22,17, 22 BPD respectivamente) sumado a los altos costos de instalación de esta tecnología.

Lo anterior se ve reflejado en las figuras 12, 13 y 14, donde se aprecia que si se continúa con el bombeo mecánico (estado actual) pese a todas las fallas que presenta, resulta más rentable que la propia inclusión del Frack Pack. Además como se mostró en la tabla 36 sus VPN son negativos y RBC son menor a 1, lo cual indica que el proyecto no es viable.

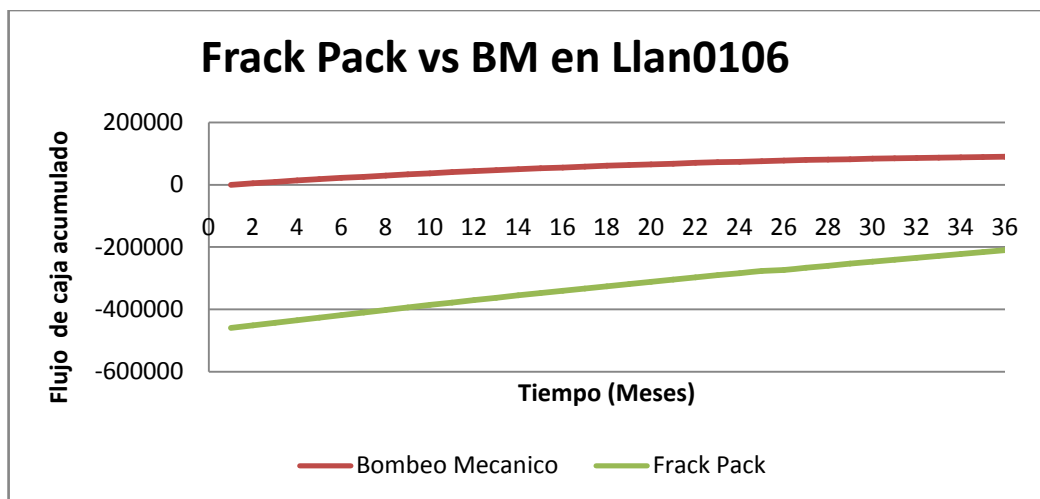
Gráficamente se evidencia esta situación observando los comportamientos paralelos de los flujos de caja acumulado respectivo.

Fig. 12. Análisis de la implementación de Frack Pack en Llanito 120.



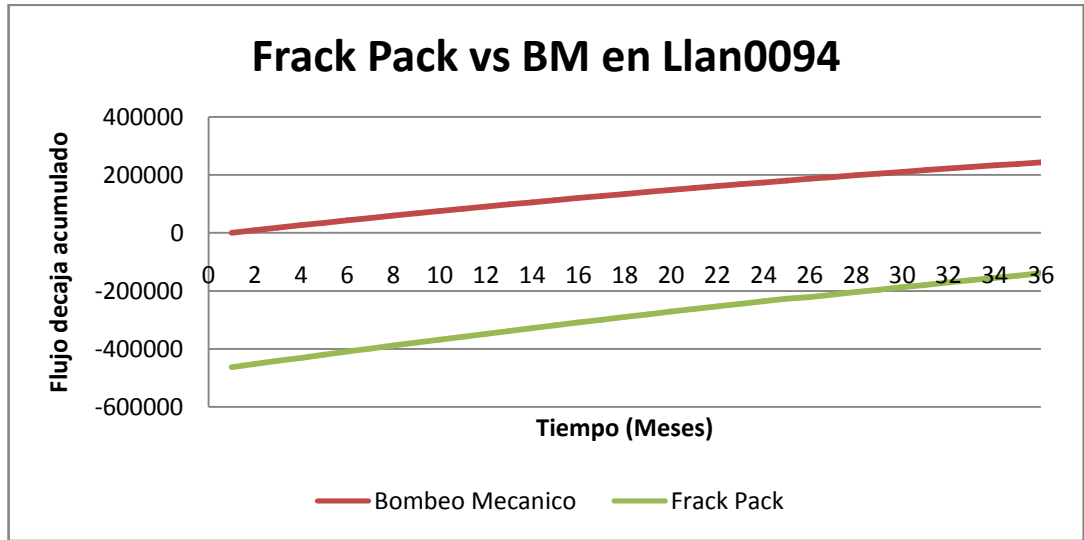
Fuente: Autores

Fig. 13. Análisis de la implementación de Frack Pack en Llanito 106.



Fuente: Autores

Fig. 14. Análisis de la implementación de Frack Pack en Llanito 94.



Fuente: Autores

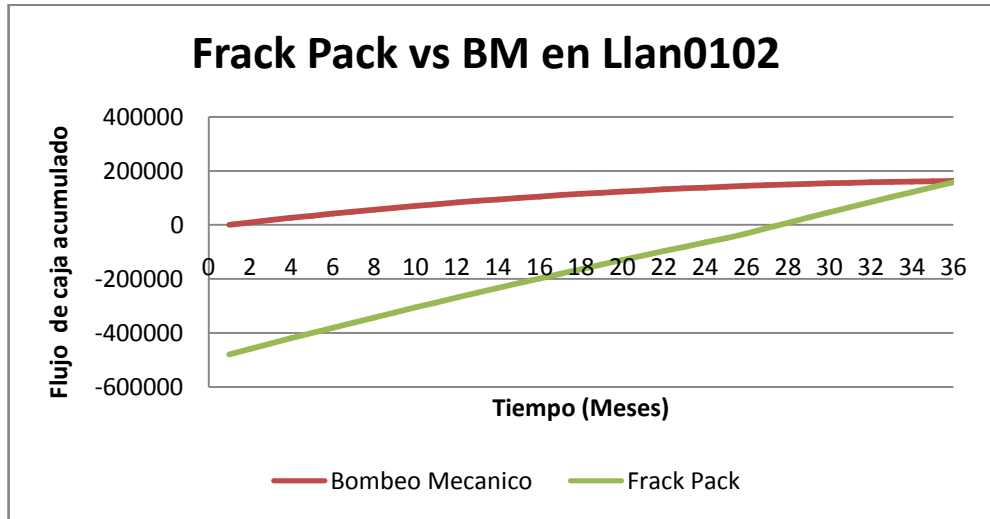
- **Llan0102 y Llan0097**

La implementación del Frack Pack en Llan0102 y Llan0097 es viable económicamente. Esta situación se logra gracias a que los ingresos generados a causa de su producción (40 y 90 BPD respectivamente) alcanzan a cubrir los gastos generados por la inversión de esta tecnología.

Los VPN son positivos y la RBC es mayor a 1, lo cual refuerza la viabilidad de implementar este control de arena.

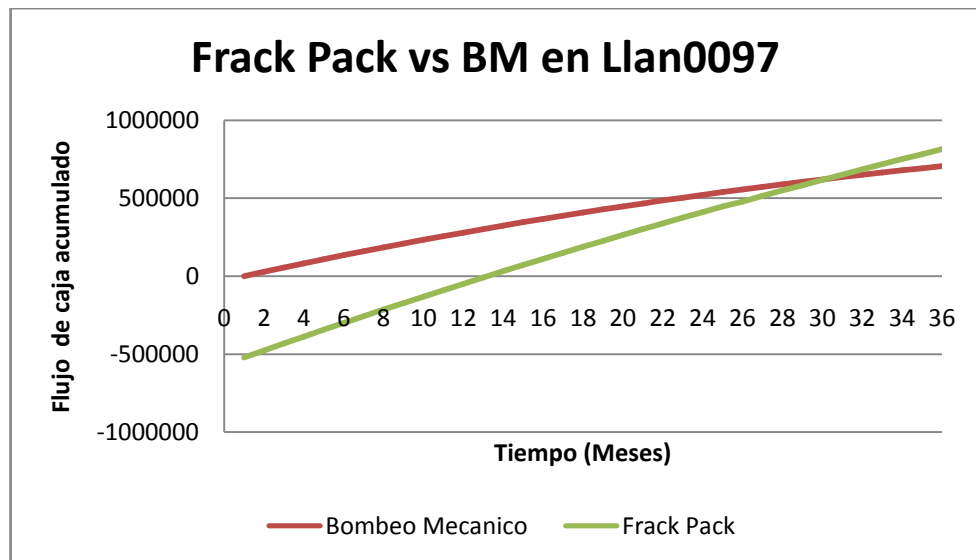
Como se muestra en las figuras 13 y 14, después de 36 y 30 meses respectivamente resultará más rentable para el campo aplicar esta tecnología que seguir con los pozos en Bombeo Mecánico. Gráficamente lo anterior se puede observar en la intersección de los flujos de caja de Frack Pack y Bombeo mecánico.

Fig. 15. Análisis de la implementación de Frack Pack en Llanito 102.



Fuente: Autores

Fig. 16. Análisis de la implementación de Frack Pack en Llanito 97.



Fuente: Autores

Con la determinación de estos parámetros económicos para cada pozo y manejando la pérdida de producción del 10% que se puede presentar debido a la tecnología, se concluye de esta manera con el análisis de la determinación de un método de control de arena para aquellos pozos cuya velocidad del fluido no tiene la capacidad de arrastrar todas las partículas sólidas hasta superficie.

A continuación se presenta lo relacionado con los pozos que en primera instancia se clasificaron como candidatos a un “sand management” o manejo de arena, es decir, los pozos que en el análisis de velocidades de deslizamiento de la partícula y la del fluido, tienen el potencial de arrastrar todas las partículas solidas hasta superficie.

Es importante mencionar que debido a que el método de control de arena solo fue viable económicamente para Llanito 102 y Llanito 97, y que esto no representa la única opción de solución al problema del arenamiento, se someterán estos dos pozos junto con los 8 restantes al análisis del cambio de sistema de levantamiento artificial de esta manera concluir si es más favorable dejarlos con el bombeo mecánico (estado actual), implementarles el Frack Pack o el cambio de sistema de levantamiento.

2.2 RECOMENDACIONES DE MANEJO DE ARENA (SAND MANAGEMENT)

Como se observo al comienzo de este capítulo Llan0122, Llan0117, Llan0075, Llan0099 y Llan0093 debido a su análisis de velocidad critica de flujo, tienen la capacidad de transportar todas las partículas hasta superficie sin ningún inconveniente. Además de esto se cuenta con que esta situación no tiene ninguna repercusión en cada una de las producciones de los pozos, lo que hace pensar en primera instancia que la producción de arena en estos no se tiene que atacar en el fondo, por el contrario hay que realizarle un manejo de la arena.

En este orden de ideas como se está hablando de un manejo más no de un control de arena, se sugiere un cambio de sistema de levantamiento artificial que se desempeñe mejor en cuanto a cantidad de arena que el bombeo mecánico para de esta forma manejar la arena y no restringirla en fondo de pozo.

Con la experiencia en otros campos y los pobres resultados arrojados por los pilotos de métodos de control de arena, resulta más conveniente pensar en el sistema de levantamiento más adecuado para las condiciones de Llanito que implementar un control que afecte las altas producciones de estos pozos.

Otro enfoque de Sand Management tiene que ver con la utilización de medidores sónicos de arena, los cuales se instalan en superficie y se usan para controlar el Draw Down de los pozos, manejando de esta manera la producción de arena. Como punto a favor se tiene, que esta tecnología ha sido utilizada por Ecopetrol en el campo Casabe.

En conclusión, la evaluación técnica y económica del cambio de sistema de levantamiento artificial como posible Sand Management se discute en el siguiente capítulo.

3. SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA)

Cuando los pozos dejan de producir por flujo natural se requiere el uso de una fuente externa de energía para conciliar la oferta con la demanda de energía. La utilización de esta fuente es con el fin de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta superficie, esto es lo que se denomina levantamiento artificial.

En la producción de un yacimiento no siempre se obtienen las tasas de flujo deseadas. A raíz de esto, en la medida en que se desarrolla un campo se piensa en usar un sistema de levantamiento artificial que nos permita obtener mejores tasas de flujo para hacer rentables las operaciones.

El campo Llanito fue desarrollado e inicio su producción en los años sesenta, razón por la cual se considera un campo maduro, y en consecuencia actualmente sus pozos cuentan con sistemas de levantamiento por bombeo mecánico los cuales fueron evaluados.

En esta evaluación se realizó en primera instancia la factibilidad de aplicación de cualquiera de los 5 métodos de levantamiento existentes teniendo en cuenta las propiedades del yacimiento, las características de cada uno de los pozos seleccionados y del campo.

En este orden de ideas, se compararon las consideraciones técnicas propias de cada sistema con las condiciones actuales del campo Llanito y de los pozos objeto de estudio. Posteriormente se determinó si se continúa con el método de levantamiento con el que cuentan los pozos a la fecha o se recomienda cambiarlos, y cuál sería la mejor opción de Sistemas de levantamiento artificial que se adapte a las condiciones de arena del campo y demás propiedades de los fluidos.

Finalmente, con los SLA seleccionados se realizará un análisis económico simple y general, para ligar la factibilidad técnica con la económica y realizar un análisis completo.

De esta manera se aportarán una serie de recomendaciones al campo que contribuirán a un mejor desempeño de dichos pozos, lo cual se verá reflejado en un incremento de la producción del campo Llanito.

3.1 FACTIBILIDAD DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL CAMPO LLANITO

El grado de aplicación de cada sistema depende de las características del fluido, tales como densidad, viscosidad, corte de agua, contenido de gas, así como a la presencia de sólidos, temperaturas, profundidades, entre otros.

Cada método de levantamiento artificial tiene diferentes atributos los cuales deben ser evaluados para cada instalación específica sobre el completo ciclo de vida. El atributo más importante es la habilidad de producir el pozo a una capacidad deseada sobre un tiempo requerido. El siguiente atributo en orden de importancia es un costo operacional relativamente bajo sobre la vida del pozo.

Una vez se haya seleccionado un SLA, todavía se debe dar un refinamiento y una adecuada ingeniería de detalle para diseñar y seleccionar todo el equipo necesario para que el sistema funcione para dicha aplicación (lo cual no compete en este trabajo). Un diseño y una operación inadecuada del “mejor” sistema de levantamiento artificial seleccionado, en la mayoría de las veces comprobarán que la selección no era la mejor. Debido a lo anterior, se recalca la importancia de un buen diseño y manejo, posterior a la selección.

3.1.1 Criterios de selección

Para estudiar la posibilidad de aplicación del SLA más adecuado en un campo petrolero, en este caso Llanito, se tiene en cuenta principalmente 3 parámetros generales: propiedades de los fluidos, infraestructura en superficie y condiciones del yacimiento, pozo y producción.

A manera de establecer filtros de selección más específicos, se tiene en cuenta los criterios que mejor se adapten a las condiciones de un pozo, mostrados en la tabla 37. Los límites y criterios relativos listados en la tabla están basados en la experiencia de cada compañía y la literatura.

El sistema de levantamiento es calificado para una condición en una escala de 1 a 3 donde:

- 1 De bueno a Excelente
- 2 De justo a Bueno
- 3 No se recomienda

Tabla 37. Criterios generales para la selección de un sistema de levantamiento artificial

Condición	Especificación	B.M	PCP	BH		Gas Lift	ESP
				Pist	Jets		
Arena	< 10 ppm	1	1	1	1	1	1
	10 a 100 ppm	1	1	2	2	1	2
	> 100 ppm	3	1	3	3	1	3
Producción	< 1000 bls/d	1	1	1	1	2	2
	1000 a 10000	2	2	2	2	1	1
	> 10000 bls/d	3	3	3	3	1	1
Corte de Agua	Bajo	1	1	2	2	1	1
	Moderado	1	1	1	1	2	1
	Alto	1	1	1	1	3	1
Tamaño CSG	4 ½ in	1	1	1	1	2	2
	5 ½ in	1	1	1	1	1	1
	7 in	2	2	2	2	1	1
	9 5/8 in y mas	2	3	2	2	1	1
GOR (scf/stb)	< 500	1	1	1	1	2	1
	500 a 2000	2	2	2	2	1	1
	> 2000	3	2	2	2	1	2
T (°F)	< 250	1	1	1	1	1	1
	250 a 350	1	3	1	1	1	1
	> 350	1	3	1	1	1	2
μ del fluido	< 100 cp	1	1	1	1	1	1
	100 a 500 cp	1	1	1	1	1	1
	> 500 cp	1	1	2	2	2	3
# de pozos	Unico	1	1	2	2	3	1
	1 a 20	1	1	1	1	2	1
	Mas de 20	1	1	1	1	1	1
Recobro	Primario	1	1	1	1	1	1
	Secundario	1	1	2	2	3	1
	Terciario	2	2	2	2	2	2
TVD	< 2500 ft	1	1	2	2	2	2
	2500 a 7500 ft	2	2	2	2	1	1
	> 7500 ft	2	3	1	1	1	1
Inclinación	Vertical	1	1	1	1	1	1
	Desviado	2	3	2	2	1	1
	Horizontal	2	3	2	2	1	1
Ubicación	Onshore	1	1	1	1	1	1
	Offshore	3	2	2	2	1	1
	Remotos	2	1	2	2	2	1

Espacio	Si	3	2	2	2	2	1
	No	1	1	1	1	1	1

Fuente: Autores (experiencias basadas en compañías prestadoras de servicios de la industria y literatura)

La nomenclatura a tener en cuenta en la tabla 37, es presentada a continuación:

BM: Bombeo Mecánico

PCP: Bombeo por Cavidades Progresivas (Progressive Cavity Pump)

BH: Bombeo Hidráulico, tipo jet y tipo pistón

ESP: Bombeo Electrosumergible (Electrical Submersible Pump)

3.1.1.1 Análisis de cada uno de los criterios para los pozos objeto de estudio

- **Arena**

Como la cantidad de arena producida en los pozos seleccionados es considerable, se recomienda PCP y Gas Lift, que son los sistemas que mejor se desempeñan bajo esta condición.

- **Producción**

Los pozos seleccionados en este estudio no sobrepasan los 1000 BPD producidos, por lo tanto, los SLA adecuados son Bombeo mecánico, PCP, y Bombeo Hidráulico. Mientras que Gas Lift y ESP no se desempeñan muy bien a tasas bajas debido a que desarrollan todo su potencial a caudales muy altos.

- **Corte de agua**

El Bombeo Mecánico, PCP, y ESP se desempeñan sin ningún tipo de problema en pozos con cualquier corte de agua, desde el más bajo hasta el más alto. Como los pozos seleccionados presentan cortes de agua de moderados a altos, se descarta el Gas Lift ya que está bastante limitado a la presencia de agua. Además, es importante recordar que el corte de agua en cada pozo es muy variable en el tiempo, y es mejor un SLA que no presente limitaciones con este aspecto.

- **Tamaño del Casing**

Los pozos seleccionados presentan un revestimiento de 7" y 5 1/2", por lo que este parámetro no representa un factor de peso importante en la toma de una decisión respecto al SLA a implementar en los pozos, ya que todos los sistemas se comportan de la misma manera para estos tamaños de Casing.

- **GOR**

El campo Llanito produce un aceite "Black Oil" y su GOR se encuentra aproximadamente en 250 SCF/STB (moderado). Al tener esta condición, todos los SLA se desempeñan de manera buena a excelente.

- **Temperatura**

Todos los sistemas se desempeñan de manera excelente a temperaturas menores a 250 °F, por lo que no tienen ningún problema de implementarse en Llanito, ya que el yacimiento cuenta con una T aproximada de 140 °F.

- **Viscosidad**

Los pozos manejan fluidos con viscosidades menores a 500 cP, por lo tanto todos los sistemas de levantamiento son adecuados. Los únicos SLA que no presentan inconveniente alguno con viscosidades de los fluidos producidos mayores a 500 cP son Bombeo Mecánico y PCP.

- **Número de pozos**

Este parámetro no representa ningún factor de peso considerable, puesto que el campo cuenta con más de 20 pozos, por lo tanto, cualquier SLA se puede aplicar en Llanito.

- **Recobro**

Bombeo Mecánico y PCP no presentan inconvenientes cuando el campo se encuentra en la etapa de recobro primario o secundario. Los demás SLA no tienen un desempeño excelente bajo estas condiciones, lo cual no es conveniente debido a que se evaluando la posibilidad de un proyecto de inyección de agua en el campo.

- **TVD**

El TVD promedio de los pozos es de 7500 ft, por lo tanto el Gas Lift y el Bombeo Electrosumergible no presentaran ningún problema. Por otra parte este parámetro hace mas referencia a la profundidad a la cual se encuentra el nivel de fluido más que a la profundidad del pozo.

- **Inclinación**

Llanito no cuenta con ningún pozo horizontal, los pozos seleccionados son verticales y tipo S, por esta razón en este campo cualquier SLA se puede implementar teniendo en cuenta este parámetro.

- **Ubicación**

El campo Llanito se encuentra ubicado en el Valle Medio del Magdalena en tierra firme, por lo que su ubicación se considera como Onshore, y ningún SLA tiene problemas trabajando en tierra firme.

- **Espacio**

El único SLA que requiere de suficiente espacio para su normal y optima operación es el Bombeo Mecánico. Por esta razón, se concluye que en Llanito el B.M no tiene ninguna restricción de espacio, así como ninguno de los otros sistemas.

La tabla 38 representa el resumen de estos parámetros aplicados a cada pozo objeto de estudio y ofrece un indicativo de los sistemas que se deben descartar o los que se deben implementar.

Tabla 38. Parámetros de selección de SLA aplicados a los pozos objeto de estudio de Llanito

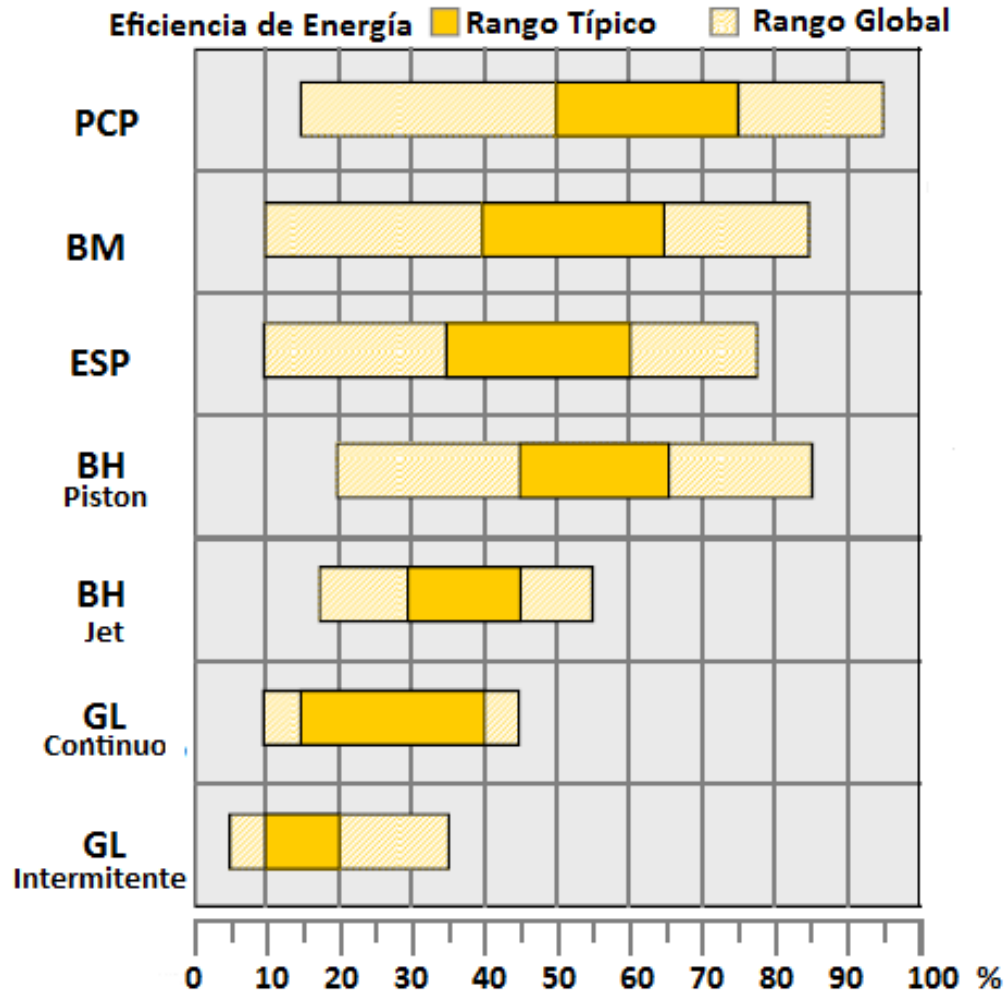
B.M	PC P	B.HIDR		GAS LIFT	E P S	CRITERIO	Llan 102	Llan 106	Llan 97	Llan 75	Llan 99	Llan 122	Llan 117	Llan 120	Llan 93	Llan 94	
		JET	PIS														
1	1	2	2	1	2	Arena (ppm)											
1	1	1	1	2	2	Producción(BPD)	58	111	55	355	600	204	417	40	245	60	
1	1	1	1		1	Corte de agua	0,69	0,90	0,05	0,65	0,85	0,5	0,26	0,52	0,72	0,8	
2	2	2	2	1	1	Tam. CSG (")	7	7	7	5 ½	7	7	7	7	7	7	7
1	1	1	1	2	1	GOR(Scf/Stb)	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
1	1	1	1	1	1	T (°F)	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
1	1	1	1	1	1	μ (°cP)	144	73	113	309	214	127	123	84	273	45	
1	1	1	1	1	1	Recobro	p*	p*	p*	p*	p*	p*	p*	p*	p*	p*	p*
2	2	2	2	1	1	TVD	6485	7500	7500	7469	7492	7187	7400	7500	7600	7540	
1	1	1	1	1	1	Inclinación	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Tipo S	Tipo S	Tipo S	Tipo S	Tipo S	Tipo S
1	1	1	1	1	1	Ubicación	On Shore	On shore	On shore	On shore	On shore	On shore	On shore	On shore	On shore	On shore	On shore
1	1	1	1	1	1	Restricciones de Espacio	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No

Fuente: Autores

- **Eficiencia de energía**

Este fue otro parámetro que se tuvo en cuenta en la selección del sistema de levantamiento óptimo para los pozos trabajados del campo Llanito.

Fig. 17. Eficiencia de los diferentes sistemas de levantamiento artificial



Fuente: Programa de entrenamiento en PCP-Modulo 1. Historia, características y ventajas, Weatherford 2005.

En la figura se aprecia que el PCP y el Bombeo mecánico presentan los valores de eficiencia de energía más altos.

3.1.2 Selección preliminar de los Sistemas de levantamiento artificial convenientes en Llanito

Como se pudo evidenciar en las tablas 37 y 38, todos los SLA presentan alto grado de similitud para las condiciones de los pozos, sin embargo varias conclusiones se obtienen del análisis de los diferentes criterios de selección:

1. Se descarta la posibilidad de implementar en los pozos el Bombeo Hidráulico (tanto pistón como tipo jet), debido a que los pozos son areneros y el fluido motriz arrastra consigo la arena produciendo un desgaste en las partes de la bomba y del equipo (sand blasting). Además su desempeño no es el más óptimo a las profundidades promedio a las que se encuentran los pozos (7500 ft). En conclusión la gran debilidad del sistema es el pobre manejo de sólidos, el cual es el factor de mayor peso debido a que todos los pozos seleccionados son areneros.
2. No se recomienda implementar Bombeo Electrosumergible, ya que este sistema presenta un manejo muy pobre de sólidos (los alavés que van en las etapas giran a grandes revoluciones y el grano de arena se convierte en un sand blasting). Además no se aconseja este sistema de levantamiento artificial para caudales bajos como ocurre en los pozos seleccionados, donde el pozo de mayor producción no supera los 600 BPD.
3. El Gas Lift es uno de los sistemas que más se ajusta a las condiciones de los pozos, pero no se aconseja debido a las complicaciones con altos corte de agua, lo cual se presenta en Llanito (Corte de agua promedio: 70%).

La condición por la cual se descarta de manera definitiva este sistema de levantamiento artificial es la dependencia de este método de la presencia de gas para su funcionamiento. En Llanito no se cuenta con la cantidad suficiente de gas para su implementación, debido a que su producción es de 3MMSCF de gas seco, pero este gas se encuentra comprometido en un contrato con la refinería, por lo tanto no hay disponibilidad de gas.

El **Bombeo Mecánico** y **PCP** son los sistemas que más presentan ventajas para la implementación en los pozos de Llanito. Entre los principales atributos de estos dos sistemas se encuentran:

- Buen manejo de sólidos, siempre y cuando se cuente con confiabilidad eléctrica. En este parámetro hay notables diferencias entre los dos sistemas, debido a que el bombeo mecánico al momento de un corte de luz,

el motor cuenta con una protección de potencia de arranque, y al haber arena sobre la bomba (pistón), el sistema requiere de más potencia para arrancar; si esta nueva potencia requerida excede la potencia de protección, el motor en un reinicio del fluido eléctrico no arranca y el pozo permanece mayor tiempo parado, provocando que mas arena que se encuentre en suspensión se deposite sobre la bomba.

- El sistema PCP es muy bueno en pozos con alta producción de arena, debido a diferentes razones como la ausencia de válvulas que se puedan ver obstruidas por esta. Además por la presencia en la bomba de un material elástico (elastómero), que recubre el estator y tiene propiedades como resistencia a la abrasión y al desgaste, resistencia a la fatiga y buena recuperación elástica. Cuando una partícula de arena ingresa a la bomba esta es desplazada de cavidad en cavidad gracias a que la elasticidad del elastómero, permite su deformación momentánea para permitir el paso de la partícula de arena por el sello, sin que se pueda ver afectada alguna parte de la bomba. Una ventaja importante del sistema es que es factible regular la velocidad de bombeo de acuerdo a las condiciones operativas del campo y del pozo mediante el uso de un variador de frecuencia
- No tienen ningún problema referente al corte de agua, lo cual es un factor muy importante debido al alto corte de agua que se presenta, además este tiende a incrementarse con el paso del tiempo.
- Como se muestra en la figura 17 los sistemas de levantamiento artificial que tienen mejor desempeño en cuanto a eficiencia de energía son el Bombeo por cavidades progresivas (PCP) que oscila entre 50-75% y el Bombeo Mecánico entre 40-65%.
- El sistema PCP trabaja con un variador de velocidad, esto quiere decir que según a la velocidad de trabajo el variador hace un ajuste de ahorro de energía de la corriente y el voltaje. Las unidades mecánicas tienen por diseño motores de mayor caballaje, por el esfuerzo mecánico que necesitan para levantar la columna de fluido, mientras los sistemas PCP debido a su configuración, el torque requerido es inferior. Es importante anotar que el consumo de energía en los sistemas de levantamiento con bombeo mecánico, se puede aumentar si la unidad esta desbalanceada, esto porque la unidad estaría levantando no solo el peso de la columna de fluido sino también la sarta de varillas.

- Son excelentes para los caudales manejados en los pozos.
- Para los tamaños de revestimientos de los pozos y las viscosidades de los fluidos producidos no presenta ningún problema.
- La PCP presentaba problemas a TVD mayores de 7000 ft, pero hace unos años se está implementando PCP a dichas profundidades con gran éxito (Apiay), utilizando varilla continua y rotador de tubería. Por lo tanto este parámetro no sería un impedimento para la utilización de ese sistema.
- Es importante anotar que para manejar el gas ya sea en bombas mecánicas o PCP, es aconsejable colocar un separador de gas a la entrada de la bomba, de esta manera, el gas al separarse del crudo sale por el anular y no interfiere en la eficiencia y desempeño de la bomba. Para el caso en particular de PCP también se puede evitar que el poco gas que se produce ingrese al sistema y afecte su normal funcionamiento, el in-take de la bomba se debe colocar por debajo de los intervalos cañoneados, para que el gas no tenga contacto con la PCP y este viaje por el anular.
- Los pozos de Llanito se encuentran en la etapa de recuperación primaria, pero en unos años se espera implementar un proyecto de inyección de agua. Teniendo en cuenta este proyecto de recuperación secundaria los mejores sistemas para implementar son PCP y Bombeo mecánico.
- Se comportan de manera excelente para el GOR, temperatura y viscosidades de los fluidos en Llanito.
- En términos de emulsificación, el sistema de levantamiento con bombas de cavidades progresivas a diferencia del sistema de bombeo mecánico, no posee válvulas, es decir no tiene restricciones al flujo, por esta razón se presenta menor emulsificación del crudo cuando se utiliza este sistema.
- El punto más importante en el monitoreo de los sistemas PCP es el nivel de fluido, esto es debido a la sensibilidad que presentan las bombas a trabajar pequeños lapsos de tiempo seco. El aceite es el encargado de disipar el calor producido por la fricción entre el rotor y el estator. Al no fluir aceite dentro de la bomba, esta no puede disipar el calor, por tanto la temperatura

del medio aumenta generando daño irreversible en el elastómero del estator. Las bombas mecánicas son menos sensibles a trabajar lapsos de tiempo sin nivel de fluido. Si el pozo se queda sin nivel aumenta la fricción entre el pistón y el barril, ocasionando desgaste del recubrimiento de estas partes, sin embargo la bomba no se ve afectada a tal punto crítico como la bomba de cavidades progresivas.

- Las unidades de bombeo mecánico son estructuras de gran tamaño, debido a la configuración y funcionamiento del sistema, en cambio el equipo de superficie de los sistemas PCP es mucho más pequeño, lo que ocasiona menos contaminación visual.

3.2 ANALISIS DE FALLAS DE BOMBEO MECÁNICO Y PCP EN EL AREA GALÁN- LLANITO

Como ya se demostraron anteriormente las causas técnicas por las cuales los pozos del campo Llanito seleccionados en este estudio no son operacionalmente viables para sistemas como: Bombeo Hidráulico, Bombeo Electrosumergible (ESP) y Gas Lift; fue necesario realizar un análisis de fallas de los dos sistemas de levantamiento artificial que pueden implementarse en dichos pozos.

Se recopiló la información de fallas referentes al sistema de levantamiento actual (Bombeo Mecánico) de los 10 pozos objeto de estudio y debido a que en el campo Llanito solo un pozo cuenta con PCP (Llan117), se seleccionaron 7 pozos del campo Galán que actualmente cuentan con este sistema. Se escogió el campo Galán por su proximidad con Llanito y porque sus pozos están completados en las mismas formaciones.

A los 17 pozos se les realizó el seguimiento detallado de fallas y se dividió el estudio de acuerdo al sistema de levantamiento artificial con el que operan.

Las tablas 39 y 40 muestran la información de Llan97 y Llan117 respectivamente, esta misma información se obtuvo para los otros pozos con el fin de realizar una pequeña estadística y para no limitar el estudio a un caso en particular, es decir, de esta manera ratificar o descartar tendencias en el área respecto a los dos sistemas de levantamiento artificial ya seleccionados anteriormente.

Tabla 39. Fallas del Bombeo Mecánico de Llan0097

BOMBEO MECÁNICO					
LLAN 0097					
Año	Fecha de falla	Inicio	Final	Equipo de falla	Ubicación
2008	-	27 ENE	31 ENE	TUBERIA	TUBERIA – POR CUERPO
2008	-	7 ABR	17 ABR	BOMBA DE SUBSUELO	BOMBA ARENADA
2008	-	20 JUL	29 JUL	VARILLA	CUERPO DE VARILLA
2008	-	24 SEP	30 SEPT	VARILLA	DESCONECTADO
2008	-	15 NOV	21 NOV	BOMBA DE SUBSUELO	BOMBA ARENADA-PEGADA
2008	-	11 DIC	17 DIC	TUBERIA	TUBERIA – POR CUERPO
2009	-	10 ENE	16 ENE	BOMBA DE SUBSUELO	BOMBA ARENADA-PEGADA
2009	07/03/2009	10 MAR	19 MAR	TUBERIA	TUBERIA – POR CUERPO
2009	19/06/2009	20 JUN	22 JUN	BOMBA DE SUBSUELO	BOMBA ARENADA-PEGADA
2009	27/09/2009	28 SEP	30 SEP	BOMBA DE SUBSUELO	BARRIL, PISTON, CAJAS
2009	03/10/2009	06 OCT	09 OCT	BOMBA DE SUBSUELO	CAMBIO DE BOMBA
2009	10/12/2009	19 DIC	22 DIC	BOMBA DE SUBSUELO	CAMBIO DE BOMBA
2010	20/01/2010	23 ENE	29 ENE	BOMBA DE SUBSUELO	BOMBA ARENADA-PEGADA
2010	09/02/2010	10 FEB	14 FEB	BOMBA DE SUBSUELO	BOMBA ARENADA-PEGADA
2010	24/03/2010	26 MAR	29 MAR	TUBERIA	TUBERIA – POR CUERPO
2010	19/04/2010	21 ABR	26 ABR	TUBERIA	TUBERIA – POR CUERPO

Fuente: Departamento de ingeniería de yacimientos, Gerencia Regional Magdalena Medio, Ecopetrol.2010

La información subida a los registros de fallas es limitada, puesto que no fueron registradas todas las fechas de fallas (espacios en blanco).

Tabla 40. Análisis de fallas Llan0117 (Bombeo Mecánico-PCP)

BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)					
LLAN 0117					
Año	Fecha de falla	Inicio	Final	Equipo de falla	Ubicación
2009	02/07/2009	2 JUL	14 JUL	TUBERIA	PASE POR CUELOS
2009	06/08/2009	07 AGO	17 AGO	BOMBA DE SUBSUELO	BOMBA ARENADA-PEGADA
2009	03/09/2009	03 SEP	11 SEP	BOMBA DE SUBSUELO	CAMBIO DE BOMBA
2009	08/09/2009	09 SEP	18 SEP	BOMBA DE SUBSUELO	BOMBA ARENADA
2009	21/09/2009	21 SEP	02 OCT	BOMBA DE SUBSUELO	BOMBA ARENADA
2009	18/12/2009	19 DIC	24 DIC	BOMBA DE SUBSUELO	BOMBA ARENADA
2009	25/12/2009	26 DIC	31 DIC	BOMBA DE SUBSUELO	BOMBA ARENADA
2010	05/01/2010	06 ENE	11 ENE	BOMBA DE SUBSUELO	BOMBA ARENADA
2010	20/01/2010	24 ENE	02 FEB	BOMBA DE SUBSUELO	BOMBA ARENADA
2010	02/02/2010	CAMBIO A PCP		Desde la fecha cero fallas	

Fuente: Departamento de ingeniería de yacimientos, Gerencia Regional Magdalena Medio, Ecopetrol.2010

Lo anterior con el fin de evaluar el funcionamiento tanto del Bombeo Mecánico como PCP en el área Llanito-Galán. De esta manera se observó cual es el sistema que más presenta problemas, el que más afecta al pozo y debido a esto, cual es el sistema que representa más costos debido a sus fallas, en otras palabras, el sistema de levantamiento que más presente intervenciones de equipos de Work Over y el que haya presentado más interrupciones en la producción, es el menos conveniente para implementar en este estudio.

La tabla 41 muestra a manera de resumen la frecuencia de fallas del Bombeo mecánico en cada uno de los pozos.

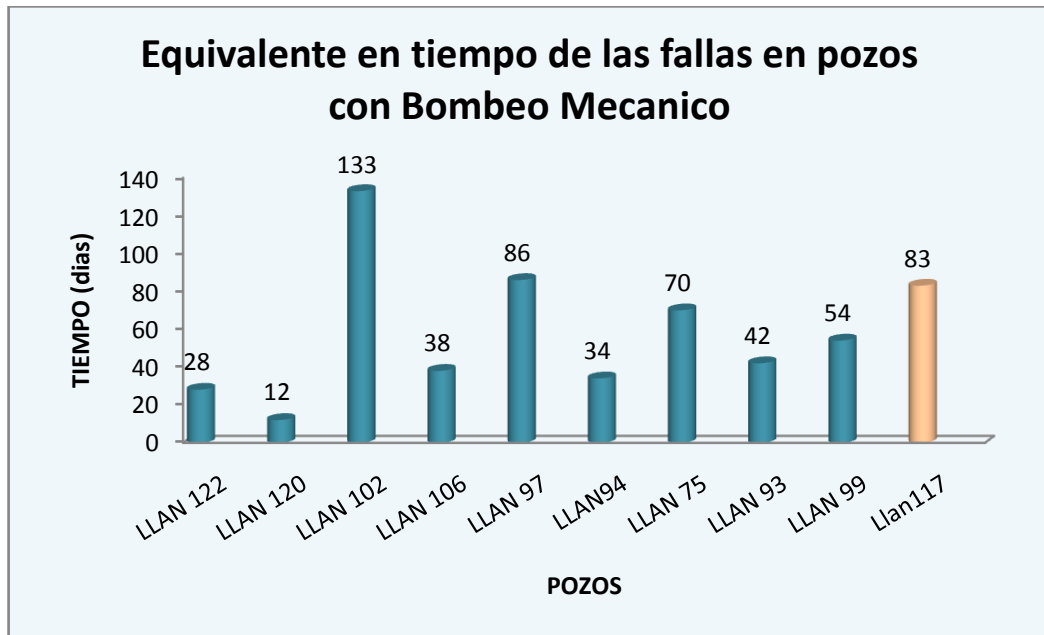
Tabla 41. Resumen de fallas del Bombeo Mecánico

ANÁLISIS DEL BOMBEO MECANICO EN LLANITO						
POZO	T (años)	# de fallas	Bombas	Tubería	Varillas	Equivalente de fallas en tiempo
LLAN0122	1.5	6	4	-	2	28 días
LLAN0120	1	2	-	1	-	12 días
LLAN0102	4	22	12	5	5	133 días
LLAN0106	2	7	3	3	1	38 días
LLAN0097	2	17	9	6	2	86 días
LLAN0094	2	7	5	1	1	34 días
LLAN0075	2	13	3	6	4	70 días
LLAN0093	2	8	3	3	2	42 días
LLAN0099	2	11	3	6	2	54 días
LLAN0117	2	9	8	1	-	83 días

Fuente: Autores, modificado de Departamento de Ingeniería y confiabilidad de Mares. GRM

La figura 18 muestra de manera representativa el tiempo que se ve interrumpida la producción de cada pozo debido a las fallas, lo cual se ve reflejado en pérdidas económicas para la empresa.

Fig. 18 Equivalente en tiempo de las fallas en pozos con Bombeo Mecánico



Fuente: Autores

Llan117 presenta un caso en particular, ya que es el único pozo que se ha cambiado de bombeo mecánico a PCP. Cabe resaltar que después del cambio de sistema de levantamiento no ha presentado ninguna falla.

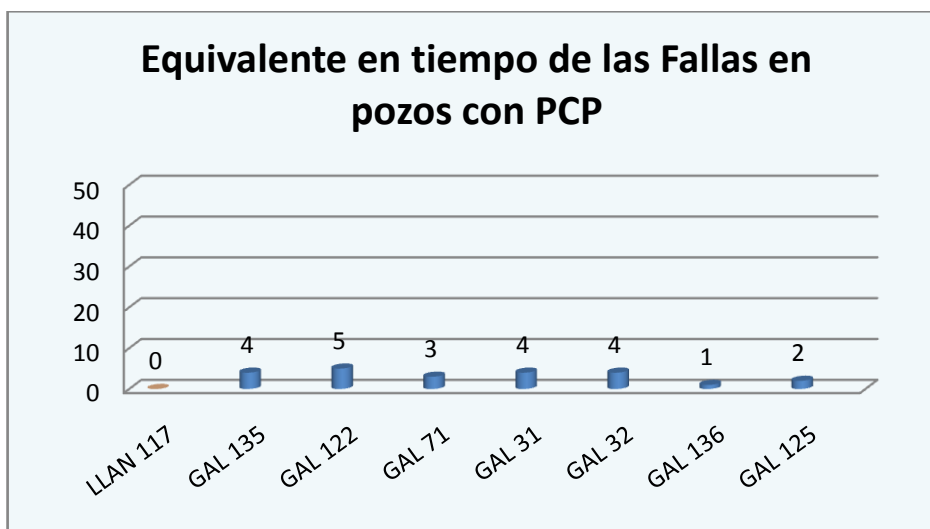
Se realizó el mismo análisis para el sistema de levantamiento artificial PCP, cuyos pozos evaluados son presentados en la tabla 42 y la equivalencia en tiempo de las fallas es mostrada en la figura 19.

Tabla 42. Resumen de fallas de Bombeo por cavidades progresivas

ANÁLISIS DEL PCP EN EL AREA LLANITO-GALAN						
POZO	T (años)	# de fallas	Bombas	Tubería o varillas	Lavados de arena	Equivalente de fallas en tiempo
LLAN0117	Se cambio a PCP en ENERO 2010 y no ha fallado a MAYO 2010					
GALAN135	2	2	-	1	1	4 días
GALAN 122	5	2	-	1	1	5 días
GALAN71	5	2	1	-	1	3 días
GALAN 31	4	2	-	1	1	4 días
GALAN32	4	2	1	-	1	4 días
GALAN136	1 sola falla (tubería) / siempre ha sido PCP (2008)					
GALAN 125	Presento 2 fallas (2009-2010)					

Fuente: Autores, modificado de Departamento de Ingeniería y confiabilidad de Mares. GRM

Fig. 19. Equivalente en tiempo de las fallas en pozos con PCP



Fuente: Autores

Como soporte de esta condición que se asume debido a que el campo Llanito solo tiene un pozo con este sistema de levantamiento (Llan0117), la tabla 43 representa el índice de fallas del sistema PCP en algunos campos del Valle Medio del Magdalena, donde se observa en promedio 1 intervención al año.

Tabla 43. Fallas del sistema PCP en campos del valle medio del magdalena

INTERVENCIONES ANUALES PCP				
CAMPO	2007	2008	2009	2010
GALAN	5	2	8	2
BONANZA	2	14	4	3
LISAMA	0	2	1	0
LLANITO	0	0	0	1
INDICADOR DE INTERVENCION	1,17	1,5	0,93	0,4
# DE POZOS	6	12	14	15

Fuente: Autores, modificado de Departamento de Ingeniería y confiabilidad de Mares. GRM

3.3 ANALISIS ECONÓMICO

La última consideración a tener en cuenta para la selección del mejor método de levantamiento artificial a implementar en el campo Llanito es la viabilidad económica tanto de continuar con Bombeo Mecánico, así como de cambiar los pozos a sistema de bombeo por cavidades progresivas PCP.

En términos generales, cuando se va a realizar un proyecto, es necesario evaluar desde un punto de vista económico-financiero algunas variables que en este intervienen, utilizando para esto herramientas económicas que permitan establecer que tan rentable será o si generará ganancias suficientes para satisfacer el objetivo económico establecido previamente. El análisis económico involucra el estudio de todos los factores que afectan la economía de un proyecto, desde su puesta en funcionamiento hasta el mantenimiento para garantizar buenas condiciones de operación.

En este caso en particular, estas variables envuelven lo referente a un posible cambio de sistemas de levantamiento artificial, es decir, el desmonte de las unidades de BM que actualmente operan los pozos de estudio (excepto llan117) y posteriormente implementar PCP.

Para la evaluación financiera y económica de un proyecto se utilizan algunos índices que se obtienen del tratamiento técnico y cuantitativo que se le dé al flujo de caja del proyecto o alternativa respectiva. Los 5 índices que se manejaron para la evaluación de este proyecto fueron el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), la tasa de verdadera rentabilidad (TVR), el tiempo de la recuperación de la inversión (PAY BACK) y la relación beneficio-costos (RBC) . Cada método evalúa un criterio diferente, y seleccionar un proyecto a partir de solo uno de ellos no es conveniente. Para la selección se debe utilizar los 5 métodos que lleven a la empresa operadora del campo Llanito a tomar la decisión más adecuada.

Se hizo necesario realizar la evaluación económica detallada para cada uno de los 10 pozos teniendo en cuenta dos escenarios. El primero asume que se dejen los pozos funcionando con bombeo mecánico; y el segundo escenario tiene en cuenta un cambio a sistema de levantamiento por cavidades progresivas (PCP).

Para este análisis se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- **Tiempo:** la vida útil para una bomba por cavidades progresivas según la experiencia de campos con características similares a Llanito, es de 2 años. Por esta razón el análisis económico se realiza en este tiempo.
- **Precio del barril:** Se estimó el precio del barril de petróleo como US\$57, es decir por debajo del valor habitual en el 2010 (US\$70 en promedio). De esta manera se manejó un escenario pesimista.
- **Costo de levantamiento:** Es también llamado “Lifting cost”, y se refiere al costo que representa levantar un barril de aceite a superficie. Cada Campo tiene un Lifting cost en particular; el manejado en el campo Llanito es de US\$ 17.
- **Producción neta de cada pozo:** Este es el parámetro más importante, debido a que representa la totalidad de los ingresos (se multiplica este valor por el precio estimado del barril de petróleo). La producción neta y su equivalente en dinero diario y mensual son mostrados en la tabla 44. Cabe mencionar que se tuvo en cuenta la declinación de la producción, para no manejar este parámetro como constante.

Tabla 44. Equivalente de la producción en dinero (diario y mensual)

Pozo	Caudal (BPD)	US\$/ BPD	Dinero Mensual(US\$)
LLAN 0122	100	5700	171000
LLAN 0120	22	1254	37620
LLAN 0102	40	2280	68400
LLAN 0106	17	969	29070
LLAN 0097	90	5130	153900
LLAN 0117	315	17955	538650
LLAN 0094	22	1254	37620
LLAN 0075	226	12882	386460
LLAN 0099	100	5700	171000
LLAN 0093	73	4161	124830

Fuente: Autores

- Costos propios de cada sistema:** Resulta elemental tener en cuenta factores como costos de mantenimiento, servicios a pozo y energía consumida por cada sistema para su funcionamiento. El análisis de cada uno de estos 3 factores para cada sistema de levantamiento y su comparación se encuentran de manera detallada en el anexo 5. Los valores totales de mantenimiento, consumo de energía y servicios a pozo se tuvieron en cuenta en el análisis económico general como parte de los egresos como se verá más adelante.
- Inversión:** Se tomo como el valor de una PCP (US\$ 120.000), puesto que las unidades de bombeo mecánico ya están instaladas y funcionan en la actualidad. Además, en cuanto a la inversión para el análisis del sistema de levantamiento PCP, se tuvo en cuenta también el costo de desmonte de la unidad de bombeo mecánico (valor base=US\$33000) y los días de producción que se pierden por causa de esta operación.
- Pérdidas de dinero debido a fallas:** Hace referencia al dinero perdido por causa de los diferentes problemas presentados por el bombeo mecánico en los últimos años. En la obtención de este valor se tuvo en cuenta el costo de los equipos de workover y varilleo utilizados, los días transcurridos en la operación, la diferida, y demás parámetros que se muestran en la tabla 45. Esta tabla tipo resumen se obtuvo para cada uno de los diez pozos luego de una extensa búsqueda en el historial de eventos de la base de datos de

Ecopetrol. El análisis de pérdida de dinero ocasionado por las fallas del bombeo mecánico para los nueve pozos restantes se encuentran en el anexo 6.

Tabla 45. Perdidas de dinero debido a fallas de Bombeo Mecánico

Llan0097									
Ubicación de la falla	días de equipo	costo equipo/día	potencial BPD	días diferida	diferida en Bbls	costo equipo	costo diferida	costo herramientas	total
Bomba arenada	4	4.680	90	11	990	18.720	54.450	8.000	81.170
Bomba arenada	5	11.000	90	12	1080	55.000	59.400	8.000	122.400
Bomba arenada	5	4.680	90	14	1260	23.400	69.300	8.000	100.700
Bomba arenada	7	4.680	90	67	6030	32.760	331.650	8.000	372.410
Bomba arenada	3	11.000	90	14	1260	33.000	69.300	8.000	110.300
Bomba arenada	8	4.680	90	19	1710	37.440	94.050	8.000	139.490
Bomba arenada	2	4.680	90	6	540	9.360	29.700	8.000	47.060
Bomba arenada	7	11.000	90	12	1080	77.000	59.400	8.000	144.400
Bomba arenada	5	4.680	90	8	720	23.400	39.600	8.000	71.000
Varilla	8	4.680	90	14	1260	37.440	69.300	8.000	114.740
Varilla	9	4.680	90	16	1440	42.120	79.200	8.000	129.320
Tubería	5	4.680	90	13	1170	23.400	64.350	8.000	95.750
Tubería	5	4.680	90	13	1170	23.400	64.350	8.000	95.750
Tubería	20	4.680	90	25	2250	93.600	123.750	8.000	225.350
Tubería	4	4.680	90	7	630	18.720	34.650	8.000	61.370
Tubería	6	4.680	90	9	810	28.080	44.550	8.000	80.630
TOTAL (5 AÑOS)								US \$	1.991.840

Fuente: Autores, modificado de Departamento de Ingeniería y confiabilidad de Mares. GRM

El valor total, se divide en el número de años en los cuales se realizó la recopilación de fallas para tener un estimativo anual, para de esta manera poder tener un valor aproximado real en el análisis económico.

Para el caso de PCP, en este parámetro se utilizó el promedio de fallas y operaciones realizadas en Galán (1 falla y un lavado de arena cada 2 años) y se trabajó sobre un supuesto de operación de los 10 pozos con PCP, para que con los caudales propios de cada pozo se tenga un valor más real de dinero perdido

por causa de las diferidas. La tabla 46 muestra lo ocurrido con este sistema en Galán 125 y además refleja lo que sucede en la mayoría de los casos.

Tabla 46. Perdidas de dinero debido a fallas del sistema PCP.

GALAN 125									
Operación/falla	Dias de equipo	Costo equipo/dia	Potencial BPD	Dias diferida	Diferida en Bbls	Costo equipo	Costo diferida	Costo herramientas	Total
Flushing	1	\$5.680	50	1	50	\$5.680	\$2.850	\$8.000	\$16.530
tuberia por cuerpo	3	\$4.680	50	4	200	\$14.040	\$11.400	\$8.000	\$33.440
TOTAL (2 AÑOS)								US\$	49.970

Fuente: autores, modificado de Departamento de Ingeniería y confiabilidad de Mares. GRM

Es importante aclarar que la diferencia de precios en los costos de los equipos (US\$ 1000) es debido a que en una operación de lavado de arena se tiene en cuenta un valor agregado que pertenece a la prestación de servicio de un camión de agua de bombeo.

- **Tasa de descuento anual:** Se trabajó como el 15%.
- **Regalías:** Las regalías son el pago efectuado al titular de derechos de autor, patentes, marcas o know-how a cambio del derecho a usarlos o explotarlos, o que debe realizarse al Estado por el uso o extracción de ciertos recursos naturales, habitualmente no renovables. En el caso de Ecopetrol, las regalías son del orden del 20%.
- **Depreciación:** es un reconocimiento racional y sistemático del costo de los bienes distribuidos durante su vida útil estimada, con el fin de obtener los recursos necesarios para la reposición de los bienes. En este caso este valor obedece al costo de la PCP que son US\$120.000 en 2 años.
- **Impuesto de renta:** El impuesto sobre la renta es de tipo nacional y se paga al fisco en función del resultado de la actividad financiera de las empresas petroleras. Se maneja el 35%.

A continuación se presenta en las tablas 47 y 48, el análisis económico realizado para Llanito0097 con los dos posibles escenarios. La tabla 47 presenta el análisis económico para el caso en el que se mantiene el sistema de bombeo mecánico presente actualmente y la tabla 48 muestra el análisis del cambio a PCP. Este mismo análisis se realizó para cada uno de los 10 pozos.

Tabla 47. Análisis económico de la continuidad del Bombeo mecánico en Llan0097

EVALUACION ECONOMICA DE LA CONTINUIDAD CON BOMBEO MECÁNICO													
DETALLE	VALOR	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Parametro de calculo		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Produccion Crudo		2.700,00	2.673,00	2.646,27	2.619,81	2.593,61	2.567,67	2.542,00	2.516,58	2.491,41	2.466,50	2.441,83	2.417,41
Regalias		540,00	534,60	529,25	523,96	518,72	513,53	508,40	503,32	498,28	493,30	488,37	483,48
Produccion Agua		150,00	150,08	150,17	150,25	150,33	150,42	150,50	150,58	150,66	150,75	150,83	150,91
Precio Crudo	57												
INGRESOS													
Ingresos por ventas		\$ 123.120	\$ 121.889	\$ 120.670	\$ 119.463	\$ 118.269	\$ 117.086	\$ 115.915	\$ 114.756	\$ 113.608	\$ 112.472	\$ 111.348	\$ 110.234
Total Ingresos		\$ 123.120	\$ 121.889	\$ 120.670	\$ 119.463	\$ 118.269	\$ 117.086	\$ 115.915	\$ 114.756	\$ 113.608	\$ 112.472	\$ 111.348	\$ 110.234
EGRESOS													
Lifting cost	17	\$ 45.900	\$ 45.441	\$ 44.987	\$ 44.537	\$ 44.091	\$ 43.650	\$ 43.214	\$ 42.782	\$ 42.354	\$ 41.930	\$ 41.511	\$ 41.096
Mantenimiento de BM	\$ 1.817	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151
Perdida de dinero por fallas BM	\$ 407.728	\$ 33.977	\$ 33.977	\$ 33.977	\$ 33.977	\$ 33.977	\$ 33.977	\$ 33.977	\$ 33.977	\$ 33.977	\$ 33.977	\$ 33.977	\$ 33.977
Servio a pozo	\$ 751	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63
Consumo de energia	\$ 2.978	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248
Egresos Totales		\$ 80.340	\$ 79.881	\$ 79.426	\$ 78.976	\$ 78.531	\$ 78.090	\$ 77.653	\$ 77.221	\$ 76.793	\$ 76.370	\$ 75.951	\$ 75.536
Utilidad antes de impuesto		\$ 42.781	\$ 42.008	\$ 41.244	\$ 40.487	\$ 39.738	\$ 38.996	\$ 38.262	\$ 37.535	\$ 36.815	\$ 36.102	\$ 35.397	\$ 34.699
Impuesto de Renta	0,35	\$ 14.973	\$ 14.703	\$ 14.435	\$ 14.170	\$ 13.908	\$ 13.649	\$ 13.392	\$ 13.137	\$ 12.885	\$ 12.636	\$ 12.389	\$ 12.144
Inversion BM	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Flujo de Caja Neto		\$ 27.807	\$ 27.305	\$ 26.808	\$ 26.317	\$ 25.830	\$ 25.347	\$ 24.870	\$ 24.397	\$ 23.930	\$ 23.466	\$ 23.008	\$ 22.554
Flujo de Caja Acumulado		\$ 27.807	\$ 55.113	\$ 81.921	\$ 108.238	\$ 134.067	\$ 159.415	\$ 184.285	\$ 208.682	\$ 232.612	\$ 256.078	\$ 279.086	\$ 301.640

DETALLE	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20	Mes 21	Mes 22	Mes 23	Mes 24
Parametro de calculo	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Produccion Crudo	2.393,24	2.369,31	2.345,61	2.322,16	2.298,94	2.275,95	2.253,19	2.230,66	2.208,35	2.186,27	2.164,40	2.142,76
Regalias	478,65	473,86	469,12	464,43	459,79	455,19	450,64	446,13	441,67	437,25	432,88	428,55
Produccion Agua	151,00	151,08	151,16	151,25	151,33	151,41	151,49	151,58	151,66	151,74	151,83	151,91
Precio Crudo												
INGRESOS												
Ingresos por ventas	\$ 109.132	\$ 108.040	\$ 106.960	\$ 105.890	\$ 104.831	\$ 103.783	\$ 102.745	\$ 101.718	\$ 100.701	\$ 99.694	\$ 98.697	\$ 97.710
Total Ingresos	\$ 109.132	\$ 108.040	\$ 106.960	\$ 105.890	\$ 104.831	\$ 103.783	\$ 102.745	\$ 101.718	\$ 100.701	\$ 99.694	\$ 98.697	\$ 97.710
EGRESOS												
Lifting cost	\$ 40.685	\$ 40.278	\$ 39.875	\$ 39.477	\$ 39.082	\$ 38.691	\$ 38.304	\$ 37.921	\$ 37.542	\$ 37.167	\$ 36.795	\$ 36.427
Mantenimiento de BM	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151
Perdida de dinero por fallas BM	\$ 33.977	\$ 33.977	\$ 33.977	\$ 33.977	\$ 33.977	\$ 33.977	\$ 33.977	\$ 33.977	\$ 33.977	\$ 33.977	\$ 33.977	\$ 33.977
Servio a pozo	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63
Consumo de energia	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248
Egresos Totales	\$ 75.125	\$ 74.718	\$ 74.315	\$ 73.916	\$ 73.521	\$ 73.131	\$ 72.744	\$ 72.361	\$ 71.981	\$ 71.606	\$ 71.234	\$ 70.866
Utilidad antes de impuesto	\$ 34.007	\$ 33.323	\$ 32.645	\$ 31.974	\$ 31.310	\$ 30.653	\$ 30.002	\$ 29.357	\$ 28.719	\$ 28.088	\$ 27.462	\$ 26.843
Impuesto de Renta	\$ 11.902	\$ 11.663	\$ 11.426	\$ 11.191	\$ 10.959	\$ 10.728	\$ 10.501	\$ 10.275	\$ 10.052	\$ 9.831	\$ 9.612	\$ 9.395
Inversion BM	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Flujo de Caja Neto	\$ 22.105	\$ 21.660	\$ 21.219	\$ 20.783	\$ 20.352	\$ 19.924	\$ 19.501	\$ 19.082	\$ 18.668	\$ 18.257	\$ 17.851	\$ 17.448
Flujo de Caja Acumulado	\$ 323.745	\$ 345.405	\$ 366.624	\$ 387.407	\$ 407.759	\$ 427.683	\$ 447.184	\$ 466.266	\$ 484.934	\$ 503.191	\$ 521.041	\$ 538.490

Fuente: Autores

Tabla 48. Análisis económico del cambio de Bombeo Mecánico a PCP en Llan97

EVALUACION ECONOMICA DEL CAMBIO DE BOMBEO MECANICO A PCP														
DETALLE	VALOR	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Parametro de calculo			30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Produccion Crudo			2.700	2.673	2.646	2.620	2.594	2.568	2.542	2.517	2.491	2.466	2.442	2.417
Regalias			540	535	529	524	519	514	508	503	498	493	488	483
Produccion Agua			150	150	150	150	150	150	150	151	151	151	151	151
Precio Crudo	57													
INGRESOS														
Ingresos por ventas			\$ 123.120	\$ 121.889	\$ 120.670	\$ 119.463	\$ 118.269	\$ 117.086	\$ 115.915	\$ 114.756	\$ 113.608	\$ 112.472	\$ 111.348	\$ 110.234
Total Ingresos			\$ 123.120	\$ 121.889	\$ 120.670	\$ 119.463	\$ 118.269	\$ 117.086	\$ 115.915	\$ 114.756	\$ 113.608	\$ 112.472	\$ 111.348	\$ 110.234
EGRESOS														
Costo de levataminto de fluido	\$ 17		\$ 45.900	\$ 45.441	\$ 44.987	\$ 44.537	\$ 44.091	\$ 43.650	\$ 43.214	\$ 42.782	\$ 42.354	\$ 41.930	\$ 41.511	\$ 41.096
Mantenimiento dePCP	\$ 370	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31
Dinero perdido fallas por PCP	\$ 40.240	\$ 1.677	\$ 70	\$ 3	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Servio a pozo	\$ 405	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34
Consumo de energia	\$ 504	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42
Egresos Totales			\$ 46.076	\$ 45.550	\$ 45.093	\$ 44.643	\$ 44.198	\$ 43.757	\$ 43.321	\$ 42.888	\$ 42.461	\$ 42.037	\$ 41.618	\$ 41.203
Depreciacion			\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000
Utilidad antes de impuesto			\$ 72.044	\$ 71.338	\$ 70.577	\$ 69.820	\$ 69.071	\$ 68.329	\$ 67.595	\$ 66.868	\$ 66.148	\$ 65.435	\$ 64.730	\$ 64.031
Impuesto de Renta	\$ 0		\$ 25.215	\$ 24.968	\$ 24.702	\$ 24.437	\$ 24.175	\$ 23.915	\$ 23.658	\$ 23.404	\$ 23.152	\$ 22.902	\$ 22.655	\$ 22.411
Inversion PCP	\$ 120.000	-\$ 120.000	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Desmonte de BM y acondicionami	\$ 48.390	-\$ 48.390	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Despreciacion			\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000
Flujo de Caja Neto		-\$ 168.390	\$ 51.828	\$ 51.370	\$ 50.875	\$ 50.383	\$ 49.896	\$ 49.414	\$ 48.936	\$ 48.464	\$ 47.996	\$ 47.533	\$ 47.074	\$ 46.620
Flujo de Caja Acumulado		-\$ 168.390	-\$ 116.562	-\$ 65.192	-\$ 14.317	\$ 36.066	\$ 85.962	\$ 135.376	\$ 184.312	\$ 232.776	\$ 280.772	\$ 328.305	\$ 375.379	\$ 422.000

DETALLE	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20	Mes 21	Mes 22	Mes 23	Mes 24
Parametro de calculo	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Produccion Crudo	2.393	2.369	2.346	2.322	2.299	2.276	2.253	2.231	2.208	2.186	2.164	2.143
Regalias	479	474	469	464	460	455	451	446	442	437	433	429
Produccion Agua	151	151	151	151	151	151	151	152	152	152	152	152
Precio Crudo												
INGRESOS												
Ingresos por ventas	\$ 109.132	\$ 108.040	\$ 106.960	\$ 105.890	\$ 104.831	\$ 103.783	\$ 102.745	\$ 101.718	\$ 100.701	\$ 99.694	\$ 98.697	\$ 97.710
Total Ingresos	\$ 109.132	\$ 108.040	\$ 106.960	\$ 105.890	\$ 104.831	\$ 103.783	\$ 102.745	\$ 101.718	\$ 100.701	\$ 99.694	\$ 98.697	\$ 97.710
EGRESOS												
Costo de levataminto de fluido	\$ 40.685	\$ 40.278	\$ 39.875	\$ 39.477	\$ 39.082	\$ 38.691	\$ 38.304	\$ 37.921	\$ 37.542	\$ 37.167	\$ 36.795	\$ 36.427
Mantenimiento dePCP	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31
Dinero perdido fallas por PCP	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Servio a pozo	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34
Consumo de energia	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42
Egresos Totales	\$ 40.792	\$ 40.385	\$ 39.982	\$ 39.583	\$ 39.188	\$ 38.798	\$ 38.411	\$ 38.028	\$ 37.648	\$ 37.273	\$ 36.901	\$ 36.533
Depreciacion	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000
Utilidad antes de impuesto	\$ 63.340	\$ 62.656	\$ 61.978	\$ 61.307	\$ 60.643	\$ 59.986	\$ 59.335	\$ 58.690	\$ 58.052	\$ 57.421	\$ 56.795	\$ 56.176
Impuesto de Renta	\$ 22.169	\$ 21.929	\$ 21.692	\$ 21.457	\$ 21.225	\$ 20.995	\$ 20.767	\$ 20.542	\$ 20.318	\$ 20.097	\$ 19.878	\$ 19.662
Inversion PCP	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Desmonte de BM y acondicionami	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Despreciacion	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000
Flujo de Caja Neto	\$ 46.171	\$ 45.726	\$ 45.286	\$ 44.850	\$ 44.418	\$ 43.991	\$ 43.567	\$ 43.149	\$ 42.734	\$ 42.323	\$ 41.917	\$ 41.515
Flujo de Caja Acumulado	\$ 468.171	\$ 513.897	\$ 559.183	\$ 604.032	\$ 648.450	\$ 692.441	\$ 736.008	\$ 779.157	\$ 821.891	\$ 864.214	\$ 906.131	\$ 947.646

Fuente: Autores

Finalmente se obtuvieron los resultados de los cinco parámetros económicos principales teniendo en cuenta la información que se manejó en las tablas anteriores para cada uno de los pozos. Dichos resultados son presentados en la tabla 49.

Tabla 49. Parámetros económicos calculados para los dos sistemas de levantamiento

ANALISIS ECONOMICO BM – PCP						
POZO		VPN	TIR	TVR	RBC	PAY BACK
LL-122	BM	682.450	--	2,42%	1,77	0 meses
	PCP	821.547	32%	3,69%	2,38	4 meses
LL-120	BM	148.127	--	2,37%	1,75	0 meses
	PCP	79.846	5%	1,41%	1,40	14 meses
LL-102	BM	124.606	--	0,90%	1,24	0 meses
	PCP	251.008	12%	2,39%	1,76	8 meses
LL-106	BM	66.568	--	1,20%	1,33	0 meses
	PCP	32.301	3%	0,8%	1,23	17 meses
LL-97	BM	468.271	--	1,59%	1,46	0 meses
	PCP	796.185	30%	3,39%	2,23	4 meses
LL-94	BM	156.207	--	2,37%	1,75	0 meses
	PCP	105.196	6%	1,73%	1,51	12 meses
LL-75	BM	1.815.109	--	2,82%	1,95	0 meses
	PCP	2.099.186	64%	3,58%	2,33	2 meses
LL-93	BM	586.054	--	2,82%	1,95	0 meses
	PCP	603.168	24%	3,09%	2,08	4 meses
LL-99	BM	759.406	--	2,60%	1,85	0 meses
	PCP	874.099	32%	3,32%	2,19	3 meses
LL-117	BM	2.338.755	--	2,71%	1,90	0 meses
	PCP	3.344.915	84%	3,82%	2,46	1 mes

Fuente: Autores

Como se puede apreciar en la tabla anterior, luego de un detallado análisis económico se demuestra que es viable económicamente el cambio de BM a PCP en los pozos donde el VPN, TVR y la RBC son mayores en PCP que en BM, es decir, en Llanito 122, 102, 97, 75, 93 y Llanito 99 (Llan117 actualmente opera con PCP). Además el sistema PCP tolera mejor las grandes cantidades de arena, y minimiza el problema de arenamiento del campo que es el principal objetivo de esta investigación.

En estos casos resulta positivo el cambio de bombeo mecánico a PCP por 3 razones principalmente. La primera son los altos potenciales de los pozos (caudales altos) lo que se traduce en una suma apreciable en cuanto a los ingresos del proyecto. La segunda tiene que ver con la amplia ventaja del sistema PCP frente al BM en cuanto frecuencia de fallas, pues el sistema PCP tiene un promedio de fallas de 2 cada 2 años, mientras que el BM en el campo Llanito falla con demasiada frecuencia y carga en su contra con altas sumas de dinero en cuanto a egresos por costos debido a fallas, lo cual se observó con detalle anteriormente y se encuentra también en el anexo 6. La tercera y última razón que más influenció en la mejor rentabilidad del sistema PCP sobre el BM, es el relativo bajo costo del sistema PCP.

Por otra parte, para el caso de Llanito 120, 106 y 94 no sucede lo mismo, es decir, es mejor dejar que el pozo siga funcionando con BM a pasarlo a PCP.

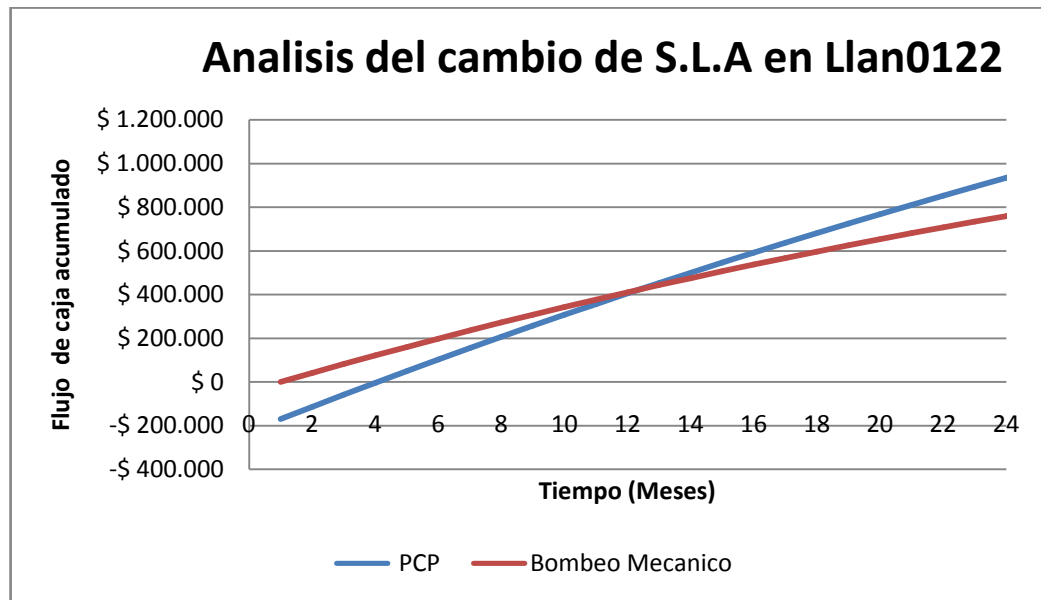
Lo anterior debido a que estos pozos tienen una producción realmente baja (22, 17 y 22 Bbls/día) y no resulta económicamente viable a corto plazo puesto que el implementar PCP acarrea muchos costos aparte del sistema como tal, por ejemplo el costo del desmonte del BM. Sumado a eso, cabe resaltar también que a la hora de realizar el análisis económico el sistema de BM no requiere de inversión, pues el pozo actualmente cuenta con ese sistema. Lo anterior se aprecia en la tabla 48 donde el VPN para BM es mayor, al igual que la tasa verdadera de rentabilidad.

Para un análisis más práctico y representativo, las figuras 20-29 dan una idea más clara de la situación que ocurre con los 2 sistemas al transcurrir el tiempo. Además se presenta una particularidad con Llanito 97 y Llanito 102 debido a que requieren de un análisis triple (frack pack, BM y PCP).

Las siguientes consideraciones se tienen en cuenta para el análisis de las gráficas presentadas a continuación referentes a la comparación de los dos sistemas de levantamiento sometidos a la evaluación económica:

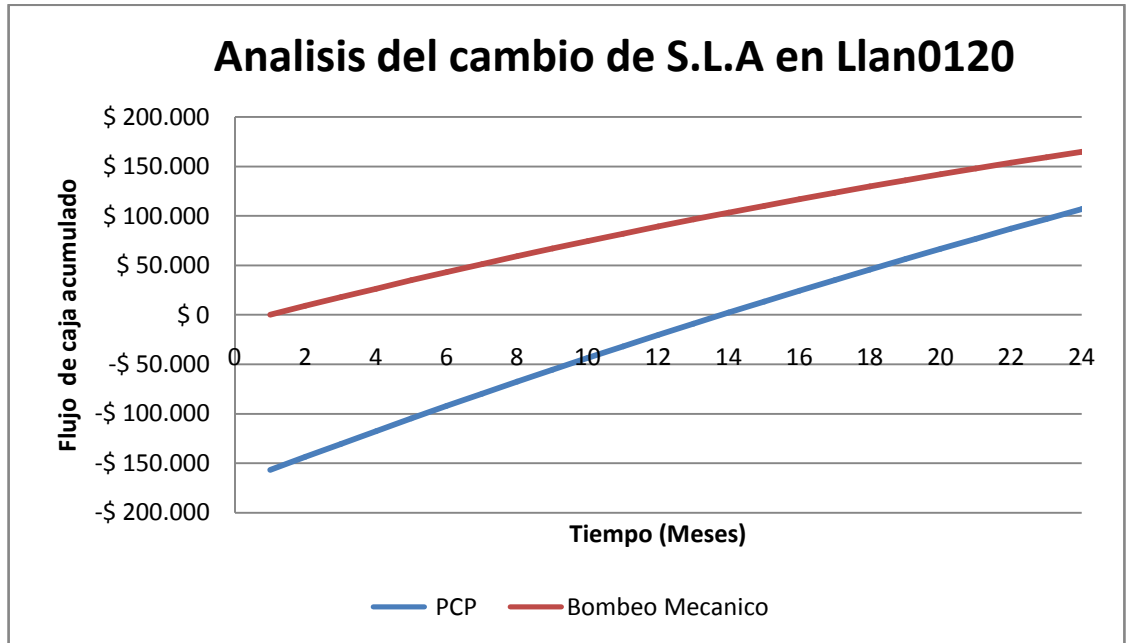
- El flujo de caja del sistema PCP inicia con un valor negativo debido a la inversión que se realiza al adquirir el equipo. Por otra parte, el BM en todos los casos inicia su flujo de caja en cero ya que en Llanito el sistema con el cual operan los pozos actualmente es el BM.
- El punto de intersección de las dos líneas de flujo de caja significa el tiempo en el cual se vuelve más rentable para el campo trabajar con sistema de levantamiento por cavidades progresivas que seguir con el BM. Por lo tanto, en los casos en que la línea de PCP llegue a cortar la línea de BM, es más favorable para el pozo cambiar de sistema.

Fig. 20. Comportamiento de los flujos de caja de los dos SLA para llanito 122.



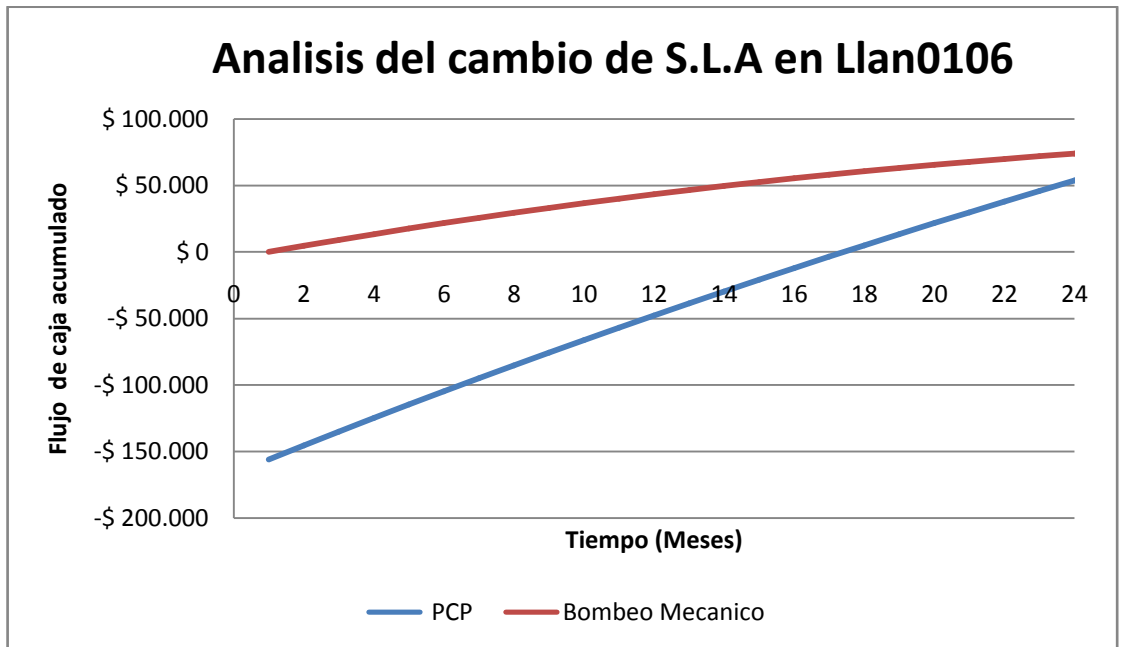
Fuente: Autores

Fig. 21. Comportamiento de los flujos de caja de los dos SLA para llanito 120.



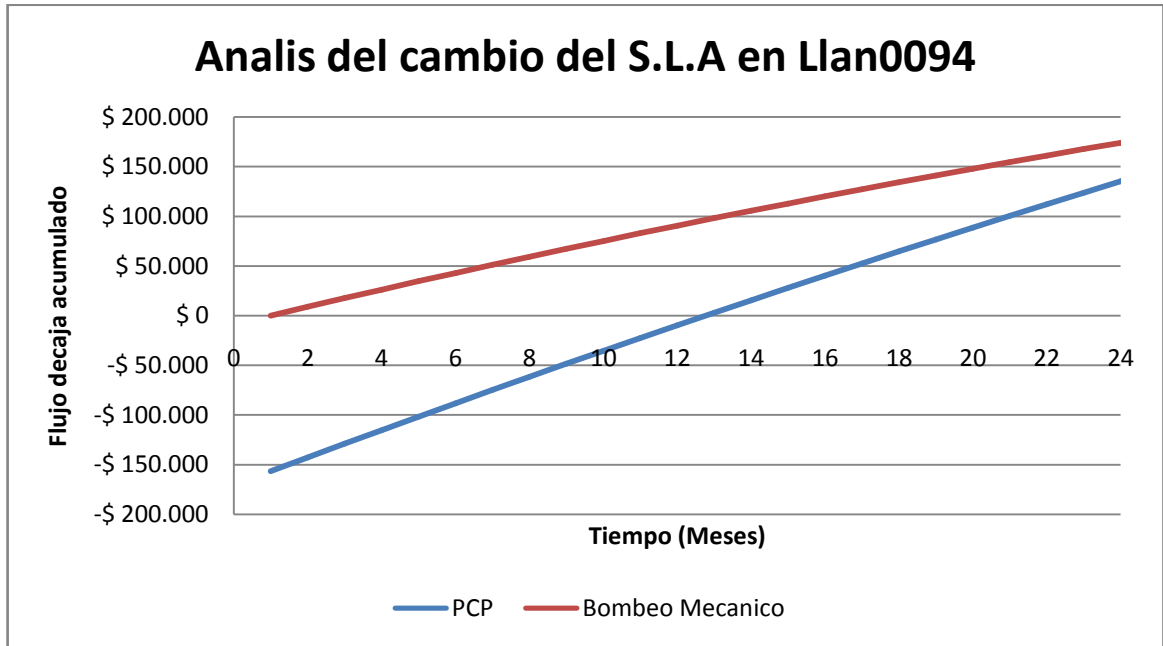
Fuente: Autores

Fig. 22. Comportamiento de los flujos de caja de los dos SLA para llanito 106.



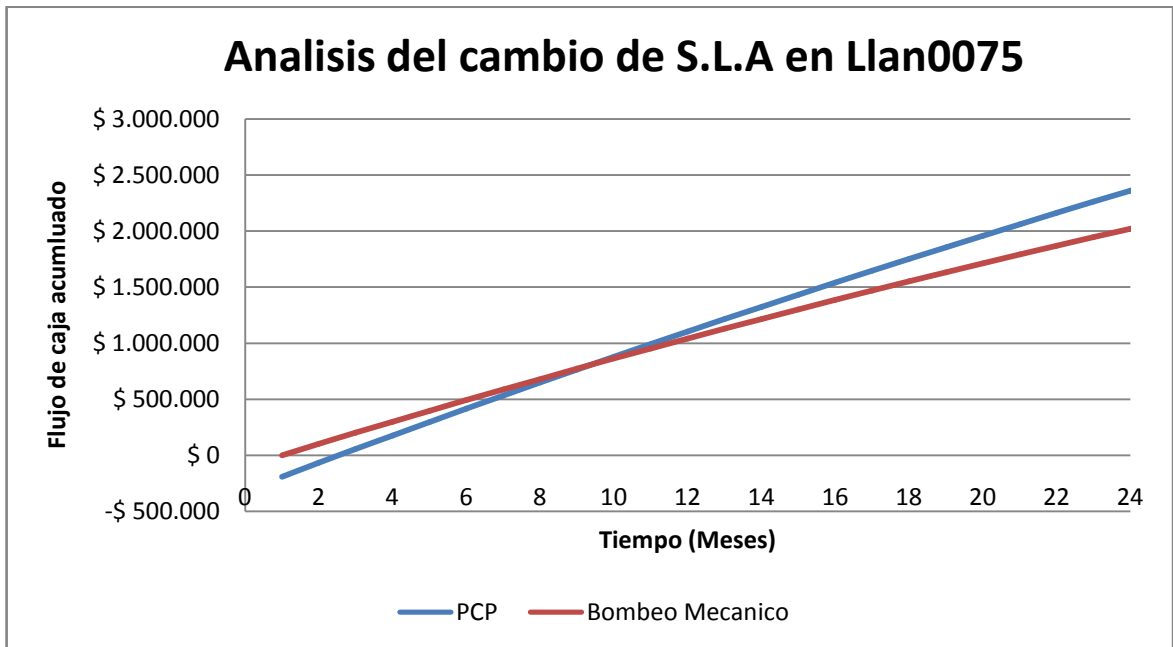
Fuente: Autores

Fig. 23. Comportamiento de los flujos de caja de los dos SLA para llanito 94.



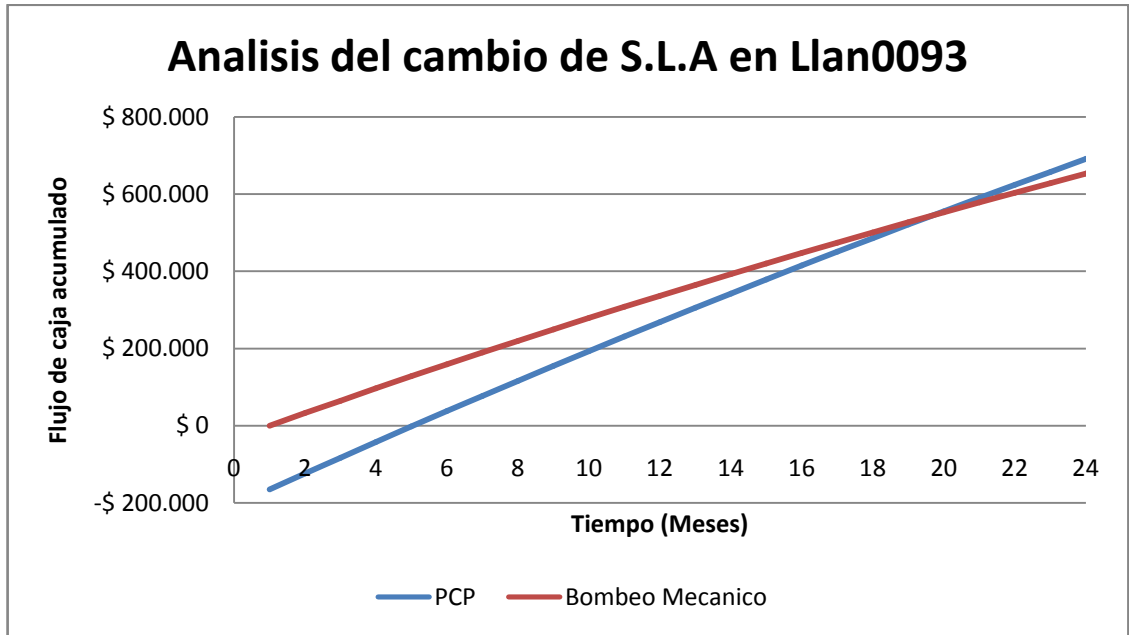
Fuente: Autores

Fig. 24. Comportamiento de los flujos de caja de los dos SLA para llanito 75.



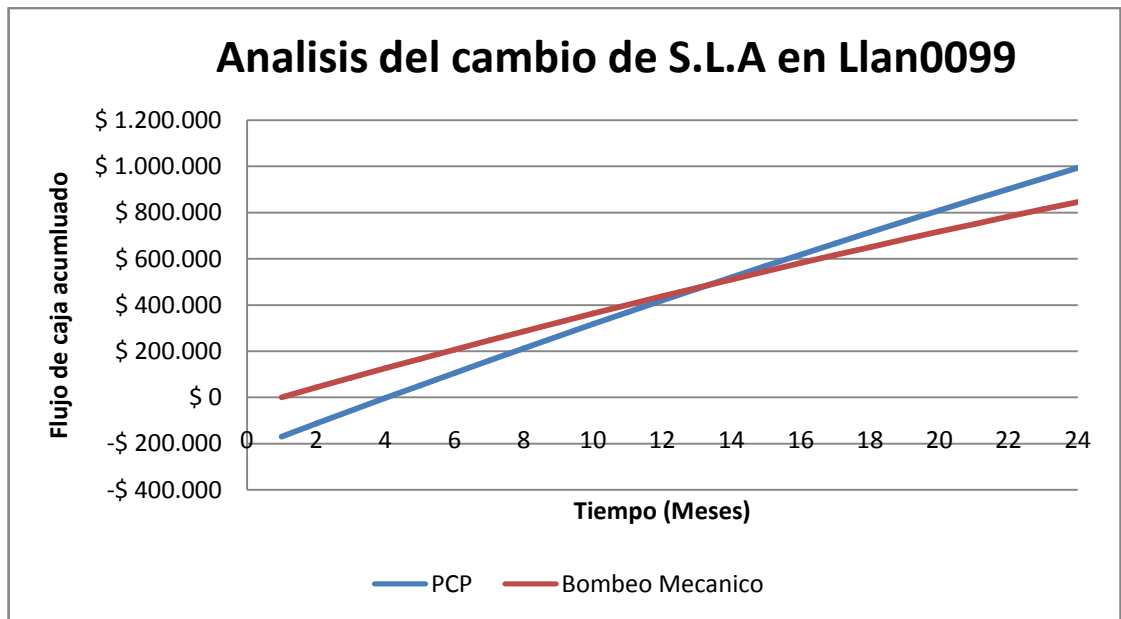
Fuente: Autores

Fig. 25. Comportamiento de los flujos de caja de los dos SLA para llanito 93.



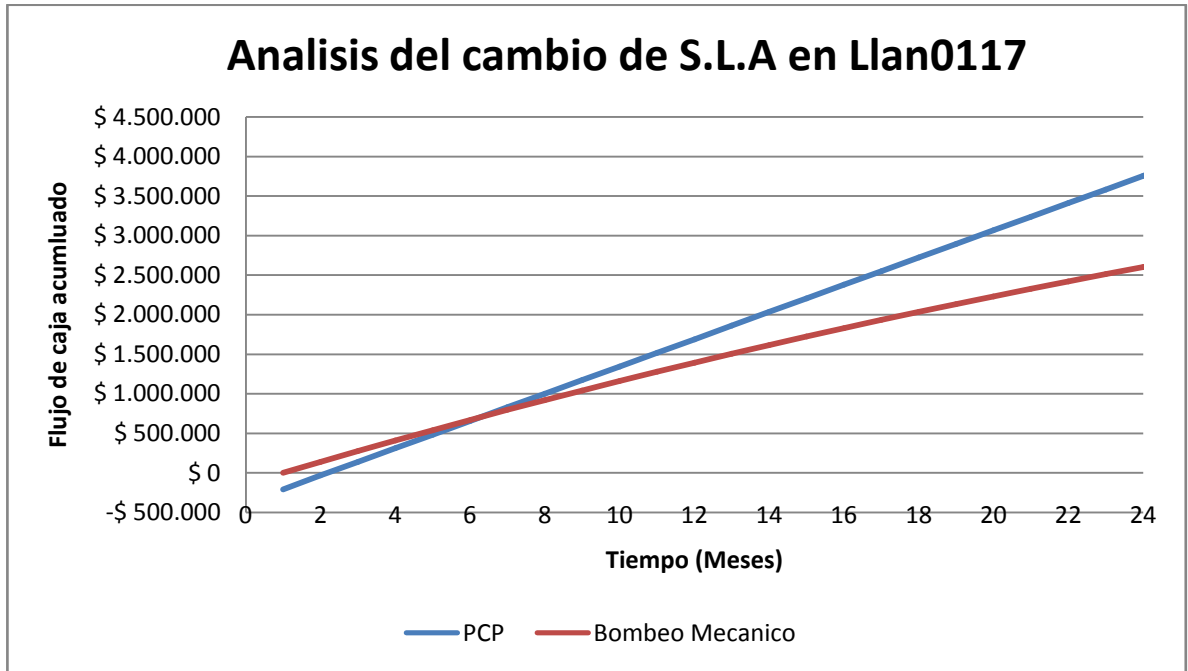
Fuente: Autores

Fig. 26. Comportamiento de los flujos de caja de los dos SLA para llanito 99.



Fuente: Autores

Fig. 27. Comportamiento de los flujos de caja de los dos SLA para llanito 117.



Fuente: Autores

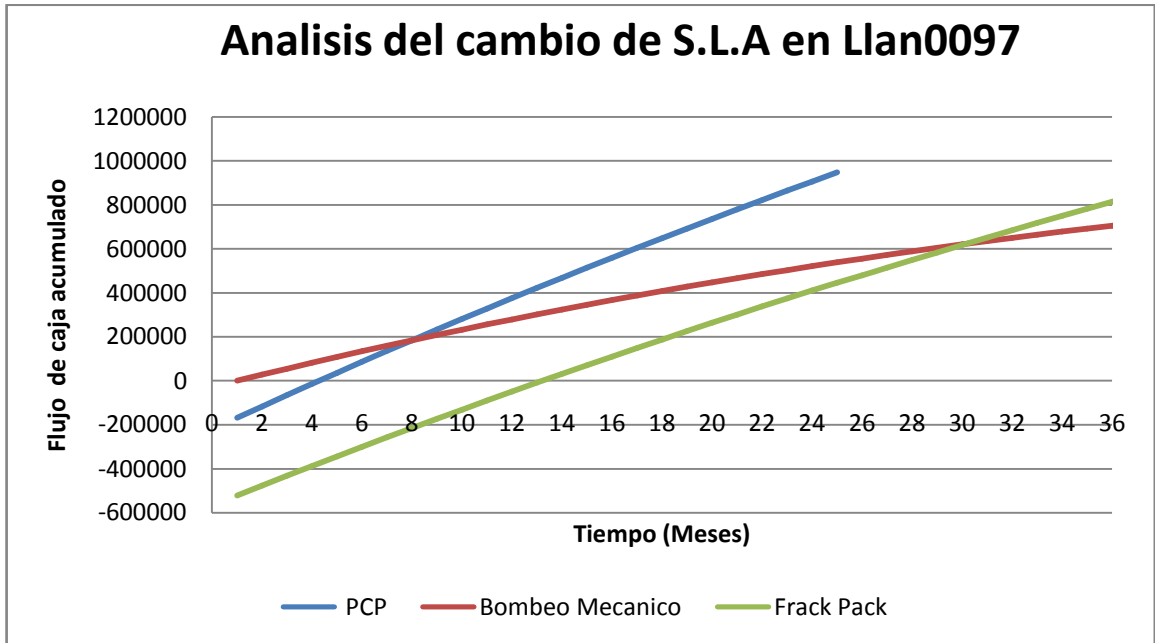
Llanito 97 y Llanito 102 son un caso especial puesto que requieren un análisis doble.

En primera instancia resultó favorable económicamente la implementación del método de control de arena Frack Pack, pero al realizarle el análisis de todas las variables suponiendo un cambio de sistema a PCP, se tiene que el cambio de sistema de levantamiento favorece en mayor medida que el mismo Frack Pack.

Otro punto a favor para el cambio a PCP, es que a diferencia del método de control de arena, el sistema PCP no va a generar pérdidas en la producción de los pozos debido a cambios en las propiedades del yacimiento.

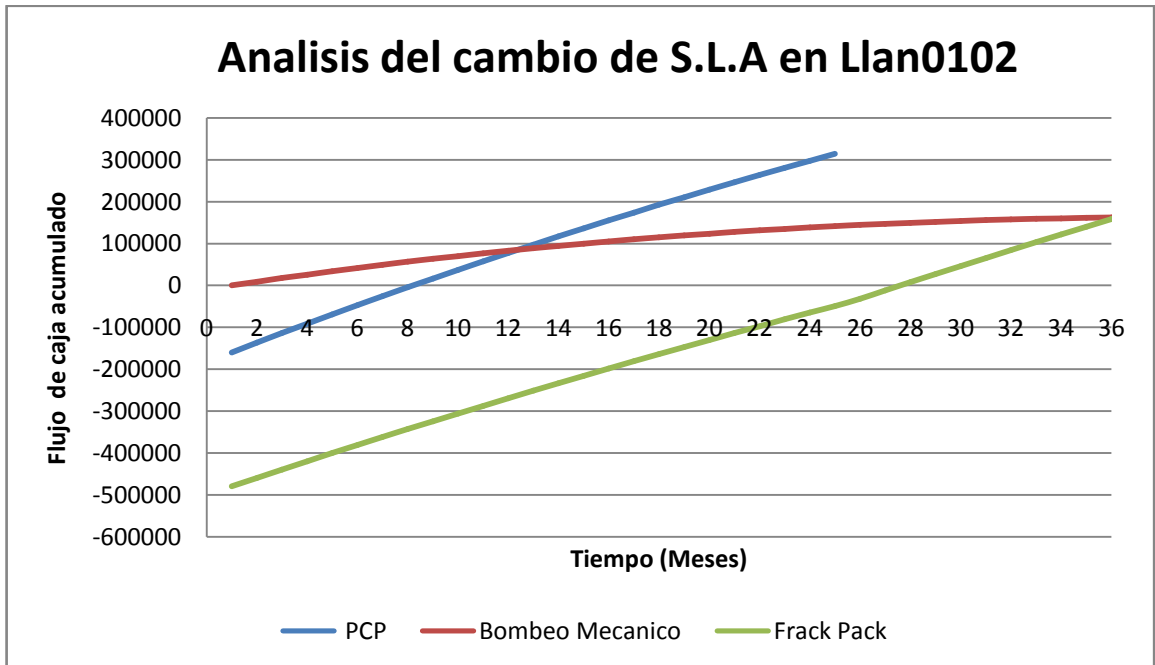
Esta situación se presenta gráficamente en las figuras 28 y 29.

Fig. 28. Comportamiento de los flujos de caja de los dos SLA para llanito 97.



Fuente: Autores

Fig. 29. Comportamiento de los flujos de caja de los dos SLA para llanito 102.



Fuente: Autores

CONCLUSIONES

1. La causa raíz del fenómeno de arenamiento en Llanito es la alta heterogeneidad de la formación Mugrosa, presencia de arenas inconsolidadas, altos cortes de agua y altos diferenciales de presión. Este fenómeno con el paso de los años se torna más severo en los campos del Valle Medio del Magdalena, y en el campo Llanito representa pérdidas de producción considerables y un aumento en los costos de operación, siendo del orden de US\$ 2.359.429 al año.
2. La velocidad de deslizamiento de partícula calculada con la ley de Stokes y con la correlación de Chien arrojan resultados muy similares, por lo que se concluye que es viable trabajar con cualquiera de las dos relaciones, para dar estimativos en los campos de la velocidad del deslizamiento de la arena.
3. La velocidad de deslizamiento de la partícula se ve alterada en el pozo por diferentes factores como el ángulo de desviación máxima del pozo y el corte de agua. A mayor corte de agua menor esfuerzo se necesita por parte del fluido para arrastrar la partícula, y el ángulo al representar una restricción de flujo, hace que la partícula necesite de una mayor velocidad (fuerza) para ser arrastrada.
4. El principal parámetro para determinar si se aplica un control de arena en fondo o si se maneja la arena hasta superficie es el análisis de la velocidad crítica de flujo, la cual relaciona la velocidad de deslizamiento de la partícula y la velocidad de los fluidos producidos.
5. Existe una diversa gama de soluciones tecnológicas particulares al problema de arenamiento de cada pozo, que están influenciadas por la granulometría, caudales, presiones, diseño del completamiento e integridad, que requieren un análisis individual para cada pozo.
6. Los métodos de control de arena se encuentran ligados íntimamente con la granulometría presente en el área, y debido a la alta heterogeneidad de la Formación Mugrosa en el campo Llanito, los métodos de control de arena

convencionales tales como mallas, consolidación química y empaquetamiento con grava no son eficientes.

7. Teniendo en cuenta los criterios de selección de Tiffin y Saucier de aplicación de técnicas de control de arena, y la distribución granulométrica de la formación Mugrosa, el Frack Pack es la única tecnología aplicable en el campo Llanito.
8. Un cambio de sistema de levantamiento artificial se puede asumir como un Sand Management siempre y cuando el sistema tolere grandes cantidades de arena, se comporte eficientemente y se acople a las condiciones propias de cada pozo.
9. El cambio de Bombeo mecánico a bombeo por cavidades progresivas PCP, es una alternativa técnico-económica que es viable desde el punto de vista del gerenciamiento de la arena, ya que es la opción más adecuada para mitigar el arenamiento y reducir los problemas de producción debido a las fallas.
10. El análisis económico es un parámetro muy importante a la hora de abordar cualquier proyecto en la industria, debido a que las consideraciones técnicas deben estar ligadas con el panorama económico propio de cada campo/pozo para que la decisión final sea integra.
11. El problema del arenamiento en un campo petrolero se debe abordar de manera conjunta y no seccionada. Se necesita de un análisis de yacimiento, de la roca, de los fluidos, de las mismas características del pozo, del SLA que esté presente, de facilidades de superficie y el más importante, los factores económicos y los niveles de ganancia de cada empresa.
12. El procedimiento que se realizó para la selección de los pozos más arenosos del campo, para el método de control/manejo de arena y para la selección del SLA más adecuado, tiene una aplicabilidad muy alta para los campos vecinos y pertenecientes a la cuenca del valle medio del Magdalena, debido a que la información requerida es muy básica, similar y se puede tener acceso a ella fácilmente.

RECOMENDACIONES

1. Se le recomienda al campo Llanito prestarle mayor importancia al problema del arenamiento ya que representa pérdidas económicas considerables. Como una manera de empezar abordar el problema se recomienda:
 - Registrar en todas las operaciones e intervenciones los fondos encontrados, reales y pies de sucio en las diferentes bases de datos, pues de esta manera se facilitará en un futuro las estimaciones de aporte de arena en fondo por pozo, para atacar los pozos más problemáticos con valores reales.
 - Cargar detalladamente todos los eventos que ocurren en cada pozo, ubicaciones de las fallas, días de operación, equipos utilizados y costos en general. Para que los estudios realizados en el futuro arrojen resultados más cercanos a la realidad y no basados en suposiciones.
 - Crear una base de datos por pozo enfocada en valores tenidos en cuenta en este estudio para abordar el problema del arenamiento de una forma más fácil y detallada. De esta manera plantear nuevas estrategias que conlleven a mitigar este problema que con el paso del tiempo se hace más severo en la mayoría de los campos de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.
2. Por causa de la extremada heterogeneidad de la formación Mugrosa no se recomienda implementar ningún tipo de control de arena puesto que una mala selección de control representaría una significativa pérdida de producción.
3. Cambiar el sistema de levantamiento de bombeo mecánico a bombeo por cavidades progresivas en Llanito 122, 102, 97, 75, 99 y 93, ya que fue la mejor opción técnica, operacional y económicamente viable en cuanto al manejo de arena. Lo anterior siempre y cuando se cuente con confiabilidad eléctrica.
4. Debido a un eventual cambio de sistema de levantamiento artificial, es decir si los pozos trabajan con PCP, se recomienda el uso de desarenadores en las facilidades de superficie puesto que este sistema tolera grandes

cantidades de arena que son arrastradas hasta superficie en una situación de manejo y disposición de la misma.

5. Mantener el funcionamiento del sistema de levantamiento de bombeo mecánico en llanito 120, 106 y 94, debido a que ni el Frack Pack ni el cambio de sistema a PCP son económicamente viables por causa de su baja producción. Como una alternativa de reducir el problema de arenamiento en estos pozos, se recomienda manejarlos con su respectivo draw down crítico (calculado previamente en laboratorio).
6. Todos los modelos predictivos de producción de arena presentan cierto grado de incertidumbre, por lo cual deben ser ajustados con evaluaciones mecánicas selectivas en los pozos o con sistemas de monitoreo instalados en superficie. Se recomienda implementar el uso del sensor acústico ClampOn DSP Particle Monitor en los diez pozos trabajados en este estudio para la medición de la producción de arena en superficie en tiempo real, con el objetivo de poder monitorear la producción de arena mientras se varía la tasa de flujo de cada pozo (mediante el incremento de la velocidad de la bomba) y así poder tomar las decisiones necesarias en menor tiempo y de esta manera obtener una producción rentable del pozo manejando el draw down de tal manera que la producción de arena no sea crítica ni que el pozo quede operando por debajo del límite económico.
7. Se recomienda realizar a nivel más técnico una evaluación de ingeniería de detalle para que de esta manera la implementación del sistema PCP arroje los resultados esperados por parte de este estudio.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

ACOCK, Andrew & Andersen Joe et al. Métodos prácticos de manejo de la producción de Arena. In: Oilfield Review, 2004.

AMAYA, R y GONZALEZ, K. Optimización de producción mediante medición de Arena en tiempo real en Campo Casabe. Artículo Técnico ACIPET, 2009.

ANDREWS, J. & JORANSON, H. Production enhancement from sand management philosophy. A case study from staffjord and Gullfaks.

ARMENTOR, Ricky & CAVAZZOLI, Gustavo. Recuperación del control de la producción de arena. Oilfield Review, 2007.

BOURGOYNE, A.T. & SAMPLE, K.J. An experimental evaluation of correlations used for predicting cutting slip velocity. SPE 6645.

CARLSON, Jon & KING, George et al. Sand Control: Why and How? Oilfield Review, Octubre, 1992.

CHIEN, Sze-Foo. Settling Velocity of Irregularly Shaped Particles. SPE. Diciembre, 1994.

CRUZ, Ediberto y MARTINEZ, Jorge. Sand Management Experiences in La Hocha Field – Colombia. SPE ATW (Sand Control), Santa Marta, Colombia 2010.

DOTTORE, Eduardo J. Utilización de bombas de accionamiento mecánico en pozos que producen fluidos con arrastre de solidos. Primer foro nacional sobre fallas de bombas de profundidad, UNC, Mendoza, Argentina, 1999.

ECOPETROL - Herramienta Software: OPEN WELLS – Land Mark (Base de Datos) Departamento de Ingeniería, Gerencia regional del Magdalena Medio. Barrancabermeja, Santander.

ECOPETROL – SMA. Informe diario de operaciones Llan0075, 93, 94, 97, 99, 102,106, 117, 120 y 122. Gerencia regional del Magdalena Medio. Marzo, 2010

ECOPETROL – Laboratorio de Petróleos de la Superintendencia de Mares, Reporte de resultados de Viscosidad (D-7042). Gerencia regional del Magdalena Medio.2010

ECOPETROL – INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO (ICP). Datos Históricos de producción Gala-Llanito, Base de Datos.

ECOPETROL – Departamento de ingeniería de producción y confiabilidad de Mares, Base de Datos –Llanito. Estados mecánicos Llanito 1A – Llanito 134.

ECOPETROL – Gerencia Regional Magdalena Medio. Instructivo para la operación de Limpieza de Arena con Bomba Desarenadora y por Circulación. EXT-I-048. Noviembre, 2005.

GOMEZ, Carlos y JIMENES, Laureano. Estimación de la Tasa Critica para el Control de Daño a la formación Originado por Migración de Finos en los Campos Gala y Llanito. Bucaramanga, 2008. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos).Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.

GONZALEZ, Gustavo y GARCIA, Cristian. Evaluación de la efectividad de aplicación de resinas como método de control de arena en formaciones poco consolidadas en el campo Llanito. ICP – Frente de Arenamiento, 2009.

HERNANDEZ, Angel. Application of the screen less sand control technique, in the médium and high Magdalena river basins in Colombia. SPE ATW (Sand Control). Santa Marta, Colombia, 2010.

HERNANDEZ, Ruby y GOYENECHÉ, Jessica. Predicción de la producción de Arena en el Campo Maduro del Valle Medio del Magdalena “Llanito”, a partir de las Propiedades Petrofísicas y Geomecánicas de las Formaciones Productoras. Bucaramanga,2009. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.

HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. Oil production.net. 2008

HUSEN, Anwar. Sand Management – Integrated Solution for Sand Control. SPE Distinguished Lectures Series. Presentacion 2008.

INSTITUO COLOMBIANO DEL PETROLEO. Informe técnico de análisis granulométrico de arenas. Informe ICP-UST-ID0153-09-156. Piedecuesta-Santander.

MARTINEZ, Alexander y LEON, Oscar. Diagnostico y control del arenamiento en los pozos del campo Lisama. Presentación- ICP. Septiembre, 2007.

MINGQIN, Duan & MISKA, Stefan. Critical conditions for effective Sand-Sized Solids Transport in Horizontal and high-angle Wells.

Programa de entrenamiento en Bombas de Cavidades Progresivas. Weatherford. Modulos 1 – 10. 2005

RAWLINS, C.H & HEWETT, T.J. A comparison of Methodologies for Handling Produced Sand and Solids to achieve sustainable Hydrocarbon Production. SPE 107690.

SACHICA, Jorge. Artificial Lift experiences in oil with sand production. SPE ATW (Sand Control). Santa Marta, Colombia, 2010.

TIFFIN, D.L. & KING, G.E et al. New Criteria for Gravel and Screen Selection for Sand Control. SPE 39437, 1998.

WALKER, S. & LI, J. The effects of particle size, fluid rheology, and pipe eccentricity on cuttings transport. SPE 60755.

ANEXOS

Anexo 1. Clasificación de los pozos activos del campo Llanito teniendo en cuenta el volumen de arena en superficie (BSW)

Tabla 50. Clasificación teniendo en cuenta el volumen de arena en superficie (BSW)

Pozo	Muestras con sólidos	Total Muestra	% Muestra con sólidos
LLAN134	29	65	44,62
LLAN133	20	66	30,30
LLAN094	57	189	30,16
LLAN081	26	88	29,55
LLAN120	46	170	27,06
LLAN102	87	366	23,77
LLAN011	8	36	22,22
LLAN122	30	135	22,22
LLAN126	22	99	22,22
LLAN106	72	332	21,69
LLAN021	12	56	21,43
LLAN108	79	369	21,41
LLAN123	19	95	20,00
LLAN057	22	111	19,82
LLAN097	47	249	0,00
LLAN110	34	187	18,18
LLAN127	23	128	17,97
LLAN069	17	106	16,04
LLAN091	23	147	15,65
LLAN018	33	212	15,57
LLAN099	46	299	15,38
LLAN124	18	118	15,25
LLAN093	37	248	14,92
LLAN075	41	299	13,71
LLAN084	16	121	13,22
LLAN121	21	160	13,13
LLAN130	12	92	13,04
LLAN104	22	173	12,72
LLAN009	10	93	10,75
LLAN098	13	121	10,74
LLAN128	7	69	10,14
LLAN107	13	138	9,42
LLAN118	19	217	8,76
LLAN080	10	126	7,94
LLAN132	13	164	7,93
LLAN117	29	369	7,86
LLAN116	10	143	6,99
LLAN125	5	72	6,94
LLAN103	14	222	6,31
LLAN114	6	100	6,00
LLAN095	6	105	5,71
LLAN100	5	89	5,62
LLAN109	19	352	5,40
LLAN119	8	150	5,33
LLAN101	2	38	5,26
LLAN131	2	39	5,13
LLAN039	9	177	5,08
LLAN112	6	120	5,00
LLAN111	10	219	4,57
LLAN113	15	334	4,49
LLAN105	12	278	4,32
LLAN129	4	105	3,81
LLAN036	4	138	2,90
LLAN023	1	70	1,43
LLAN115	1	87	1,15

Fuente: Autores

Anexo 2. Clasificación de los pozos activos del campo Llanito teniendo en cuenta el volumen de arena en fondo

Tabla 51. Clasificación de los pozos de Llanito teniendo en cuenta el volumen de arena en fondo

Pozos	Volumen de Arena total	t años	F Bbl/año
LLAN106	53,272	4	13,318
LLAN117	32,091	3	10,697
LLAN102	72,73	7	10,39
LLAN127	10,536	1,5	7,024
LLAN120	13,28	2	6,64
LLAN075	65,07	10	6,507
LLAN099	45,535	7	6,505
LLAN122	12,28	2	6,14
LLAN018	67,048	6	5,587
LLAN093	40,632	8	5,079
LLAN134	9,236	2	4,618
LLAN097	43,04	10	4,304
LLAN101	37,125	9	4,125
LLAN133	8,086	2	4,043
LLAN108	15,912	4	3,978
LLAN036	10,948	3	3,649
LLAN098	49,98	14	3,57
LLAN103	34,08	10	3,408
LLAN057	29,934	9	3,326
LLAN121	2,856	1	2,856
LLAN091	25,39	10	2,539
LLAN069	14,749	7	2,107
LLAN039	14,427	7	2,061
LLAN104	20,141	11	1,831
LLAN130	3,524	2	1,762
LLAN100	18,535	11	1,685
LLAN084	9,498	6	1,583
LLAN105	4,636	4	1,159
LLAN128	1,001	1	1,001
LLAN021	5,916	6	0,986
LLAN009	8,328	9	0,9254
LLAN081	7,677	9	0,853
LLAN095	9,383	11	0,853
LLAN111	2,448	3	0,816
LLAN080	7,84	10	0,784
LLAN107	0,766	1	0,766
LLAN124	1,368	2	0,684
LLAN094	3,288	8	0,411
LLAN126	0,148	1	0,148
LLAN110	0,2712	4	0,0678
LLAN118	0,06	3	0,02
LLAN011	0	9	0
LLAN023	0	0	0
LLAN123	0	0	0
LLAN125	0	0	0
LLAN109	-	-	-
LLAN112	-	-	-
LLAN113	-	-	-
LLAN114	-	-	-
LLAN115	-	-	-
LLAN116	-	-	-
LLAN119	-	-	-
LLAN129	-	-	-
LLAN131	-	-	-
LLAN132	-	-	-

Fuente: Autores

Anexo 3. Clasificación de los pozos activos del campo Llanito teniendo en cuenta eventos y operaciones en cada uno de los pozos

Tabla 52. Clasificación teniendo en cuenta eventos y operaciones en cada uno de los pozos

POZO	SAND WORK	EVENTOS	AÑOS	OPERACIÓN
LLAN0097	6	16	11	B. Desarenadora (6) y Circulación (1)
LLAN0039	4	13	8	B. Desarenadora(1) y Circulación (2)
LLAN0094	2	5	8	B. Desarenadora (3)
LLAN117	1	12	3,5	B. Desarenadora (3)
LLAN0102	1	11	8	B. Desarenadora (5)
LLAN0099	1	6	8	B. Desarenadora (4)
LLAN0069	1	6	8	B. Desarenadora (1) y Circulación (3)
LLAN0075	1	23	11	B. Desarenadora (1) y Circulación (1)
LLAN0036	1	13	10	B. Desarenadora (1) y Circulación (1)
LLAN0122	1	10	2	B. Desarenadora (1)
LLAN0106	1	7	5	Circulación (1)
LLAN0104	1	7	11	B. desarenadora (1)
LLAN0120	0	10	2	Circulación (4)
LLAN0133	0	7	1	B. Desarenadora (2) y Circulación (1)
LLAN0093	0	6	8	B. Desarenadora (2)
LLAN0111	1	13	4	B. Desarenadora (2)
LLAN0080	0	11	10	B. Desarenadora (3)
LLAN0098	0	7	15	B. Desarenadora(2)
LLAN0126	0	4	1	B. Desarenadora (1) y Circulación(1)
LLAN0127	0	4	1	Ultima sarta taponada por arena
LLAN 0121	0	7	2	Circulación
LLAN0081	0	20	10	B. Desarenadora (2)
LLAN0110	0	8	4,5	Circulaciones Equivalentes
LLAN0057	0	9	13	B. Desarenadora (1) Circulación (1)
LLAN0084	0	6	11	Circulación (2)
LLAN0091	0	19	11	Circulación (1)
LLAN0018	0	16	10	B. Desarenadora (1)
LLAN0103	0	6	10	B. Desarenadora (1)
LLAN0095	0	4	11	B. Desarenadora (1)
LLAN0124	0	4	2	Tiene sucio
LLAN0118	0	7	3,5	54 ft de sucio
LLAN0134	0	6	1	NR
LLAN0128	0	5	1	NR
LLAN0112	0	7	2	NR

LLAN0123	0	4	1,5	NR
LLAN0115	0	4	2	NR
LLAN0116	0	5	3,5	NR
LLAN0114	0	5	3,5	NR
LLAN0108	0	6	5	NR
LLAN0023	0	6	8	NR
LLAN0009	0	15	10	NR
LLAN0021	0	4	4	NR
LLAN0105	0	4	5	NR
LLAN0011	0	3	4	NR
LLAN0100	0	7	12	NR
LLAN0101	0	3	9	NR
LLAN0107	0	2	1	NR
LLAN0113	0	3	3	NR
LLAN0125	0	3	1,5	NR
LLAN0129	0	2	1	NR
LLAN0130	0	3	1,5	NR
LLAN0132	0	3	1,5	NR
LLAN0109	-	-	-	-
LLAN0119	-	-	-	-
LLAN0131	-	-	-	-

Fuente: Autores

Anexo 4. Calculo de las velocidades de deslizamiento de la partícula

Tabla 53. Velocidades de deslizamiento de la partícula para LLan0106

LLAN0106			
CALCULO DE VELOCIDADES DE DESLIZAMIENTO DE LA PARTICULA			
CORRELACION	D. PARTÍCULA	V. NORMAL	V. con CW (%) 90,00
LEY DE STOKES	212	6,8466	6,6158
	250	9,5210	9,2001
	300	13,7102	13,2481
	425	27,5157	26,5883
	600	54,8411	52,9926
	710	76,7928	74,2044
	850	110,0631	106,3532
CHIEN	212	6,8451	6,6144
	250	9,5183	9,1974
	300	13,7045	13,2424
	425	27,4878	26,5606
	600	54,6945	52,8474
	710	76,4585	73,8733
	850	109,2536	105,5513

Fuente: Autores

Tabla 54. Velocidades de deslizamiento de la partícula para LLan0097

LLAN0097			
CALCULO DE VELOCIDADES DE DESLIZAMIENTO DE LA PARTICULA			
CORRELACION	D. PARTÍCULA	V. NORMAL	V. con CW (%) 5,00
LEY DE STOKES	212	4,4156	4,4049
	250	6,1404	6,1255
	300	8,8422	8,8207
	425	17,7458	17,7028
	600	35,3689	35,2831
	710	49,5263	49,4062

	850	70,9834	70,8113
CHIEN	212	4,4149	4,4042
	250	6,1393	6,1244
	300	8,8402	8,8187
	425	17,7375	17,6945
	600	35,3287	35,2429
	710	49,4362	49,3162
	850	70,7674	70,5954

Fuente: Autores

Tabla 55. Velocidades de deslizamiento de la partícula para LLan0075

LLAN0075			
CALCULO DE VELOCIDADES DE DESLIZAMIENTO DE LA PARTICULA			
CORRELACION	D. PARTÍCULA	V. NORMAL	V. con CW (%) 65,00
LEY DE STOKES	212	1,5975	1,5622
	250	2,2215	2,1724
	300	3,1989	3,1283
	425	6,4201	6,2784
	600	12,7959	12,5135
	710	17,9179	17,5224
	850	25,6807	25,1139
CHIEN	212	1,5973	1,5620
	250	2,2212	2,1722
	300	3,1986	3,1280
	425	6,4192	6,2775
	600	12,7928	12,5104
	710	17,9119	17,5165
	850	25,6678	25,1011

Fuente: Autores

Tabla 56. Velocidades de deslizamiento de la partícula para LLan0099

LLAN0099			
CALCULO DE VELOCIDADES DE DESLIZAMIENTO DE LA PARTICULA			
CORRELACION	D. PARTÍCULA	V. NORMAL	V. con CW (%) 85,00
LEY DE STOKES	212	2,3235	2,2372
	250	3,2311	3,1111
	300	4,6528	4,4800
	425	9,3381	8,9912
	600	18,6115	17,9202
	710	26,0613	25,0933
	850	37,3524	35,9649
CHIEN	212	2,3232	2,2369
	250	3,2307	3,1107
	300	4,6522	4,4794
	425	9,3362	8,9894
	600	18,6043	17,9131
	710	26,0462	25,0783
	850	37,3177	35,9306

Fuente: Autores

Tabla 57. Velocidades de deslizamiento de la partícula para LLan0117

LLAN0117					
CALCULO DE VELOCIDADES DE DESLIZAMIENTO DE LA PARTICULA					
CORRELACION	D. PARTICULA	V. NORMAL	V. con CW (%) 26,00	V. con ANGULO (13°)	V. con CW Y ÁNGULO
LEY DE STOKES	212	4,0578	4,0042	4,16	4,1096
	250	5,6428	5,5684	5,79	5,7148
	300	8,1257	8,0185	8,34	8,2294
	425	16,3079	16,0927	16,74	16,5160
CHIEN	212	4,0572	4,0037	4,16	4,11
	250	5,6419	5,5675	5,79	5,71
	300	8,1240	8,0168	8,34	8,23
	425	16,3012	16,0861	16,73	16,51

Fuente: Autores

Tabla 58. Velocidades de deslizamiento de la partícula para LLan0120

LLAN0120					
CALCULO DE VELOCIDADES DE DESLIZAMIENTO DE LA PARTÍCULA					
CORRELACION	D. PARTICULA	V. NORMAL	V. con CW (%) 52,00	V. con ANGULO (32,2°)	V. con CW Y ÁNGULO
LEY DE TOKES	212	5,9322	5,7730	7,01	6,8223
	250	8,2495	8,0281	9,75	9,4873
	300	11,8793	11,5604	14,04	13,6617
	425	23,8411	23,2012	28,17	27,4184
	600	47,5173	46,2419	56,15	54,6470
	710	66,5374	64,7515	78,63	76,5210
	850	95,3646	92,8050	112,70	109,6736
CHIEN	212	5,9312	5,7720	7,01	6,82
	250	8,2476	8,0262	9,75	9,49
	300	11,8754	11,5566	14,03	13,66
	425	23,8230	23,1833	28,15	27,40
	600	47,4244	46,1496	56,04	54,54
	710	66,3267	64,5420	78,38	76,27
	850	94,8553	92,2983	112,10	109,07

Fuente: Autores

Tabla 59. Velocidades de deslizamiento de la partícula para LLan0093

LLAN0093					
CALCULO DE VELOCIDADES DE DESLIZAMIENTO DE LA PARTÍCULA					
CORRELACION	D. PARTICULA	V. NORMAL	V. con CW (%) 72,00	V. con ANGULO (21,75°)	V. con CW Y ÁNGULO
LEY DE STOKES	425	7,2476	7,0695	7,80	7,61
	600	14,4451	14,0902	15,55	15,17
	710	20,2272	19,7301	21,78	21,24
	850	28,9906	28,2782	31,21	30,45
CHIEN	425	7,3737	7,1040	7,94	7,65
	600	14,6947	14,1572	15,82	15,24
	710	20,5743	19,8216	22,15	21,34
	850	29,4818	28,4031	31,74	30,58

Fuente: Autores

Tabla 60. Velocidades de deslizamiento de la partícula para LLan0094

LLAN0094					
CALCULO DE VELOCIDADES DE DESLIZAMIENTO DE LA PARTICULA					
CORRELACION	D. PARTÍCULA	V. NORMAL	V. con CW (%) 80,00	V. con ANGULO (22°)	V. con CW Y ÁNGULO
LEY DE STOKES	212	11,0008	10,6216	11,86	11,4558
	250	15,2980	14,7706	16,50	15,9306
	300	22,0291	21,2697	23,76	22,9402
	425	44,2113	42,6872	47,68	46,0397
	600	88,1167	85,0791	95,04	91,7608
	710	123,3878	119,1344	133,08	128,4906
	850	176,8453	170,7491	190,73	184,1588
CHIEN	212	10,9966	10,6174	11,86	11,45
	250	15,2892	14,7620	16,49	15,92
	300	22,0089	21,2497	23,74	22,92
	425	44,1041	42,5811	47,57	45,93
	600	87,5361	84,5036	94,41	91,14
	710	122,0599	117,8180	131,65	127,07
	850	173,6399	167,5725	187,28	180,73

Fuente: Autores

Anexo 5. Costos propios de cada sistema de levantamiento

5.1 MANTENIMIENTO

Los SLA necesitan mantenimiento de sus partes para garantizar su óptimo funcionamiento. Por esta razón se deben realizar mantenimientos mecánicos y eléctricos tanto a las unidades de BM como a las partes instaladas en superficie de los sistemas PCP.

5.1.1 Mantenimiento de Bombeo Mecánico

Mantenimiento mecánico de las unidades de Bombeo Mecánico (BM)

El mantenimiento mecánico se realiza de manera preventiva y correctiva. A continuación se mencionan las generalidades de cada uno.

Mantenimiento mecánico preventivo: Las empresas operadoras por lo general cada 4 meses, es decir 3 veces al año, realizan un mantenimiento de este tipo a las unidades de bombeo mecánico. La tabla 61 muestra el resumen de los costos de un mantenimiento mecánico preventivo promedio en una unidad de bombeo mecánico. Como se puede observar, este tipo de mantenimiento tiene un costo de US\$ 48.42 por pozo.

Tabla 61. Mantenimiento mecánico preventivo a unidades BM

Descripción	Costo (US \$)
Costo de mano de obra	9,62
Análisis de muestra de aceite	35,16
Costo de la Grasa	4
TOTAL	48,42

Fuente: Departamento de ingeniería, Gerencia de Valle Medio de Magdalena

Mantenimiento mecánico correctivo

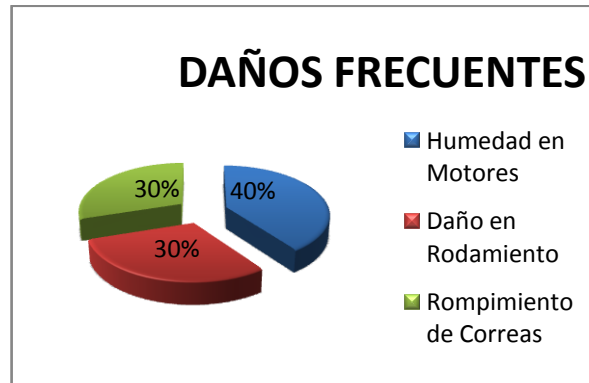
Cambio de aceite: Se toma una muestra de aceite de la caja reductora, esta muestra es enviada a análisis de laboratorio donde se observan las características del aceite que especifican si cumple o no con los requerimientos necesarios. En caso de resultados negativos se debe realizar el cambio de aceite asumiendo un costo aproximado de mano de obra de US\$ 20 y un costo promedio de aceite de

US\$ 426, es decir, un cambio de aceite representa un total de 446 dólares. En Llanito se realiza por lo general 1 cambio de aceite cada 2 años.

Daños frecuentes en el equipo de superficie

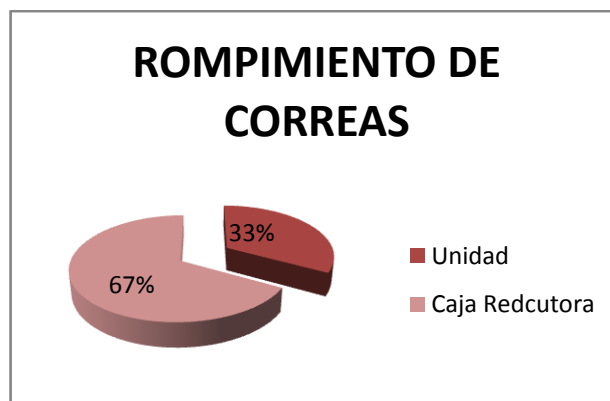
Los daños más frecuentes encontrados en los mantenimientos de las unidades son mostrados en las figuras 30, 31 y 32 .

Fig. 30. Daños frecuentes al equipo de superficie



Fuente: AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

Fig. 31. Rompimiento de correas



Fuente: AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

El rompimiento de correas puede ocurrir en las correas largas que comunican el movimiento del motor a la caja reductora o en las correas de la caja reductora.

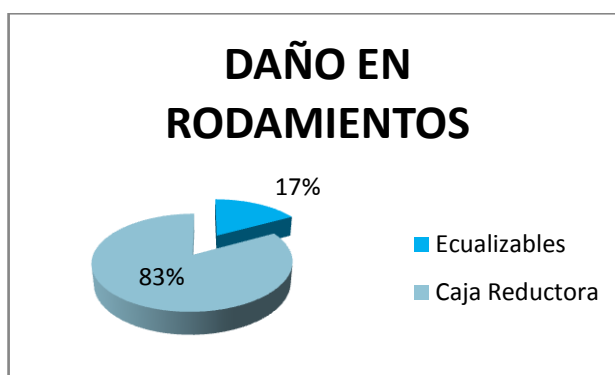
La tabla 62 presenta los costos para los dos cambios de correa. Aproximadamente se cambian 1 vez al año por pozo

Tabla 62. Costos de cambios de correa (unidad y caja reductora)

Cambio de correas – Caja reductora		Cambio de correas de la unidad en BM	
Descripción	Costo (US\$)	Descripción	Costo (US\$)
Costo de mano de obra	14,43	Costo de mano de obra	14,43
Costo correas- caja reduct.	79,11	Costo Correas de la unidad	430,71
Alquiler Brazo Articulado	4,12	Alquiler Brazo articulado	4,12
Total (US\$)	97,66	Total (US\$)	449,25

Fuente: AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

Fig. 32. Daño en rodamientos



Fuente: AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

Si los rodamientos presentan fallas, se deben cambiar asumiendo el siguiente costo en promedio para cada par de rodamientos mostrados en la tabla 63.

Tabla 63. Cambio de rodamientos en BM

Descripción	Costo (US \$)
Costo de mano de obra	36,15
Rodamientos (el par)	470,26
Alquiler de la P&H	16,02
TOTAL	522,43

Fuente: AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

De no presentarse daño en estos rodamientos se deben cambiar cada 4 años, ya que en este tiempo cumplen su ciclo de vida útil. En promedio, aproximadamente cada 2 años se cambia un par de rodamientos a una unidad de bombeo mecánico.

Mantenimiento eléctrico en bombeo mecánico

Aparte de realizar el mantenimiento mecánico a la unidad de bombeo, también se le realiza mantenimiento eléctrico que incluye un mantenimiento al tablero de control de la unidad y al motor.

El mantenimiento al tablero de control se realiza una vez al año, y el tiempo requerido para este fin es aprox. 2 horas y media. Este mantenimiento tiene un costo promedio de US\$15.

Por otra parte, para realizarle un mantenimiento al motor es necesario retirar el motor de la unidad. El mantenimiento dura 2 días durante los cuales la unidad de bombeo se deja trabajando con un motor back up. Este mantenimiento se realiza dos veces al año. Los costos de esta tarea son mostrados en la tabla 64.

Tabla 64. Mantenimiento al motor con cambio de rodamientos en BM

Descripción	Costo (US\$) Cambio de Rodamiento
Costos de mano de obra	106,04
Costos de rodamientos	202,17
Costos de la grasa (2lb)	7,27
Alquiler Brazo articulado	98,89
Total (Us\$)	414,37

Fuente: AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

Si requiere un cambio de rodamientos tiene un costo adicional de aprox. US\$200. A menudo, en uno de los dos mantenimientos que se le realizan al año al motor, se le cambian un par de rodamientos

En general, se presentan los costos de mantenimiento tanto mecánico como eléctrico estimados a un año, los cuales se observan en la tabla 65.

Tabla 65. Costo de mantenimiento anual de una unidad de BM

Mantenimiento	Descripción	Costo(US\$)/ Mantenimiento	Mtto/Año	
MECÁNICO	Engrase y revisión	48,42	3	
	Cambio de aceite	445,55	0,5	
	Cambio rodamientos de la unidad	522,43	0,5	
	Cambio de correas de la unidad	449,25	1	
	Cambio de correas de la caja reductora	97,66	1	
ELECTRICO	Mantenimiento al tablero de control	14,26	1	
	Mantenimiento al motor	Sin rodamientos	212,20	1
		Con rodamientos	414,37	1
Costo total de mantenimiento al año (US\$)		1817,51	9	

Fuente: AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

5.1.2 MANTENIMIENTO A LOS SISTEMAS PCP

Al igual que en el sistema de bombeo mecánico, al sistema PCP también se le realiza mantenimiento mecánico (preventivo y correctivo) y eléctrico.

Mantenimiento mecánico preventivo: Los procedimientos pueden ser un cambio de aceite a cabezales y mantenimiento o engrase.

El primer cambio de aceite debe realizarse después de las primeras 200 horas de trabajo. Los siguientes cambios de aceite se deben realizar con una periodicidad de 5000 horas de trabajo (2 veces al año), o en su defecto cuando el aceite que aparezca en el visor se torne de color negro o gris. La mano de obra (US\$2,5) y el costo del aceite (US\$6-promedio) suman un total de US\$8.

Para el Mantenimiento o Engrase; la lubricación de los empaques es esencial para mantener el sello y evitar fugas de fluido, asumiendo un engrase a los empaques de 3 veces al año como lo normal y según los costos presentados en la tabla 66 se tiene un estimativo para el análisis económico.

Tabla 66. Mantenimiento a cabezales de rotación

Descripción	Costo (US\$)
Costo de mano de obra	2,85
Costo de la grasa (0,5 Lt/Pozo)	1,82
Total (US\$)	4,67

Fuente: AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

Mantenimiento mecánico correctivo

Cambio de correas: Una parte que puede fallar en el equipo de superficie de los sistemas PCP son las correas del cabezal. Si están bien tensionadas y alineadas pueden durar 2 años o más, de lo contrario se deben reemplazar asumiendo los costos de la tabla 67.

Tabla 67. Cambio de correas a cabezales de rotación

Descripción	Costo (US\$)
Costo de mano de obra	9,62
Costo de correas del cabezal	210,96
Total (US\$)	220,58

Fuente: AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

Cambio de rodamientos al cabezal de rotación: Estos rodamientos son los encargados de transmitir el movimiento de rotación a la barra lisa, por esto son parte importante del sistema. Se asume un “Run Life” de 5 años, por esta razón se asume un cambio de rodamientos del cabezal al quinto año, asumiendo aprox. los mismos costos para el cambio de rodamientos en las unidades de bombeo, US\$522,43.

MANTENIMIENTO ELECTRICO EN LOS SISTEMAS PCP

El mantenimiento eléctrico consta principalmente del mantenimiento al variador de frecuencia de la unidad y por supuesto, el mantenimiento al motor de la misma. La tabla 68 presenta los costos aproximados de los mantenimientos mecánicos y eléctricos de los sistemas PCP estimados a un año.

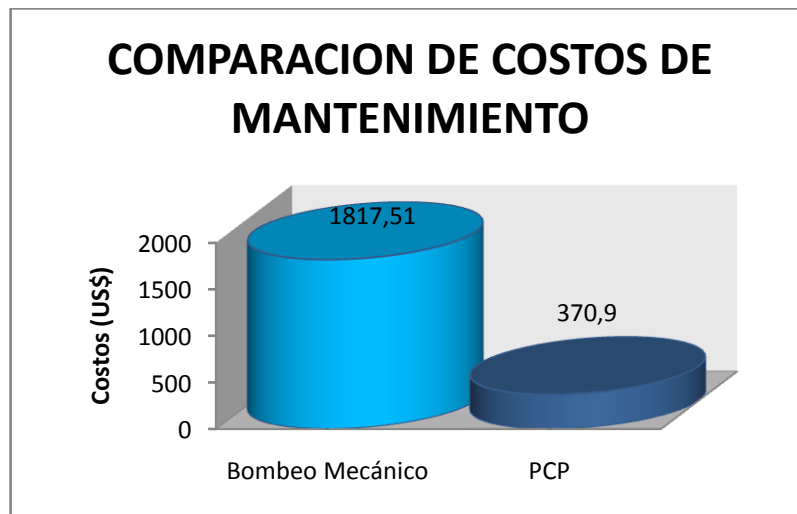
Tabla 68. Costo de mantenimiento anual al sistema PCP

Mantenimient	Descripción	Costo(US\$)/ Mantenimiento	Mtto/Año
MECÁNICO	Engrase y revisión	4,67	3
	Cambio de aceite	8,08	2
	Cambio rodamientos al cabezal	522,43	0,2
	Cambio de correas	220,58	0,5
ELECTRICO	Mantenimiento al variador	42,17	1
	Mantenimiento al Motor	414,89	0,2
Costo total de mantenimiento al año (US\$)		370,09	6,9

Fuente: AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

A manera de resumen, la figura 33 representa las notables diferencias en cuanto a costos de mantenimiento se refiere tanto para Bombeo mecánico y PCP. (Tiempo estimado = 1 año)

Fig. 33. Comparación de costos de mantenimiento



Fuente: AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

5.2 CONSUMO DE ENERGIA

Una parte vital para el análisis económico son los consumos de energía que generan los dos sistemas de levantamiento artificial.

Consumo de energía en Bombeo Mecánico

Con datos suministrados por el departamento de producción se obtuvo un estimado de KWH/DIA consumidos por las unidades de bombeo mecánico.

Corroborando esta información con la brindada por el departamento de ingeniería, se obtuvo un promedio de consumo diario por pozo, el cual fue de 136 Kwh/Dia. Este valor al multiplicarlo por el valor que maneja la compañía prestadora del servicio de energía (US\$ 0,06 Kw/h), se obtiene US\$ 8,16 diarios por pozo. En conclusión se estima un promedio de US\$ 2978,4 de costo anual por pozo

Consumo de energía en sistemas PCP

El consumo de energía en pozos con PCP, se obtuvo de un estimativo trabajado en Galán, puesto que llanito no cuenta con estos sistemas de levantamiento artificial. Se midió directamente en el variador de frecuencia debido a que este arroja datos con los KW totales consumidos y también las horas Run que lleva el sistema desde que se instaló, gracias a esto resulta sencillo calcular los KWh/ día consumidos por cada sistema, como lo muestra la tabla 69.

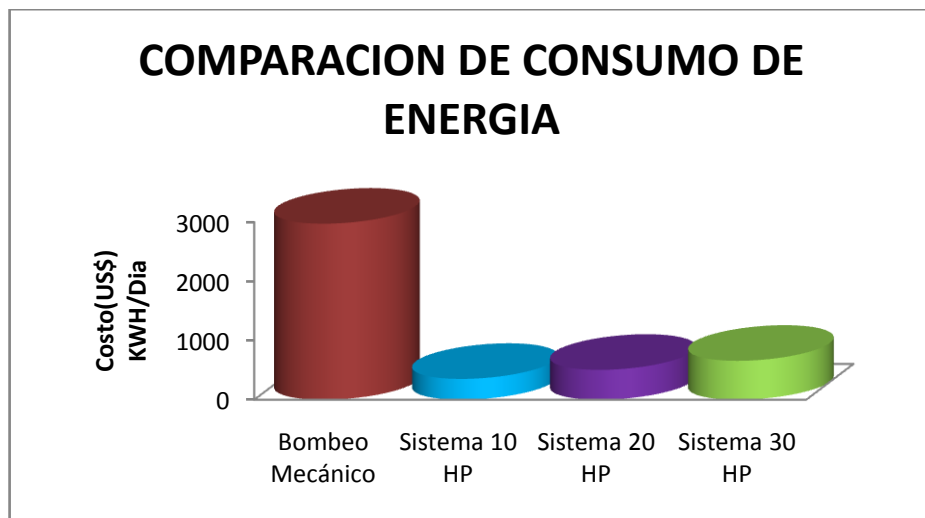
Tabla 69. Consumo de energía en PCP

Sistema	Consumo (KWH/Día)	Costo diario/pozo (US\$)	Costo anual/pozo (US\$)
10 HP	16	0,96	350,4
20 Hp	23	1,38	503,7
30 HP	30	1,8	657

Fuente: AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

La comparación del consumo de energía de los dos sistemas es mostrado en la figura 34.

Fig. 34. Comparación de consumo de energía



Fuente: AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

5.3 SERVICIOS A POZO.

Otro factor importante a tener en cuenta en la evaluación económica del posible cambio de levantamiento por bombeo mecánico a PCP, es la cantidad y el costo de servicios a pozo que requiera cada sistema de levantamiento. Los costos promedio de los principales servicios realizados a pozos fríos se presentan en la tabla 70.

Tabla 70. Costos del equipo varillero

Servicios a pozo	U\$/ servicio
Cambio de bomba completo	578,6
Cambio de pistón	232,5

Fuente: AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

Los servicios de varilla partida y tubería rota no se tienen en cuenta para este análisis debido a que suceden independientes de que sistema de levantamiento se esté utilizando. A continuación se presentan los datos para los dos sistemas.

Servicios a pozo con Bombeo Mecánico.

Para cuantificar el número de servicios a pozo por año se evaluó la vida útil de los barriles, pistones y válvulas. Como resultado se observó que en promedio un barril dura 8 meses, los pistones 6 meses y las válvulas 7 meses. Con base en esto se calcula un cambio de bomba completa cada 9 meses cuando se emplea bombeo mecánico. El estimado de costos de servicios a pozo al año es de US\$ 751,4 por pozo al año.

Servicios a pozo con sistema PCP

Como en Llanito solo un pozo funciona con PCP, para estimar la cantidad de servicios, se debe tener presente el tiempo estimado de vida útil de las bombas instaladas en Galán (24 meses). Se escogió este campo debido a que presenta características similares a las encontradas en el campo Llanito.

Es importante resaltar que como las bombas PCP están compuestas solo por rotor y estator, cuando se presenta una falla que amerite cambio se deben cambiar las dos partes, es decir la bomba completa. En la tabla 71 se presenta un estimado de servicios a pozo en el sistema PCP al año.

Tabla 71. Costos de servicios a pozo/año en PCP

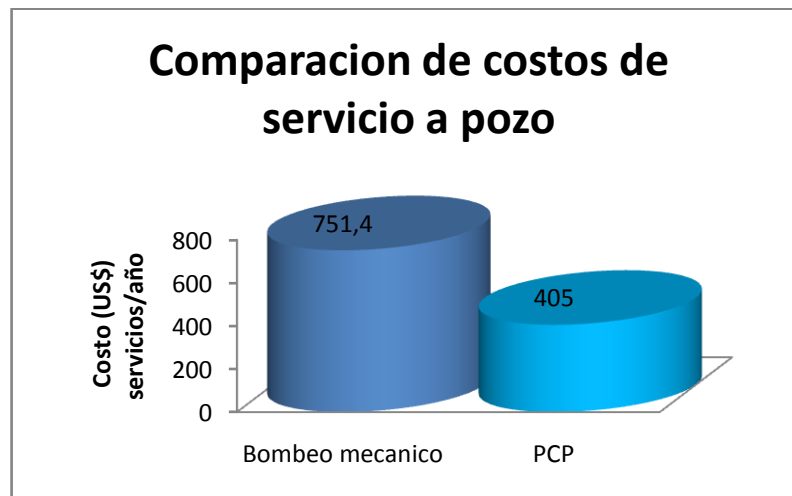
Servicio	Servicios/año	Costo servicios/año
Cambio de bomba completa	0,7	405
Costo total de servicios al año/pozo (US\$)		405

Fuente: AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

Comparación de costos de servicios a pozo

La figura 35 muestra la comparación de costos de servicio a pozo de los sistemas de levantamiento. En la grafica comparativa se observa que los servicios a pozo en sistemas PCP se disminuyen debido a la configuración del sistema, como es sabido el sistema PCP no tiene partes pequeñas como válvulas que puedan ser susceptibles a daños.

Fig. 35. Comparación de costos de servicios a pozo



Fuente: AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

En cuanto a los daños más frecuentes encontrados en los sistemas de bombeo mecánico son causados generalmente por una alta producción de arena.

Las bombas de cavidades progresivas debido a las propiedades elásticas del elastómero tienen buen manejo de arena, por lo que su vida útil se alarga disminuyendo de esta manera la cantidad de servicios a realizar.

Anexo 6. Análisis económico de las fallas de Bombeo Mecánico

Tabla 72. Análisis económico de fallas para Llan0122

Llan0122									
Ubicación de la falla	Días de equipo	Costo equipo/día	Potencial BPD	Días diferida	Diferida en Bbls	Costo equipo	Costo diferida	Costo herramientas	Total
Bomba arenada	3	\$4.680	100	8	800	\$14.040	\$45.600	\$8.000	\$67.640
Bomba arenada	6	\$4.680	100	7	700	\$28.080	\$39.900	\$8.000	\$75.980
Bomba arenada	3	\$4.680	100	9	900	\$14.040	\$51.300	\$8.000	\$73.340
Bomba arenada	4	\$11.000	100	9	900	\$44.000	\$51.300	\$8.000	\$103.300
Varilla	4	\$4.680	100	7	700	\$18.720	\$39.900	\$8.000	\$66.620
Varilla	3	\$4.680	100	20	2000	\$14.040	\$114.000	\$8.000	\$136.040
TOTAL (2 AÑOS)								US\$	522.920

Fuente: Autores

Tabla 73. Análisis económico de fallas para Llan0120

Llan0120									
Ubicación de la falla	Días de equipo	Costo equipo/día	Potencial BPD	Días diferida	Diferida en Bbls	Costo equipo	Costo diferida	Costo herramientas	Total
Bomba arenada	5	\$4.680	22	9	198	\$23.400	\$11.286	\$8.000	\$42.686
tubería por cuerpo	6	\$4.680	22	13	286	\$28.080	\$16.302	\$8.000	\$52.382
TOTAL (1 AÑO)								US\$	95.068

Fuente: Autores

Tabla 74. Análisis económico de fallas para Llan0106

Llan0106									
Ubicación de la falla	Días de equipo	Costo equipo/día	Potencial BPD	Días diferida	Diferida en Bbls	Costo equipo	Costo diferida	Costo herramientas	Total
Bomba arenada	6	\$4.680	17	10	170	\$28.080	\$9.690	\$8.000	\$45.770
Bomba arenada	2	\$11.000	17	6	102	\$22.000	\$5.814	\$8.000	\$35.814
Bomba arenada	3	\$4.680	17	7	119	\$14.040	\$6.783	\$8.000	\$28.823
Varilla	1	\$4.680	17	5	85	\$4.680	\$4.845	\$8.000	\$17.525
tubería	11	\$4.680	17	22	374	\$51.480	\$21.318	\$8.000	\$80.798
tubería	10	\$4.680	17	20	340	\$46.800	\$19.380	\$8.000	\$74.180
tubería	6	\$4.680	17	18	306	\$28.080	\$17.442	\$8.000	\$53.522
TOTAL	(4 AÑOS)							US\$	336.432

Fuente: Autores

Tabla 75. Análisis económico de fallas para Llan0094

Llan0094									
Ubicación de la falla	Días de equipo	Costo equipo/día	Potencial BPD	Días diferida	Diferida en Bbls	Costo equipo	Costo diferida	Costo herramientas	Total
Bomba arenada	6	\$4.680	22	15	330	\$28.080	\$18.810	\$8.000	\$54.890
Bomba arenada	4	\$11.000	22	13	286	\$44.000	\$16.302	\$8.000	\$68.302
Bomba arenada	1	\$11.000	22	11	242	\$11.000	\$13.794	\$8.000	\$32.794
Bomba arenada	1	\$4.680	22	11	242	\$4.680	\$13.794	\$8.000	\$26.474
Bomba arenada	4	\$11.000	22	7	154	\$44.000	\$8.778	\$8.000	\$60.778
Varilla	6	\$4.680	22	15	330	\$28.080	\$18.810	\$8.000	\$54.890
Tubería	4	\$4.680	22	19	418	\$18.720	\$23.826	\$8.000	\$50.546
TOTAL	(6 AÑOS)							US\$	348.674

Fuente: Autores

Tabla 76. Análisis económico de fallas para Llan0102

Llan0102									
Ubicación de la falla	Días de equipo	Costo equipo/día	Potencial BPD	Días diferida	Diferida en Bbls	Costo equipo	Costo diferida	Costo herramientas	Total
Bomba arenada	1	\$4.680	40	5	200	\$4.680	\$11.400	\$8.000	\$24.080
Bomba arenada	22	\$4.680	40	26	1040	\$102.960	\$59.280	\$8.000	\$170.240
Bomba arenada	11	\$4.680	40	15	600	\$51.480	\$34.200	\$8.000	\$93.680
Bomba arenada	1	\$4.680	40	5	200	\$4.680	\$11.400	\$8.000	\$24.080
Bomba arenada	1	\$4.680	40	5	200	\$4.680	\$11.400	\$8.000	\$24.080
Bomba arenada	3	\$4.680	40	7	280	\$14.040	\$15.960	\$8.000	\$38.000
Bomba arenada	2	\$4.680	40	6	240	\$9.360	\$13.680	\$8.000	\$31.040
Bomba arenada	9	\$11.000	40	13	520	\$99.000	\$29.640	\$8.000	\$136.640
Bomba arenada	15	\$4.680	40	29	1160	\$70.200	\$66.120	\$8.000	\$144.320
Bomba arenada	10	\$4.680	40	14	560	\$46.800	\$31.920	\$8.000	\$86.720
Bomba arenada	10	\$4.680	40	14	560	\$46.800	\$31.920	\$8.000	\$86.720
Bomba arenada	5	\$11.000	40	9	360	\$55.000	\$20.520	\$8.000	\$83.520
Varilla	3	\$4.680	40	6	240	\$14.040	\$13.680	\$8.000	\$35.720
Varilla	5	\$4.680	40	8	320	\$23.400	\$18.240	\$8.000	\$49.640
Varilla	4	\$4.680	40	6	240	\$18.720	\$13.680	\$8.000	\$40.400
Varilla	11	\$4.680	40	18	720	\$51.480	\$41.040	\$8.000	\$100.520
Varilla	4	\$4.680	40	21	840	\$18.720	\$47.880	\$8.000	\$74.600
Tubería	6	\$4.680	40	10	400	\$28.080	\$22.800	\$8.000	\$58.880
Tubería	5	\$4.680	40	9	360	\$23.400	\$20.520	\$8.000	\$51.920
Tubería	7	\$4.680	40	9	360	\$32.760	\$20.520	\$8.000	\$61.280
Tubería	5	\$4.680	40	8	320	\$23.400	\$18.240	\$8.000	\$49.640
Tubería	17	\$4.680	40	60	2400	\$79.560	\$136.800	\$8.000	\$224.360
TOTAL	(7 AÑOS)							US\$	1.690.080

Fuente: Autores

Tabla 77. Análisis económico de fallas para Llan0097

Llan0097									
Ubicación de la falla	Días de equipo	Costo equipo/día	Potencial BPD	Días diferida	Diferida en Bbls	Costo equipo	Costo diferida	Costo herramientas	Total
Bomba arenada	4	\$4.680	90	11	990	\$18.720	\$56.430	\$8.000	\$83.150
Bomba arenada	5	\$11.000	90	12	1080	\$55.000	\$61.560	\$8.000	\$124.560
Bomba arenada	5	\$4.680	90	14	1260	\$23.400	\$71.820	\$8.000	\$103.220
Bomba arenada	7	\$4.680	90	67	6030	\$32.760	\$343.710	\$8.000	\$384.470
Bomba arenada	3	\$11.000	90	14	1260	\$33.000	\$71.820	\$8.000	\$112.820
Bomba arenada	8	\$4.680	90	19	1710	\$37.440	\$97.470	\$8.000	\$142.910
Bomba arenada	2	\$4.680	90	6	540	\$9.360	\$30.780	\$8.000	\$48.140
Bomba arenada	7	\$11.000	90	12	1080	\$77.000	\$61.560	\$8.000	\$146.560
Bomba arenada	5	\$4.680	90	8	720	\$23.400	\$41.040	\$8.000	\$72.440
Varilla	8	\$4.680	90	14	1260	\$37.440	\$71.820	\$8.000	\$117.260
Varilla	9	\$4.680	90	16	1440	\$42.120	\$82.080	\$8.000	\$132.200
Tubería	5	\$4.680	90	13	1170	\$23.400	\$66.690	\$8.000	\$98.090
Tubería	5	\$4.680	90	13	1170	\$23.400	\$66.690	\$8.000	\$98.090
Tubería	20	\$4.680	90	25	2250	\$93.600	\$128.250	\$8.000	\$229.850
Tubería	4	\$4.680	90	7	630	\$18.720	\$35.910	\$8.000	\$62.630
Tubería	6	\$4.680	90	9	810	\$28.080	\$46.170	\$8.000	\$82.250
TOTAL	(5 AÑOS)							US\$	2.038.640

Fuente: Autores

Tabla 78. Análisis económico de fallas para Llan0075

Llan0075									
Ubicación de la falla	Días de equipo	Costo equipo/día	Potencial BPD	Días diferida	Diferida en Bbls	Costo equipo	Costo diferida	Costo herramientas	Total
Bomba arenada	5	\$4.680	226	11	2486	\$23.400	\$141.702	\$8.000	\$173.102
Bomba arenada	4	\$11.000	226	10	2260	\$44.000	\$128.820	\$8.000	\$180.820
Bomba arenada	3	\$4.680	226	8	1808	\$14.040	\$103.056	\$8.000	\$125.096
Varilla	2	\$4.680	226	7	1582	\$9.360	\$90.174	\$8.000	\$107.534
Varilla	2	\$4.680	226	8	1808	\$9.360	\$103.056	\$8.000	\$120.416
Varilla	7	\$4.680	226	12	2712	\$32.760	\$154.584	\$8.000	\$195.344
Varilla	3	\$4.680	226	5	1130	\$14.040	\$64.410	\$8.000	\$86.450
Tubería	16	\$4.680	226	21	4746	\$74.880	\$270.522	\$8.000	\$353.402
Tubería	5	\$4.680	226	11	2486	\$23.400	\$141.702	\$8.000	\$173.102
Tubería	4	\$4.680	226	11	2486	\$18.720	\$141.702	\$8.000	\$168.422
Tubería	7	\$4.680	226	14	3164	\$32.760	\$180.348	\$8.000	\$221.108
Tubería	5	\$4.680	226	10	2260	\$23.400	\$128.820	\$8.000	\$160.220
Tubería	10	\$4.680	226	14	3164	\$46.800	\$180.348	\$8.000	\$235.148
TOTAL	(5 AÑOS)							US\$	2.300.164

Fuente: Autores**Tabla 79.** Análisis económico de fallas para Llan0093

Llan0093									
Ubicación de la falla	Días de equipo	Costo equipo/día	Potencial BPD	Días diferida	Diferida en Bbls	Costo equipo	Costo diferida	Costo herramientas	Total
Bomba arenada	1	\$11.000	72	24	1728	\$11.000	\$98.496	\$8.000	\$117.496
Bomba arenada	10	\$11.000	72	15	1080	\$110.000	\$61.560	\$8.000	\$179.560
Bomba arenada	11	\$11.000	72	16	1152	\$121.000	\$65.664	\$8.000	\$194.664
Varilla	7	\$4.680	72	13	936	\$32.760	\$53.352	\$8.000	\$94.112
Varilla	2	\$4.680	72	9	648	\$9.360	\$36.936	\$8.000	\$54.296
Tubería	7	\$4.680	72	13	936	\$32.760	\$53.352	\$8.000	\$94.112
Tubería	3	\$4.680	72	10	720	\$14.040	\$41.040	\$8.000	\$63.080
Tubería	6	\$4.680	72	9	648	\$28.080	\$36.936	\$8.000	\$73.016
TOTAL	(6 AÑOS)							US\$	870.336

Fuente: Autores

Tabla 80. Análisis económico de fallas para Llan0099

Llan0099									
Ubicación de la falla	Días de equipo	Costo equipo/día	Potencial BPD	Días diferida	Diferida en Bbbs	Costo equipo	Costo diferida	Costo herramientas	Total
Bomba arenada	6	\$11.000	100	13	1300	\$66.000	\$74.100	\$8.000	\$148.100
Bomba arenada	1	\$11.000	100	8	800	\$11.000	\$45.600	\$8.000	\$64.600
Bomba arenada	1	\$11.000	100	8	800	\$11.000	\$45.600	\$8.000	\$64.600
Varilla	2	\$4.680	100	9	900	\$9.360	\$51.300	\$8.000	\$68.660
Varilla	2	\$4.680	100	5	500	\$9.360	\$28.500	\$8.000	\$45.860
Tubería	11	\$4.680	100	18	1800	\$51.480	\$102.600	\$8.000	\$162.080
Tubería	4	\$4.680	100	11	1100	\$18.720	\$62.700	\$8.000	\$89.420
Tubería	3	\$4.680	100	10	1000	\$14.040	\$57.000	\$8.000	\$79.040
Tubería	3	\$4.680	100	10	1000	\$14.040	\$57.000	\$8.000	\$79.040
Tubería	4	\$4.680	100	11	1100	\$18.720	\$62.700	\$8.000	\$89.420
Tubería	3	\$4.680	100	8	800	\$14.040	\$45.600	\$8.000	\$67.640
TOTAL (4 AÑOS)									958.460

Fuente: Autores

Tabla 81. Análisis económico de fallas para Llan0117

Llan0117									
Ubicación de la falla	Días de equipo	Costo equipo/día	Potencial BPD	Días diferida	Diferida en Bbbs	Costo equipo	Costo diferida	Costo herramientas	Total
Bomba arenada	4	\$11.000	315	7	2205	\$44.000	\$125.685	\$8.000	\$177.685
Bomba arenada	4	\$11.000	315	7	2205	\$44.000	\$125.685	\$8.000	\$177.685
Bomba arenada	9	\$11.000	315	12	3780	\$99.000	\$215.460	\$8.000	\$322.460
Bomba arenada	11	\$4.680	315	14	4410	\$51.480	\$251.370	\$8.000	\$310.850
Bomba arenada	5	\$4.680	315	8	2520	\$23.400	\$143.640	\$8.000	\$175.040
Bomba arenada	5	\$4.680	315	8	2520	\$23.400	\$143.640	\$8.000	\$175.040
Bomba arenada	3	\$4.680	315	7	2205	\$14.040	\$125.685	\$8.000	\$147.725
Bomba arenada	9	\$4.680	315	15	4725	\$42.120	\$269.325	\$8.000	\$319.445
Tubería	5	\$4.680	315	9	2835	\$23.400	\$161.595	\$8.000	\$192.995
TOTAL (3 AÑOS)									US\$ 1.998.925

Fuente: Autores