

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA
DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE
CON CAVIDADES PROGRESIVAS (ESPCP) EN UN CAMPO
DE ECOPETROL S.A.**

NAYDÚ YESENIA RICO SERRANO

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

2012

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA
DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE
CON CAVIDADES PROGRESIVAS (ESPCP) EN UN CAMPO
DE ECOPETROL S.A.**

NAYDÚ YESENIA RICO SERRANO

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

**Director
JORGE ANDRÉS SÁCHICA ÁVILA
Ingeniero de Petróleos**

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

2012

DEDICATORIA

Doy gracias a Dios por todas sus bendiciones y por acompañarme en todo momento.

A mis padres, especialmente a mi mami por todo su apoyo, comprensión y amor incondicional y a mi papá por creer siempre en mí.

A mis hermanos por ser mis mejores amigos, por todo su amor y cuidados.

A mi novio Pablo Ernesto, por estar conmigo en los buenos y malos momentos, por ser mi gran amigo, por querer lo mejor para mí, por toda su paciencia y amor.

A todos mis amigos, especialmente a Edward Díaz, Rodrigo, Robin, Rúgero, Anderson, Martha Juliana y Jessica Nieto, por hacer mis días más alegres.

Naydú Rico Serrano.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander por permitir formarme en esta profesión.

A Ecopetrol S.A por brindarme un espacio para aprender y afianzar mis conocimientos.

Al Ingeniero Jorge Andrés SÁCHICA Ávila por todas sus enseñanzas y colaboración durante la práctica y el desarrollo de este trabajo.

Al profesor Fernando Calvete por todas las sugerencias y colaboración.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	18
1. GENERALIDADES DEL ACTIVO LLANITO.....	19
1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	19
1.2 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO Y ESTRATIGRAFÍA.....	20
1.3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS	23
1.4 MAPA ESTRUCTURAL DEL ACTIVO LLANITO.....	24
2. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	25
2.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	25
2.1.1 Equipo de superficie	25
2.1.2 Equipo de fondo.....	27
2.2 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS PCP	31
2.2.1 Equipos de superficie.....	31
2.2.2 Equipos de subsuelo.....	33
2.2.3 Funcionamiento	40
2.3 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CON CAVIDADES PROGRESIVAS ESPCP	42
2.3.1 Características y beneficios	43
2.3.2 Componentes del sistema ESPCP.....	44
2.3.3 Equipos de superficie.....	46

3. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS.....	48
3.1 CREACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS.....	48
3.1.1 Procedimiento.....	48
3.1.2 Criterios de selección.....	49
3.1.3 Aplicación de la metodología de análisis	54
3.1.3.1 Historia.....	54
3.1.3.2 Producción.....	54
3.1.3.3 Índice de productividad	56
3.1.3.4 Índice de frecuencia de fallas.....	57
4. RESULTADOS	64
4.1 SELECCIÓN POZO LLANITO 117	73
4.1.1 Recopilación de Información.....	73
4.1.2 Producción	73
4.1.3 Índice de Productividad	78
4.1.4 Índice de Frecuencia de Fallas	80
5. ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA	83
5.1 DATOS DEL POZO	83
5.2 DATOS DEL FLUIDO	84
5.3 FUENTE DE ENERGÍA	84
5.4 POSIBLES PROBLEMAS	84
5.5 SELECCIÓN DE LA BOMBA	84

5.5.1	Tipos de Elastómeros para Hidrocarburos.....	85
5.5.2	Cálculo de Gas.....	85
5.5.3	Calculo del Diferencial de Presión.....	88
5.6	VELOCIDAD DE BOMBEO OPERACIONAL.....	90
5.7	REQUERIMIENTO DE ENERGÍA.....	90
5.8	UNIDAD DE REDUCCIÓN DE ENGRANAJES GRU.....	91
5.9	SECCIÓN DE SELLO.....	91
5.10	SELECCIÓN DEL CABLE.....	91
5.11	VARIADOR DE VELOCIDAD.....	92
6.	ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD FINANCIERA.....	93
6.1	VALOR PRESENTE NETO.....	93
6.2	TASA INTERNA DE RETORNO.....	93
6.3	PAYBACK.....	94
6.4	RELACIÓN COSTO - BENEFICIO:.....	94
6.5	PROCEDIMIENTO Y RESULTADOS.....	94
7.	CONCLUSIONES.....	105
8.	RECOMENDACIONES.....	107
	BIBLIOGRAFIA.....	108
	ANEXOS.....	111

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características del yacimiento de los campos Llanito, Gala y Galán.....	20
Tabla 2. Criterios de selección de cada parámetro.	50
Tabla 3. Justificación de los criterios de selección de cada parámetro.	50
Tabla 4. Reporte de producción para cada pozo.....	55
Tabla 5. Fallas Totales Campo Llanito.....	57
Tabla 6. Fallas Totales Campo Gala.....	57
Tabla 7. Fallas Totales Campo Galán.....	57
Tabla 8. Fallas Totales Activo Llanito.....	58
Tabla 9. Matriz de resultados Campo Galán.	64
Tabla 10. Matriz de resultados Campo Gala.....	65
Tabla 11. Matriz de resultados Campo Llanito.	66
Tabla 12. Matriz de resultados Campo Llanito 3.	67
Tabla 13. Resumen de resultados de la metodología de selección.....	68
Tabla 14. Justificación de los criterios tomados para cada parámetro.	68
Tabla 15. Pozos candidatos por resultados.	72
Tabla 16. Información general pozo Llanito 117.	73
Tabla 17. Producción actual Llanito 117.	74
Tabla 18. Información par el cálculo del IP pozo Llanito 117.	79

Tabla 19. Cálculo IFF Año 2007-2011 para el pozo Llanito 117.....	81
Tabla 20. Datos del pozo Llanito 117.....	83
Tabla 21. Datos del fluido.	84
Tabla 22. Diseño Sistema ESPCP.....	92
Tabla 23. Información básica para el estudio de prefactibilidad financiera.....	95
Tabla 24. Perfil del pozo Llanito 117.....	97
Tabla 25. Parámetros de Declinación.	98
Tabla 26. Resultados del estudio financiero pozo Llanito 117.....	104
Tabla 27. Tiempo real y fallas para el campo Llanito.	112
Tabla 28. Tiempo real y fallas para el campo Llanito 3.	113
Tabla 29. Tiempo real y fallas para el campo Gala.	114
Tabla 30. Tiempo real y fallas para el campo Galán.	115
Tabla 31. Matriz de resultados Campo Gala.....	116
Tabla 32. Matriz de resultados Campo Llanito.	117
Tabla 33. Matriz de resultados Campo Llanito 3.	118
Tabla 34. Matriz de resultados Campo Galán.....	118
Tabla 35. Niveles de fluidos del pozo Llanito 117.	120
Tabla 36. Datos para el cálculo del IPR pozo Llanito 117.	123

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación del Activo Llanito.	19
Figura 2. Formaciones productoras de los campos Llanito, Gala y Galán.....	23
Figura 3. Mapa Estructural del Activo Llanito.	24
Figura 4. Partes del motor BES	27
Figura 5. Bomba Centrífuga.....	29
Figura 6. Equipo de Superficie y de Fondo del Sistema de Bombeo Electrosumergible...	30
Figura 7. Componentes de un Sistema PCP.....	34
Figura 8. Partes principales de la bomba PCP.....	36
Figura 9. Ancla de Torque	38
Figura 10. Centralizador de Varillas.	39
Figura 11. Funcionamiento de una bomba de cavidades progresivas.....	41
Figura 12. Sección transversal de una PCP.....	41
Figura 13. Componentes de un Sistema ESPCP	42
Figura 14. Eje Flexible.	44
Figura 15. Caja Reductora.....	45
Figura 16. Metodología de selección de pozos candidatos.	53
Figura 17. Fallas totales Activo Llanito año 2007.....	58
Figura 18. Fallas totales Activo Llanito año 2008.....	59

Figura 19. Fallas totales Activo Llanito año 2009.....	59
Figura 20. Fallas totales Activo Llanito año 2010.....	60
Figura 21. Fallas totales Activo Llanito año 2011.....	60
Figura 22. Índice de frecuencia de fallas para el Campo Llanito.	62
Figura 23. Índice de frecuencia de fallas para el Campo Gala.	63
Figura 24. Índice de frecuencia de fallas para el Campo Galán.	63
Figura 25. Clasificación de los 10 pozos con mayor caudal.	69
Figura 26. Clasificación de los 10 pozos con mejor índice de productividad.	70
Figura 27. Clasificación de los 10 pozos con mayor índice de frecuencia de fallas.....	70
Figura 28. Zona B pozo Llanito 117.	75
Figura 29. Zona DCB pozo Llanito 117.	76
Figura 30. Corte de Agua reactivando zona DCB pozo Llanito 117.....	77
Figura 31. Producción pozo Llanito 117.....	77
Figura 32. Niveles de fluido para el pozo Llanito 117.....	79
Figura 33. IPR pozo Llanito 117.....	80
Figura 34. Survey 3D pozo Llanito 117.....	81
Figura 35. Curva de declinación de las reservas incorporadas de petróleo.....	99
Figura 36. Curva de declinación del agua.....	99
Figura 37. Estudio financiero Caso I.	100
Figura 38. Estudio financiero Caso II.	101

Figura 39. Estudio financiero Caso III.	102
Figura 40. Documento Macrodinason para wesems.	119
Figura 41. Cálculo del IPR del pozo Llanito 117.	123
Figura 42. Clasificación de las curvas de declinación.	124

ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. TIEMPO REAL ACTIVO Y FALLAS DE LOS CAMPOS DEL ACTIVO LLANITO.....	111
ANEXO B. VALORES PUNTUALES PARA LA MATRIZ DE RESULTADOS.....	115
ANEXO C. DOCUMENTO MACRODINASON PARA WESEMS PARA CALCULAR NIVELES DE FLUIDO.....	118
ANEXO D. NIVELES DE FLUIDO DEL POZO LLANITO 117.....	119
ANEXO E. DATOS PARA EL CÁLCULO DEL IPR DEL POZO LLANITO 117.....	122
ANEXO F. CLASIFICACIÓN DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN.....	123

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CON CAVIDADES PROGRESIVAS (ESPCP) EN UN CAMPO DE ECOPETROL S.A.*

AUTOR: RICO SERRANO, Naydú Yesenia**

PALABRAS CLAVES: Sistemas de levantamiento artificial, prefactibilidad, desviación, fallas, caudal, índice de productividad.

Los sistemas de levantamiento artificial tienen gran importancia en la explotación y producción de hidrocarburos, por lo tanto hacer un buen diseño técnico es indispensable para que sea exitosa la aplicación del mismo, teniendo en cuenta las características principales de los yacimientos, pozos y fluidos producidos.

En algunos casos, cuando se requiere implementar un sistema de levantamiento artificial se tienen algunas limitaciones debidas a diversas condiciones como la profundidad, la desviación, la producción de fluidos y sólidos, entre otros, de allí la necesidad de crear nuevas tecnologías que amplíen el rango de aplicabilidad, como lo es el sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible con cavidades progresivas (ESPCP).

También se tienen limitaciones muy importantes tales como la viabilidad económica del proyecto, haciendo un balance entre los beneficios que se obtendrían y la inversión a realizar.

Este trabajo ofrece bases técnicas y financieras para la posible aplicación del sistema ESPCP en base a la selección de los pozos del activo Llanito de Ecopetrol S.A. realizada a través de una metodología creada, la cual está sujeta a tres parámetros de selección, el caudal, el índice de productividad y el índice de fallas.

En el estudio financiero se tienen en cuenta indicadores como tasa interna de retorno (TIR), payback, relación beneficio costo, eficiencia, valor presente neto (VPN), entre otros, con el fin de tener resultados confiables.

*Trabajo de grado

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Ing. Jorge Andrés Sáchica Ávila.

ABSTRACT

TITLE: FEASIBILITY STUDY FOR THE IMPLEMENTATION OF ARTIFICIAL LIFT SYSTEM FOR ELECTROSUMERSIBLE WITH PROGRESSIVE CAVITY PUMP (ESPCP) IN A FIELD OF ECOPETROL S.A.*

AUTHOR: RICO SERRANO, Naydú Yesenia**

KEYWORDS: Artificial lift system, feasibility, deviation, failures, flow rate, productivity index.

Artificial lift systems are of great importance in hydrocarbon exploration and production, thus making a good technical design is essential to be successful its application, taking into account the main characteristics of the reservoirs, wells and produced fluids.

In some cases, when required to implement an artificial lift system have some limitations due to various conditions such as depth, the deviation, the production of fluids and solids, among others, hence the need for new technologies that expand the range applicability, such as the artificial lift system electrosumersible with progressive cavity pump (ESPCP).

Also have important limitations such as the economic viability of the project, making a balance between the benefits to be gained and investment to make.

This paper provides technical and financial basis for the possible application ESPCP system based on the selection of active wells Llanito of Ecopetrol S.A. performed through a methodology created, which is subject to three selection parameters, flow rate, the productivity index and failure rate.

The study takes into account financial indicators such as internal rate of return (IRR), payback, cost benefit, efficiency, net present value (NVP), among others, in order to have reliable results.

*Work of degree

**Physical-chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Principal Ing. Jorge Andrés Sáchica Ávila.

INTRODUCCIÓN

En la industria de los hidrocarburos es importante investigar nuevas aplicaciones, debido a la dificultad a la hora de extraer el petróleo y los inconvenientes inherentes cuando se van a explotar nuevas zonas.

Por esto se hace necesario implementar nuevas tecnologías que amplíen el rango de aplicabilidad, aprovechando también la economía actual que posibilita la inversión en las mismas, lo que hace un tiempo era complicado debido al bajo precio del barril.

Varios campos colombianos presentan características que dificultan la extracción de petróleo, tales como la geometría, profundidad, consolidación de las formaciones, generando algunas pérdidas que se pueden mitigar implementando el sistema de levantamiento adecuado basados en estudios confiables y precisos y además un buen administración del mismo.

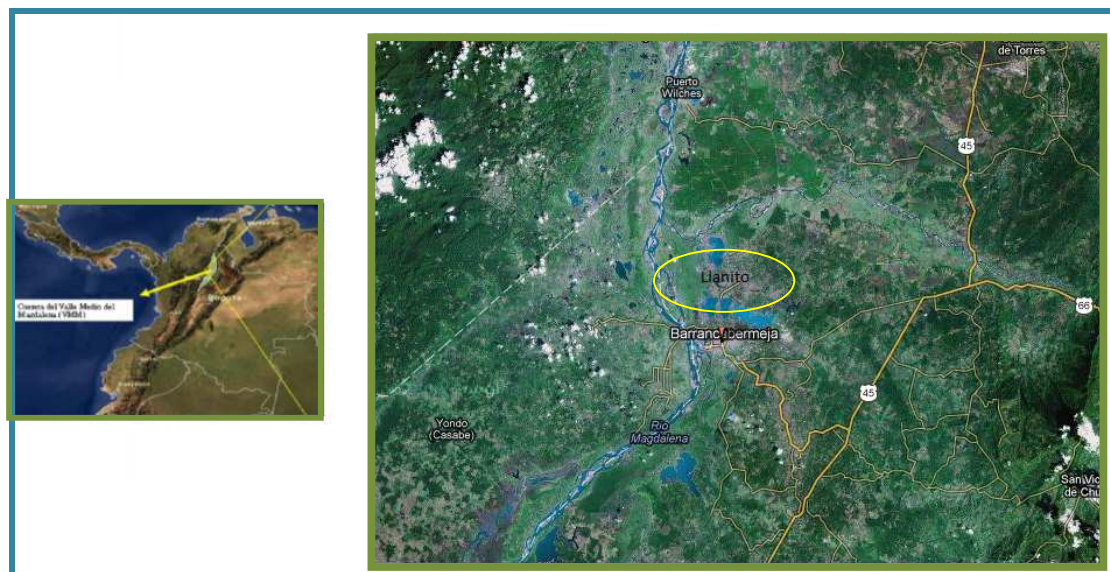
Dadas las necesidades que presenta el campo Llanito, se realizó un estudio que abarca la posible implementación del Sistema de Levantamiento Artificial de Bombeo Electrosumergible con Cavidades Progresivas desde el punto de vista técnico y financiero, con el objetivo de tener bases para la toma de decisiones futuras para el desarrollo del campo.

1. GENERALIDADES DEL ACTIVO LLANITO

1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El activo Llanito de Ecopetrol S.A. está conformado por los campos Llanito, Gala, Galán, con ubicación en la parte norte de la Concesión de Mares, en el Departamento de Santander, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al norte de la ciudad de Barrancabermeja. Limitan al norte con el Río Sogamoso, al sur con el campo Casabe, al este con la Ciénaga de San Silvestre y al oeste con la Ciénaga de Llanito.

Figura 1. Ubicación del Activo Llanito.



Fuente: Estudio integrado de yacimientos campo Llanito-Gala. Ecopetrol 2003.

El activo tiene una extensión aproximada de 70 Km² donde se han perforado alrededor de 270 pozos con áreas de drenaje para cada uno de ellos entre 15 y 20

acres. Su explotación ha sido hasta el momento de tipo primario y tiene como mecanismo de producción gas en solución y empuje parcial de agua. Los principales intervalos productivos lo constituyen areniscas de las Zonas B y C de la Formación Mugrosa, como segundo objetivo las Zonas A y D de la Formación Colorado y Esmeralda-La Paz, respectivamente y un intervalo arenoso del Toro Shale en todos los sectores del área. El aceite original reportado en la actualidad es de 552 Mbbls comprendidos en los tres campos Llanito, Gala y Galán, de los cuales a la fecha se cuenta con un acumulado de 78 Mbbls de petróleo extraídos, alcanzando de esta manera un factor de recobro del 14,1%.

1.2 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO Y ESTRATIGRAFÍA.¹

La Tabla 1 presenta un resumen de las propiedades de yacimiento para las cuatro zonas productivas de los campos Llanito, Gala y Galán. La zona A corresponde a la formación Colorado, las zonas B y C a la formación mugrosa y la zona D a las formaciones Esmeraldas y La Paz respectivamente.

Tabla 1. Características del yacimiento de los campos Llanito, Gala y Galán.

Horizonte Productor	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Espesor Petrolifero	26 pies gasiferos	50 pies	40 pies	18 pies
Porosidad Promedio	21%	17%	18%	15%
Permeabilidad	250 md	150 md	180 md	160 md
Saturación de Agua	25%	40%	40%	47%
Salinidad de agua formación	18000 ppm	23500 ppm	29900 ppm	32000 ppm
Presión de Yacimiento	1880 Psi	2400 Psi	2800 Psi	3200 Psi
Presión Actual	1600 Psi	900-1500 Psi	110 Psi	900 Psi
Temperatura de Yacimiento	130°F	135°F	140°F	140°F
Gravedad API	-	21°API	23°API	24° API
GOR (Inicial)	150 scf/stb	200 scf/stb	200 scf/stb	370 scf/stb
Factor Volumétrico de Formación	-	1,094 Resbl/stb	1,105 Resbl/stb	1,206 Resbl/stb
BSW Inicial	0	0-3%	0-3%	0-3%

Fuente: Estudio integrado de yacimientos campo Llanito-Gala. Ecopetrol 2003.

¹ Estrategias de desarrollo a corto plazo campo Llanito. ICP 2008.

Con base en la información de la columna perforada por los pozos del activo, y el conocimiento geológico que se tiene de la cuenca, a continuación se da una descripción litológica de tope a base de las formaciones de interés.

- **Terciario**

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

- **Formación Real**

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

- **Formación Colorado (Zona A)**

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

- **Formación Mugrosa**

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

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

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

- **Formación Esmeraldas-La Paz (Zona D)**

Predominan los sedimentos limo-arcillosos de coloraciones de grises a gris clara, con delgadas intercalaciones hacia el tope de areniscas blancas, de grano medio a fino, de regular a buena selección, con inclusiones de materia orgánica. Espesor aproximado en el área de 500 pies.

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

A continuación se muestra la columna estratigráfica, que corresponde a las formaciones productoras descritas anteriormente.

1.3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

El activo Llanito presenta las siguientes propiedades petrofísicas:

Porosidad = 15 – 20 %

Espesor = 200 – 2500 [ft]

Saturación de Agua = 30 – 85 %

Permeabilidad = 20 – 500 [mD]

Figura 2. Formaciones productoras de los campos Llanito, Gala y Galán.

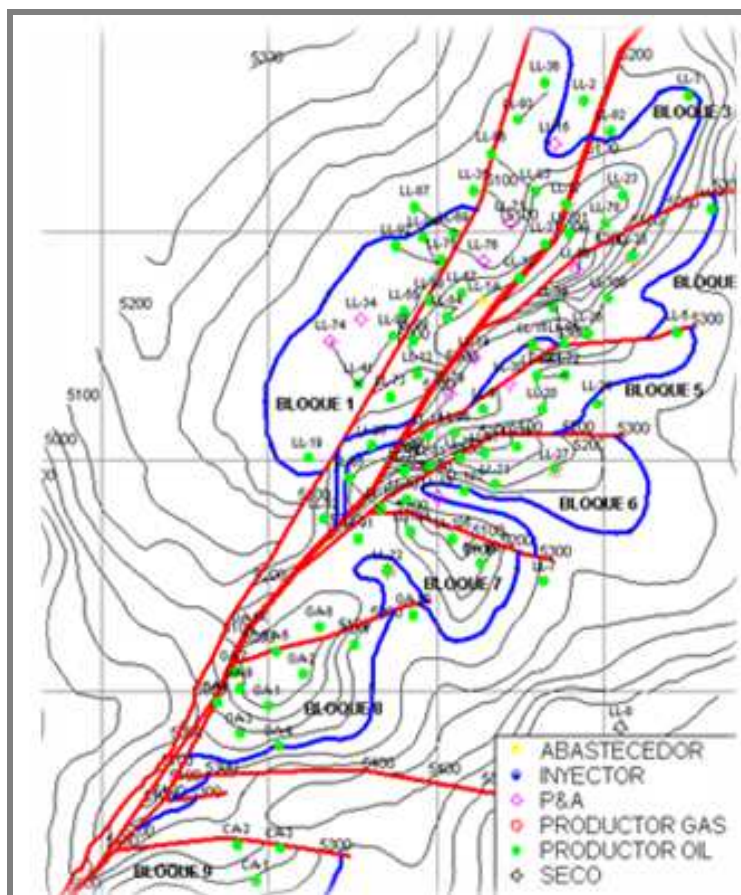
Period	Epoch	Formation	Lithology
TERTIARY	Quaternary	Mesa	
	Pliocene	Real	
		La Cira	
	Miocene	Colorado	
		Mugrosa	
	Oligocene	Esmeraldas	
		La Paz	
	Eocene	Lisama	
		Umir	
	CRETACEOUS	Maestrich.	
Campanian			
Santonian			
Coniacian		La Luna	
Turonian			
Albian		Simiti	
Aptian		Tablazo	
Barremian		Rosa Blanca	
Neocomian	Tambor		
JURASSIC		Girón	
PRE-MESOZOIC		Basement	

Fuente: Generalidades Activo Llanito SOM.

1.4 MAPA ESTRUCTURAL DEL ACTIVO LLANITO

El modelo estructural con el cual se desarrolló el activo Llanito, consiste en una estructura principal de tipo compresional representada por una anticlinal de bajo relieve afectado por fallas de tipo normal con dirección de rumbo preferencial NE – SW.

Figura 3. Mapa Estructural del Activo Llanito.



Fuente: Generalidades Activo Llanito SOM

2. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

La selección e implementación de un sistema de levantamiento artificial depende de las condiciones y las necesidades del pozo, por tal razón a continuación se explicará brevemente los dos sistemas de levantamiento artificial convencionales que conforman el sistema de levantamiento de bombeo electrosumergible con cavidades progresivas ESPCP con el fin de conocer sus principales características.

2.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El bombeo electrosumergible es un sistema de levantamiento que se caracteriza por manejar altos caudales a diferentes profundidades. Este sistema emplea una bomba centrífuga que está acoplada con un motor, transformando la energía eléctrica en energía de presión la cual impulsa la columna de fluido de un nivel determinado hasta superficie.

El sistema ESP está compuesto por dos equipos, uno de superficie y uno de fondo.

2.1.1 Equipo de superficie

- **Cabezal de Pozo:** El cabezal puede ser de dos tipos: cabezal tipo Hércules, se utiliza en pozos con baja presión en el anular y en instalaciones no muy profundas, estos poseen un colgador de tubería tipo cuña y un pasaje para el cable. El cabezal tipo roscado se utiliza en operaciones costa afuera, pozos con alta presión de gas en el anular o para

instalaciones muy profundas. El cabezal de boca de pozo debe estar equipado con un empaque cerrado alrededor del cable y la tubería de producción para evitar fugas de gas o la surgencia imprevista del pozo.

- **Generador de Potencia eléctrica:** Es el equipo que genera la potencia eléctrica necesaria para la operación de fondo. El principal medio para la generación de la potencia eléctrica en un campo es un generador de corriente alterna AC. Estos generadores convierten la energía mecánica en energía eléctrica la cual se transmite a través del sistema de transmisión y de distribución.
- **Transformador Reductor (SDT):** Se encarga de reducir el voltaje de la línea de alta tensión al voltaje requerido en la entrada del variador de velocidad o del controlador, si se tiene un generador no es necesario emplear el transformador reductor SDT.
- **Variador de frecuencia:** Es el equipo encargado de controlar la frecuencia de trabajo del motor de la bomba, por lo tanto se puede aumentar o disminuir la velocidad de la misma. La velocidad es directamente proporcional a la frecuencia de operación, por lo tanto el caudal entregado por la bomba de acuerdo a su velocidad puede ser controlado por la variación de la frecuencia suministrada, teniendo en cuenta los límites de carga que pueda soportar el motor.
- **Transformador Elevador (SUT):** Se encarga de incrementar el voltaje que sale del controlador de frecuencia al voltaje nominal requerido por el motor para que opere eficientemente.²

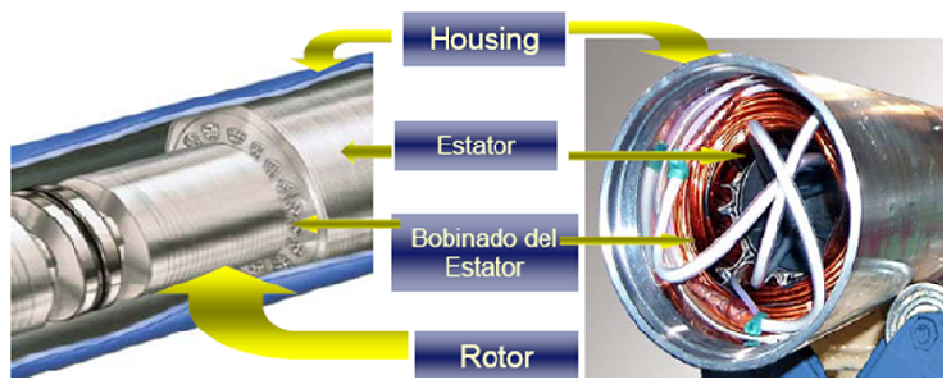
² PEÑA, Fredy. Trabajo de Grado Bombeo Electrosumergible - Descripción, diseño y monitoreo. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga: 2005. p.: 58.

- **Caja de venteo:** Está localizada entre el cabezal del pozo y el tablero de control, en esta se une el cable de potencia que suministra la energía al motor con el equipo de superficie. Su principal función es ventear cualquier migración de gas proveniente del pozo a través del cable de potencia³.

2.1.2 Equipo de fondo

- **Motor:** Los motores utilizados en bombeo electrosumergible pueden ser motores de inducción, trifásicos, tipo jaula de ardilla y dos polos. Está diseñado de acuerdo a los requerimientos de potencia de cada etapa, el gradiente de fluido y la cabeza total dinámica a levantar. Estos motores son llenados con aceite mineral altamente refinado y con alta resistencia dieléctrica para soportar las condiciones a las cuales es sometido.

Figura 4. Partes del motor BES

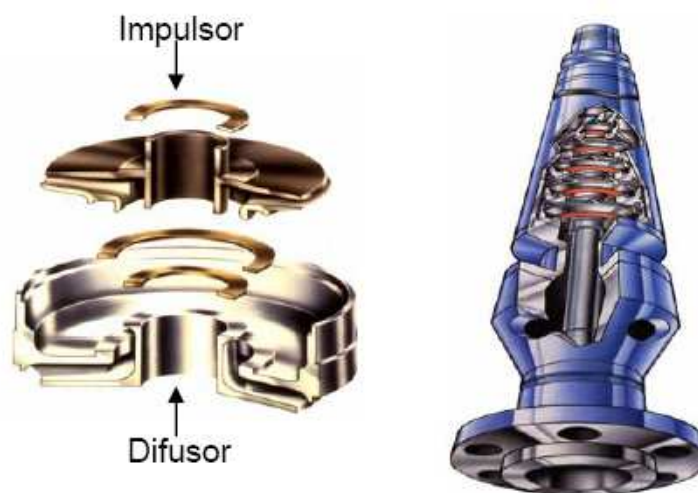


Fuente: PEÑA, Fredy. *Tesis de grado BES – Descripción, Diseño y Monitoreo*. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga: 2005.

³ PEÑA, Óp. cit., p.: 58.

- **Sello Protector:** Este sello conecta el eje del motor a la bomba o al separador de gas. Sus principales funciones son evitar que el fluido del pozo contamine el fluido dieléctrico del motor, absorber esfuerzos que transmite el eje de la bomba.
- **Entrada de la bomba (Intake):** Es un ensamblaje mecánico a través del cual pasa el fluido del pozo al interior de la bomba, también sirve para darle rodamiento que absorbe los esfuerzos axiales que transmite el eje.
- **Cable de Potencia:** Es uno de los componentes más importantes y delicados del sistema BES. Su función es transmitir la energía eléctrica desde la superficie al motor y transmitir las señales de presión y temperatura registradas por el sensor de fondo a la superficie.
- **Bomba Centrífuga:** Está conformada por un número determinado de etapas y cada etapa permite bombear una cantidad de fluido de acuerdo al diseño de la misma, el número de etapas a utilizar depende del caudal que se quiera levantar. Cada etapa consiste en un impulsor rotativo y un difusor estacionario, los cuales e dan la energía al fluido.

Figura 5. Bomba Centrífuga

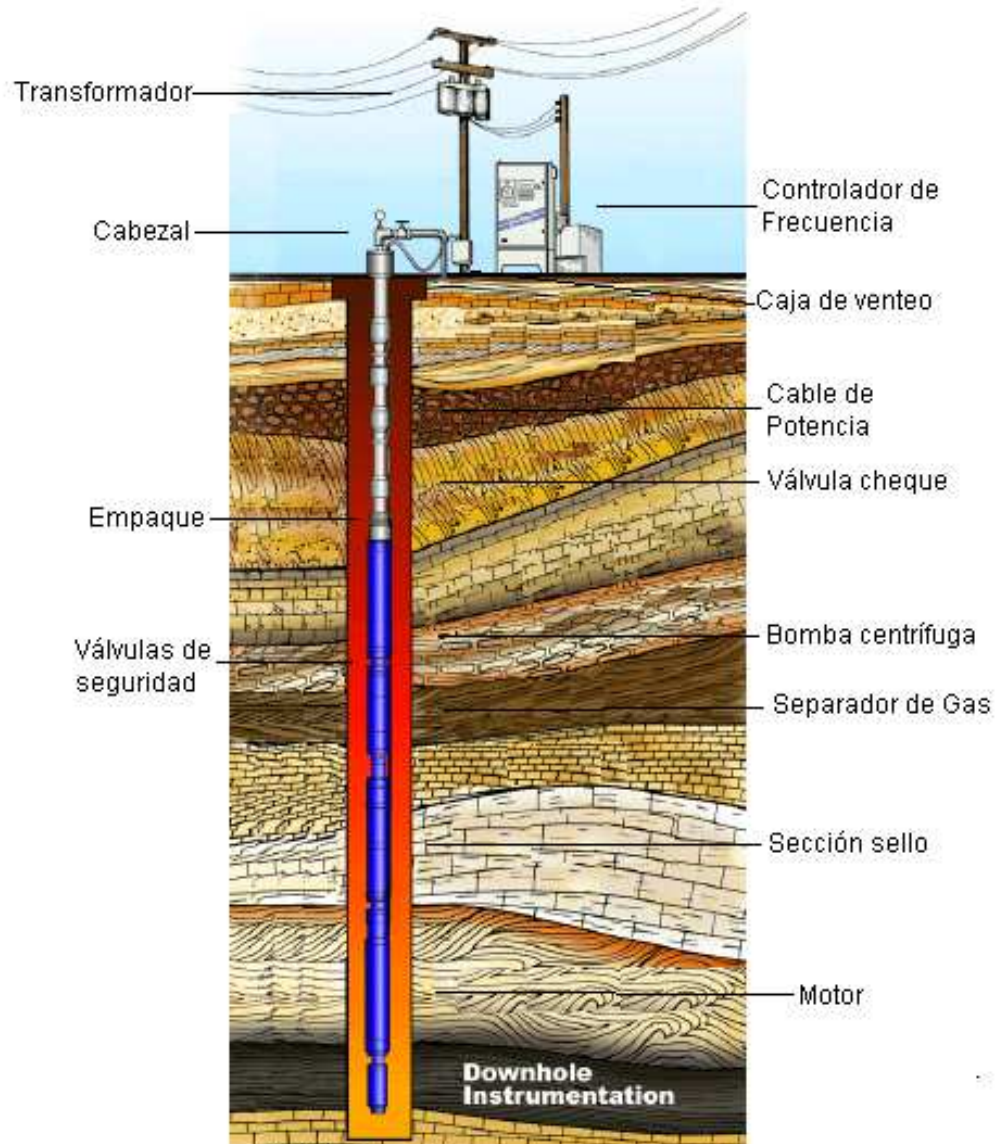


Fuente: MENDOZA, Erick. Evaluación Técnico Económica del desempeño del Bombeo Electrosumergible como nuevo sistema de levantamiento artificial para el campo Cantagallo. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga: 2005.

Entre los elementos complementarios del sistema están el separador de gas, válvulas cheque y *bleeder*, centralizadores, protectores de cable, herramienta en Y, empaquetaduras, conectores eléctricos y sistema de inyección de líquidos.⁴

⁴MENDOZA, Erick. Evaluación Técnico Económica del desempeño del Bombeo Electrosumergible como nuevo Sistema de Levantamiento Artificial para el Campo Cantagallo. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga: 2005.

Figura 6. Equipo de Superficie y de Fondo del Sistema de Bombeo Electrosumergible.



Fuente: Modificado de MENDOZA, Erik. *Tesis de grado BES para el Campo Cantagallo*. Universidad Industrial de Santander, 2005.

2.2 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS PCP

La bomba por cavidades progresivas (PCP) fue inventada en 1932 por un Ingeniero Aeronáutico francés llamado René Moineau, quien estableció la empresa llamada *PCM POMPES S.A.* para la fabricación de la misma.⁵

En Colombia el primer sistema de BCP se instaló en 2003 en el campo Rubiales ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales, por medio de este sistema de levantamiento artificial se empezó el desarrollo de este campo.⁶

Este sistema de levantamiento está compuesto por equipos de superficie y de subsuelo. A continuación se detallan los más importantes.

2.2.1 Equipos de superficie

Los equipos de superficie deben ser capaces de proveer la energía requerida por el sistema, por tal razón debe cumplir con lo siguiente:

Suspender la sarta de varillas y soportar la carga axial del equipo de fondo.

Entregar el torque requerido en el vástago.

Rotar el vástago a la velocidad requerida.

Prevenir la fuga de fluidos en la superficie.

- **Cabezal de Rotación:** Este es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente sobre la cabeza de pozo. Consiste en un sistema de rodamientos o cojinetes que soportan la carga axial del

⁵ CHACÍN, Nelvy. Bombeo por cavidad progresiva: Operación, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting [online]. Workshop Internacional. [El Tigre, Venezuela]: ESP OIL, Sept. 2003. p.: 8. Disponible en la Web: <<http://es.scribd.com/doc/66822580/Bombeo-de-Cavidad-Progresiva>>.

⁶ RUBIO, C. y AGUDELO, P. Comparative Analysis of Production Method with PCP Systems at Rubiales Oil Field [online, membresía SPE, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander]: SPE 114191. Colombia: Weatherford Colombia Limited, 2008. p.: 1.

sistema, un sistema de freno (mecánico o hidráulico) que puede estar integrado a la estructura del cabezal o ser un dispositivo externo, y un ensamblaje de instalación que incluye el sistema de empaque para evitar la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie.

- **Motor:** La principal función del motor en el sistema es proveer la potencia requerida para generar el movimiento de rotación que se le debe suministrar al rotor. La potencia es función directa del torque y esta relación está expresada en la siguiente ecuación:

$$P_{Requerida} = \frac{C * T_{Sarta} * N}{\mu_{Transmisión}}$$

Donde:

$P_{Requerida}$ = Potencia total requerida por el sistema (Kw o BP).

T_{Sarta} = Torque total sobre la sarta de varillas (N*m o Lbs.*ft.).

N = Velocidad de rotación del sistema (rpm).

$\mu_{Transmisión}$ = Eficiencia de transmisión (%).

C = Constante (Métrico: $1,504 * 10^{-2}$ o Ingles: $1,917 * 10^{-6}$).

- **Sistema de Transmisión:** Es el dispositivo utilizado para transferir la energía desde la fuente de energía primaria (motor eléctrico o de combustión interna) hasta el cabezal de rotación. Existen tres tipos de sistema de transmisión tradicionalmente utilizados: sistema con poleas y correas, sistema de transmisión a engranajes, Sistema de transmisión hidráulica.

- **Sistema de Correas y Poleas:** La relación de transmisión con poleas y correas debe ser determinada dependiendo del tipo de cabezal seleccionado y de la potencia/torque que se deba transmitir a las varillas de bombeo (a la BCP). En el caso de los cabezales sin cajas reductoras (Directos) la relación es directa y viene determinada por la velocidad del motor y la velocidad requerida por el sistema.
- **Sistema de Frenado:** La segunda función importante del cabezal es la de frenado que requiere el sistema una vez y rota en marcha inversa, llamado "*Back-Spin*". Cuando un sistema BCP está en operación, una cantidad significativa de energía se acumula en forma de torsión sobre las varillas. Si el sistema se para repentinamente, la sarta de varillas de bombeo libera esa energía girando en forma inversa para liberar torsión.
- **Variadores de Frecuencia:** Estos equipos son utilizados para brindar flexibilidad al cambio de velocidad en corto tiempo y sin recurrir a modificaciones mecánicas en los equipos. El Variador de frecuencia rectifica la corriente alterna requerida por el motor y la modula electrónicamente produciendo una señal de salida con frecuencia y voltaje diferente. Al variar la frecuencia, varía la velocidad de rotación ya que ambas son proporcionales, finalmente al variar la velocidad de operación, varía la producción.⁷

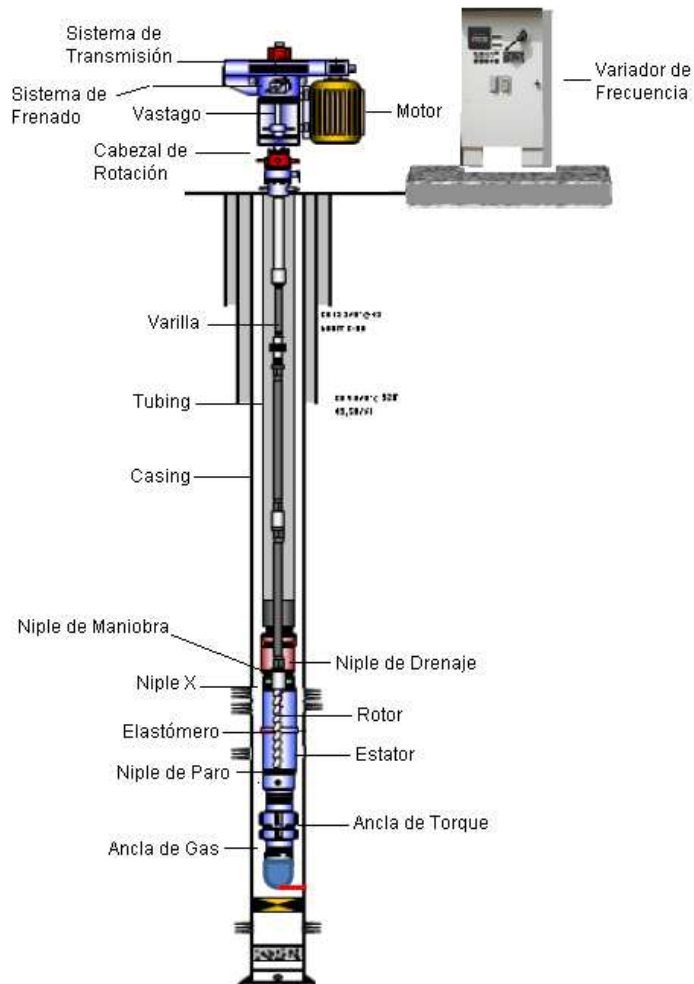
2.2.2 Equipos de subsuelo

- **Rotor:** El rotor se fabrica con acero altamente resistente, mecanizado con precisión en un torno especial y se recubre con una capa de material con alta

⁷ RAMÍREZ, Laura. Evaluación del Sistema de Levantamiento por Cavidades Progresivas para Crudos Pesados en los Campos Teca y Nare. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia: 2006. p.: 49-55.

resistencia a la abrasión por medio de un proceso electroquímico de cromado. El rotor a diferencia de los elastómeros se mecanizan a diferentes diámetros y espesores de cromado, la variación de estos dos parámetros permiten un ajuste fino de la interferencia. Este se conecta a una sarta varillas de bombeo las cuales le transmiten el movimiento de rotación desde la superficie (accionamiento o impulsor).

Figura 7. Componentes de un Sistema PCP



Fuente: Modificado de ORTEGA, Daniel et al. *Lecciones Aprendidas y Mejores Prácticas en Campos Colombianos*. Canadá 2010.

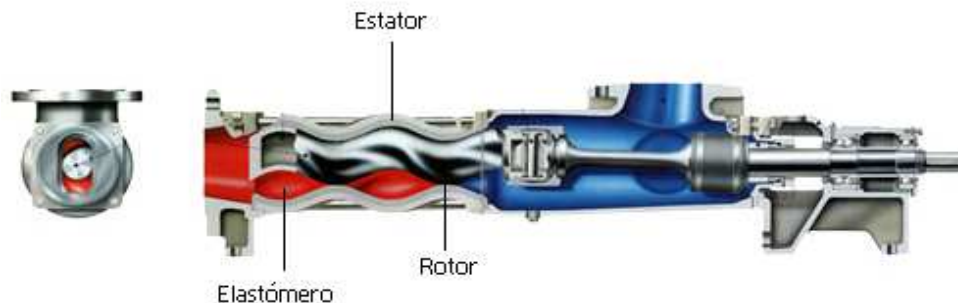
- **Estator:** El estator es un cilindro de acero (o tubo) revestido internamente con un elastómero sintético (Polímero de alto peso molecular), moldeado en forma de hélice enfrentadas entre sí, cuyos pasos son el doble del paso de la hélice del rotor.⁸
- **Elastómero:** Son la base del sistema BCP en el que esta moldeado el perfil de doble hélice del estator.⁹ El Elastómero constituye el elemento más “delicado” de la Bomba de Cavidades Progresivas de su correcta determinación y su interferencia con el rotor depende en gran medida la vida útil de la PCP. El Elastómero reviste internamente al Estator y es un polímero de alto peso molecular con la propiedad de deformarse y recuperarse elásticamente, esto hace que se produzca la interferencia entre el Rotor y el Estator la cual determina la hermeticidad entre cavidades contiguas y en consecuencia la eficiencia de la bomba (bombeo). Los Elastómeros deben presentar resistencia química para manejar los fluidos producidos y excelentes propiedades mecánicas para resistir los esfuerzos y la abrasión.

Los Elastómeros más utilizados en la aplicación PCP, poseen bases Nitrílicas (convencionales), Hidrogenación Catalítica (Elastómeros Hidrogenados) y Fluoroelastómeros.

⁸ CHACÍN, Óp. cit., p.: 29.

⁹ HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas [online]. Oil Production.net [Argentina]: Versión 1, 2008, [Citado: Marzo 3 de 2009]. Disponible en la Web: <http://www.oilproduction.net/cms/index.php?option=com_content&view=114:manual-de-bombeo-de-cavidades-progresivas-pcp&catid=47:pcp-cavidades-progresivas&Itemid=96>. p.: 10.

Figura 8. Partes principales de la bomba PCP



Fuente: Interplant S.A

- **Niple de Paro:** El Niple de Paro es un tubo de pequeña longitud, el cual se instala bajo el Estator. Sus funciones son:
 - Servir de punto tope al rotor cuando se realiza el espaciado del mismo.
 - Brindar un espacio libre al rotor de manera que permita la libre elongación de la sarta de varillas durante la operación del sistema.
 - Impedir que el rotor y/o las varillas lleguen al fondo del pozo en caso de producirse rotura o desconexión de estas últimas.
 - Servir de punto de conexión para accesorios tales como anclas de gas o anti-torque, filtros de arena, etc.
- **Niple de Maniobra:** El movimiento excéntrico de la cabeza del rotor junto con el acople de unión a la primera varilla, describe un círculo de diámetro mayor que su propio diámetro. El diámetro que permitiría este movimiento es de $D+2E$, donde:

- “D” es el mayor de los dos diámetros, el de la cabeza del rotor o el diámetro externo del acople.
- “E” es la excentricidad de la bomba (dato suministrado por el fabricante).

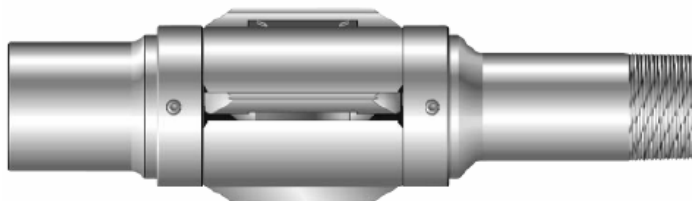
El niple de maniobra debe contar con un diámetro interno mayor que el resultado obtenido con la expresión $D+2E$. En cuanto a su longitud, la misma deberá ser la suficiente de manera de garantizar que la cabeza del rotor (en condiciones de operación) se encuentre en el interior del dicho niple.

- **Niple de Drenaje:** Se utiliza para desalojar el crudo de la tubería de producción en aquellos casos cuando no es posible sacar el rotor de la bomba. La mayoría de los niples de drenaje se activan aplicando presión interna a la tubería de producción.
- **Niple X:** Se utiliza con el fin de detectar agujeros o uniones defectuosas en la sarta de tubería, se acostumbra realizar una prueba de presión durante la operación de bajada de la misma. Para realizar esta prueba se puede instalar un niple de asiento “X”, sobre el estator de la bomba, en el cual se asienta una válvula fija con pescante, la cual es fácil de recuperar luego de la prueba. Si el pozo presenta problemas de corrosión y la tubería es re-utilizada, es recomendable asentar la válvula en el niple “X” e ir probando a medida que se bajan los tubulares, por ejemplo, cada 10 tubos; de esa manera es más fácil detectar y corregir la existencia de algún tubo defectuoso.¹⁰
- **Ancla de Torque:** Al girar la sarta en el sentido de las agujas del reloj, se realiza la acción de girar la columna también hacia la derecha, es decir hacia el sentido de desenrosque de la tubería. A esto se suman las vibraciones

¹⁰ CHACÍN, Óp. cit., p.: 30-33.

producidas en la columna por las ondas armónicas ocasionadas por el giro de la hélice del rotor dentro del estator. La combinación de ambos efectos puede producir el desprendimiento del tubing. El ancla de torque evita este problema. Cuanto más la columna tiende al desenrosque, más se ajusta el ancla. Debe ir siempre instalada debajo del estator, elemento de la columna donde el esfuerzo de torque es mayor. No siempre es necesaria su instalación, ya que en bombas de menor caudal a bajas velocidades o bajas profundidades, no se tienen torques importantes y/o se producen grandes vibraciones. No obstante, es recomendable en todos los casos.¹¹

Figura 9. Ancla de Torque



Fuente: FLORES, Pablo. *Análisis Técnico Económico para un pozo con SLA con Bombas de Cavidad Progresiva en el Campo Sacha*. Quito, Octubre de 2009.

- **Ancla de Gas:** La eficiencia volumétrica del PCP, al igual que la de otros tipos de bombas, es afectada de manera significativa por la presencia de gas libre en su interior. Anclas de gas es el nombre que comúnmente se emplea para referirse a los separadores estáticos gas-líquido de fondo de pozo, generalmente la separación gas – líquido ocurre fuera del ancla desviándose el gas al espacio anular entre el revestidor y la tubería de producción y el líquido es enviado a la bomba, sin embargo, las anclas de gas no son 100% eficientes

¹¹ HIRSCHFELDT, Óp. cit., p.: 12.

por lo que una porción del mismo es arrastrado a su interior y de allí a la bomba.

- **Centralizador de Varillas:** Los centralizadores de varillas se suelen colocar sólo en aquellos pozos con desviaciones o inclinaciones muy pronunciadas para evitar el desgaste de varillas/tubería y reducir el torque. El cojinete de los centralizadores son de plástico duro para resistir las incrustaciones de arena, aromáticos, H₂S, CO₂, un buen diseño de su ubicación alarga la vida útil de las varillas y el tubing.¹²

Figura 10. Centralizador de Varillas.



Fuente: FLORES, Pablo. *Análisis Técnico Económico para un pozo con SLA con Bombas de Cavidad Progresiva en el Campo Sacha*. Quito, Octubre de 2009.

- **Tubing:** En caso de haber instalado un ancla de torque, la columna se arma con torque óptimo API, correspondiente a su diámetro. Si existiera arena, aún con ancla de torque, se debe ajustar con el torque máximo API, de este modo en caso de quedar el ancla atrapada, existen más posibilidades de librarla, lo que se realiza girando la columna hacia la izquierda. Si no hay ancla de torque,

¹² FLORES, Pablo. *Análisis Técnico Económico para un pozo X con levantamiento artificial con Bombas de Cavidad Progresiva en el Campo Sacha* [online]: Trabajo de grado [Quito, Ecuador]: Octubre de 2009. Disponible en la Web: <<http://repositorio.eppetroecuador.ec/bitstream/20000/100/1/T-UCE-083.pdf>>.

se debe ajustar también con el máximo API, para prevenir el desenrosque del tubing.

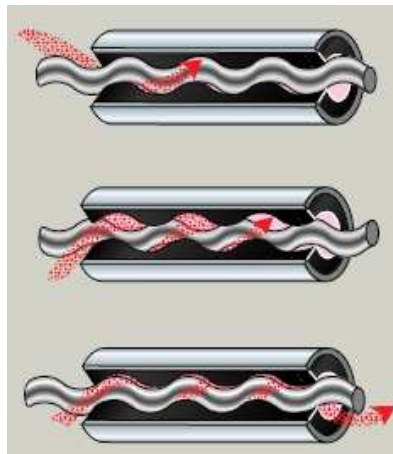
- **Trozo de Maniobra:** Es una varilla corta la cual es muy importante instalar encima del rotor cuando el sistema gira a una velocidad superior a 250 rpm. Debido a su longitud y al movimiento excéntrico del motor que se transmite directamente a ella, la varilla instalada tiende a doblarse y rozar contra las paredes del interior de la tubería de producción.
- **Varillas de Bombeo API:** Son las encargadas de transmitir el movimiento rotatorio generado por el sistema de impulsión en superficie al rotor de la bomba. Las varillas en este sistema soportan la carga axial generada por el propio peso de la sarta, más el par de torsión debido al movimiento rotatorio. La combinación de estas dos fuerzas nos da el esfuerzo total que debe soportar el sistema, el mismo que tiene el valor máximo en el extremo superior de la sarta de varillas (eje de impulsión) cuyo valor no debe sobrepasar los 140000 psi. Los diámetros máximos utilizados están limitados por el diámetro interior del tubing.

2.2.3 Funcionamiento

El sistema de levantamiento artificial por cavidades progresivas PCP, consiste de una bomba de desplazamiento positivo conformada por dos partes principales, un rotor de acero de forma helicoidal de n lóbulos que gira dentro de un estator en forma de helicoide de $n+1$ lóbulos. La geometría y las dimensiones de estas piezas son tales que cuando el rotor se inserta a dentro del estator, se forma una doble cadena de cavidades estancas (alvéolos). Las dimensiones del rotor y el estator están diseñadas de manera que producen una interferencia, la cual crea

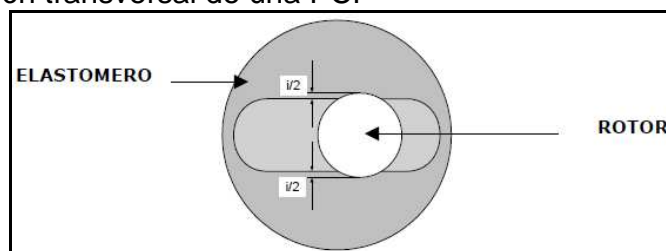
líneas de sello que definen las cavidades. Cuando el rotor gira a dentro del estator, los alvéolos avanzan a lo largo del eje de la bomba sin cambiar de forma, tampoco de volumen lo que trasvasa el fluido desde la succión de la bomba hasta la descarga. El rotor es accionado desde la superficie por un sistema impulsor que transmite el movimiento rotativo a la sarta de varillas la cual se encuentra conectada al rotor. Al girar el rotor, estas cavidades se desplazan (o progresan), en un movimiento combinado de traslación y rotación, que se manifiesta en un desplazamiento helicoidal de las cavidades desde la succión de la bomba, hasta su descarga.¹³

Figura 11. Funcionamiento de una bomba de cavidades progresivas.



Fuente: HIRSCHFELDT, M. (2008). *Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas*, Argentina. OilProduction.net

Figura 12. Sección transversal de una PCP



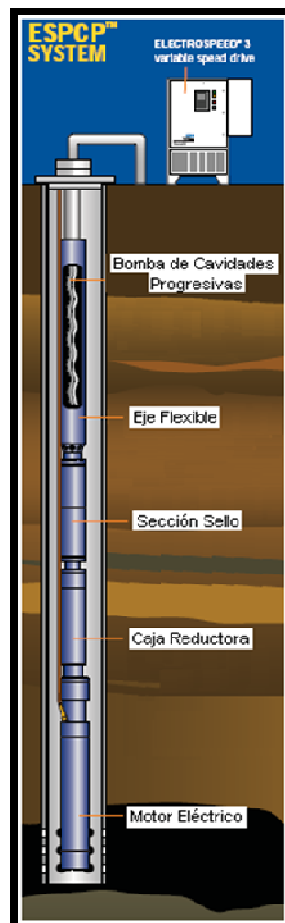
Fuente: CHACÍN, N. (2003). *Bombeo por cavidad progresiva*, Venezuela. ESP OIL.

¹³CHACÍN, Óp. cit., p.: 12.

2.3 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CON CAVIDADES PROGRESIVAS ESPCP

El sistema de bombeo electrosumergible con cavidades progresivas ESPCP se caracteriza por ser una combinación entre un motor sumergible y una bomba de cavidad progresiva PCP, la bomba es impulsada desde la base de la misma, esta tecnología combina las ventajas de la aplicación PCP con la confiabilidad de los motores ESP.

Figura 13. Componentes de un Sistema ESPCP



Fuente: Ingeniería de Aplicaciones Baker Hughes Colombia. 2009.

El sistema ESPCP incluye en el sistema de fondo, una caja reductora (GRU) patentada por *Baker Hughes*, que se incorpora en el sistema para reducir la velocidad del motor para la operación de la bomba PCP e incrementa el torque suministrado a la bomba. El motor utilizado para manejar el GRU es el mismo que se utiliza en un sistema tradicional ESP. Igualmente incluye un eje flexible, una bomba PCP, una sección de sellos y la conexión a superficie a través de un cable. El desgaste mecánico entre la sarta de varillas y la tubería ha sido un problema significativo en pozos desviados. La tecnología ESPCP elimina las varillas y expande el rango de operación de los sistemas PCP, particularmente en pozos horizontales o desviados. En aplicaciones de fluidos muy viscosos la eliminación de sarta de varillas alberga una zona de mayor flujo en la tubería de producción, disminuyendo las pérdidas de flujo e incrementando la eficiencia del sistema.

2.3.1 Características y beneficios

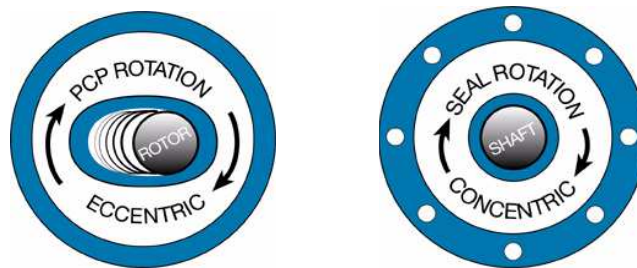
- Sistema con alta eficiencia volumétrica. Reducción de gastos de operación.
- Sistema con menos varillas. Elimina el desgaste mecánico entre la tubería y las varillas en pozos horizontales y desviados.
- Aumento de capacidad de torque. Permite motores más pequeños para manejar el sistema.
- Diseño de doble engranaje planetario. Aumento de la fiabilidad y optimización del motor y velocidad de bombeo.
- Sistema de solo aceite. Elimina la necesidad de sistemas múltiples para aceite y sellos para el motor y reductor de engranajes.
- Alta eficiencia del separador de gas horizontal. Proporciona eficiencia en la separación del gas en pozos desviados y horizontales.
- Consumo Optimizado. Permite la tasa de flujo máximo a la menor caída de presión.

- A través del tubing transmite la implementación del sistema. Se remueven los problemas asociados a giro inverso (*Back-spin*).

2.3.2 Componentes del sistema ESPCP

- **Eje Flexible:** Convierte la rotación excéntrica de la bomba en rotación concéntrica del sello, transfiere el empuje al sello y está diseñado para altas cargas radiales.

Figura 14. Eje Flexible.



Fuente: MALLIN; Bill. ESPCP. *Ingeniería de Aplicaciones Baker Hughes Colombia*. 2009.

- **Sección Sello:** Previene que el fluido del pozo y contaminantes ingresen a la caja reductora y el motor, también permite que el aceite del motor y la caja reductora se expanda o contraiga, además iguala la presión interna del motor, la caja reductora y la presión del fluido en el pozo amortiguando el empuje generado desde la bomba.
- **Caja Reductora (GRU):** Este componente se utiliza debido a que los sistemas PCP giran más lento que los motores ESP. Los motores eléctricos estándar giran aproximadamente a 3600 rpm a 60 Hz, pero el rango típico de operación de las PCP está entre 100 a 500 rpm (Ver figura 15). Además utiliza aceite

dieléctrico de alta resistencia y posee sistema de doble planetario, el cual puede reducir la velocidad de 9 a 11 veces las rpm originales. Este diseño permite retener más del 98% de la eficiencia del motor.

Figura 15. Caja Reductora.

- Reducción 9:1

- (60 Hz) 3500 RPM Entrada = 389 RPM Salida
- (50 Hz) 2917 RPM Entrada = 324 RPM Salida

- Reducción 11.5:1

- (60 Hz) 3500 RPM Entrada = 304 RPM Salida
- (50 Hz) 2917 RPM Entrada = 254 RPM Salida



Fuente: MALLIN; Bill. ESPCP. *Ingeniería de Aplicaciones Baker Hughes Colombia*. 2009.

La GRU también cumple con otro requerimiento de la PCP y es proporcionar un mayor torque, necesario para superar el ajuste de interferencia entre el rotor y el estator. El diseño de la GRU permite la reducción de la velocidad y el aumento de torque de salida, permitiendo que el motor trabaje más fácil a lo largo de la vida útil del sistema.

- **Motor:** Es el que provee giro y torque al eje de la bomba, está especificado para una determinada potencia, voltaje, corriente y frecuencia, está constituido por rotores y cojinetes ensamblados a lo largo de un eje, insertado dentro de un estator bobinado, contiene aceite sintético para garantizar correcta lubricación de los cojinetes, para su correcta refrigeración, necesita de un flujo circulando a través de su diámetro exterior.

Para el funcionamiento de este sistema se debe asegurar ciertas condiciones y equipos en superficie, los cuales se nombran a continuación:

2.3.3 Equipos de superficie

- **Suministro Eléctrico en Superficie:** Se requiere de una fuente de poder para alimentar eléctricamente el controlador en superficie y el variador de acuerdo a los KVA que se requieren para operar el equipo ESPCP (mínimo 50 KVA). En caso de utilizar un generador eléctrico, es muy importante que este sea apto para trabajar con variadores de frecuencia, esto con el objeto de poder sobrellevar los armónicos generados. El generador debe proporcionar 480 VAC trifásico en la salida. Si se utiliza una línea de electricidad, usualmente el voltaje disponible es de mediana tensión (entre 13.2 a 34 KV).
- **Transformador SDT (*Shift Down Transformer*):** Este elemento es necesario si se utiliza un suministro eléctrico de mediana tensión. El objetivo es reducir el Voltaje de la línea de suministro a 480 VAC para alimentar el variador. Este componente usualmente es proporcionado por la operadora de acuerdo al suministro eléctrico que se disponga en campo (por ejemplo 13200-480 o 34500-480). Si se utiliza un generador, no se requiere de este componente.
- **Variador de Frecuencia:** Este elemento permite controlar la frecuencia del motor de fondo y por consiguiente la producción del pozo. Este componente protege el sistema mediante la detección de condiciones cambiantes, como el flujo o la presión que podrían causar daños. Se pueden programar alarmas y límites en el variador, permitiendo cambios automáticos para optimizar la producción y las condiciones de operación.

- **Transformador SUT (*Shift Up Transformer*):** Este elemento se requiere para elevar el voltaje de salida del variador de 480V al voltaje requerido por el motor de fondo del equipo ESPCP (1100 a 4100 V).
- **Caja de Venteo:** Permite la conexión eléctrica entre el equipo de superficie y el cable que proviene del equipo de fondo.
- **Skid:** Se refiere a la instalación en superficie (caseta) en donde se instalan todos los equipos de superficie. Adicionalmente ofrece protección al equipo y ofrece suministro eléctrico para otros elementos de apoyo (por ejemplo iluminación interna). El *skid* debe estar correctamente instalado sobre una planchada y con conexión a tierra.
- **Cable:** El cable conecta el motor de fondo con el sistema de control de superficie y tiene varias configuraciones que se adaptan tanto a las propiedades del fluido como a la geometría del pozo. Se puede encontrar cable redondo y plano, el cable redondo tiene mejores propiedades eléctricas, pero hay casos en los que por cuestiones de espacio debido al diámetro del pozo se requiere utilizar cable plano para minimizar daños.
- **Mitigación de Armónicos:** Es posible instalar un dispositivo de mitigación de armónicos antes del variador de frecuencia con el fin de garantizar, aunque su implementación no es obligatoria. El sistema de mitigación escogido igualmente debe ajustarse a la potencia del variador de frecuencia¹⁴

¹⁴ SHIRLEY, Kathy. Electrical Submersible Progressing Cavity Pump Systems [online]. Articles Pumps [Stuart Roosa Dr., Claremore]: Baker Hughes Centrilift, Abril de 2008. Disponible en la Web: < <http://www.pump-zone.com/topics/pumps/progressing-cavity/electrical-submersible-progressing-cavity-pump-systems>>.

3. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

Se creó una metodología para seleccionar los pozos con las condiciones necesarias que requiere el sistema de levantamiento de bombeo electrosumergible con cavidades progresivas (ESPCP) para poder llevar a cabo el estudio de prefactibilidad técnica y financiera con la información proporcionada por Ecopetrol S.A de los respectivos campos del activo Llanito. A continuación se mostrará en que consiste y el procedimiento llevado a cabo.

3.1 CREACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS

3.1.1 Procedimiento

3.1.1.1 Recopilación de la información: en este primer paso se buscará la información de cada pozo (historia, caudales, presiones, niveles, sistemas de levantamiento implementados, profundidad, diámetros de *casing* y *tubing*, fallas, entre otros) y se organizará para poder definir los parámetros base con los cuales se hará la selección de los pozos.

3.1.1.2 Análisis de la información: una vez organizada la información, se definieron los parámetros de selección de los pozos, teniendo en cuenta las características del sistema de levantamiento a implementar, los cuales serán caudal, índice de productividad e índice de frecuencia de fallas.

3.1.1.3 Caudal (Q_L): se tomarán los valores de la producción de cada pozo y se irán almacenando, de este modo, cuando se tengan todos los datos se identificará cuales presentan los caudales adecuados (caudales altos).

3.1.1.4 Índice de productividad (IP): el índice de productividad se calculará con la información recopilada (caudal, presiones, niveles, etc.), utilizando el método de Vogel-Darcy, ya que los campos del Activo Llanito son sub-saturados y las presiones dinámicas de algunos pozos pueden estar por debajo de la presión de burbuja. Se escogió este método porque modela bien el comportamiento de estos yacimientos bajo estas condiciones.

3.1.1.5 Índice de frecuencia de fallas (IFF): este índice se calculará tomando las fallas por varilla o tubería rota que ha tenido cada pozo a partir del año 2007 hasta el año 2011 y el tiempo real activo, o sea el tiempo que ha estado produciendo (eliminando el tiempo por intervenciones y problemas), en ese mismo período.

3.1.1.6 Matriz de resultados: cuando se haya calculado los parámetros para cada pozo, se realizará una matriz de resultados, de esta forma se hará la clasificación de los pozos con mejores condiciones y finalmente se seleccionará el pozo objeto de estudio.

3.1.2 Criterios de selección: en la siguiente tabla se muestran los criterios que se tendrán en cuenta para cada parámetro y de este modo seleccionar los pozos con las mejores características para la implementación del sistema ESPCP.

Tabla 2. Criterios de selección de cada parámetro.

CONVENCIONES	PARÁMETROS DE SELECCIÓN		
	Q*	IP**	IFF***
●	> 240	> 0,5	> 1
●	$150 < Q < 239$	$0,25 < IP < 0,49$	$0,5 < IFF < 0,99$
●	$60 < Q < 149$	$0,01 < IP < 0,24$	$0 < IFF < 0,49$

Fuente: Autor.

Tabla 3. Justificación de los criterios de selección de cada parámetro.

PARÁMETRO	JUSTIFICACIÓN
CAUDAL	Caudal > 240 BPD, fue seleccionado debido a la experiencia del campo con el sistema PCP.
	Caudal > 60 BPD, porque es el mínimo caudal que se debe manejar para poder llevar la arena a superficie en los campos del activo Llanito.
IP	(0,01) se tomó este valor porque es la mínima capacidad de aporte de fluidos del yacimiento hacia el pozo registrada.
	(0,5) se tuvo en cuenta este valor para asegurar una productividad media.
IFF	Los índices de falla de los campos del Magdalena Medio, oscilan entre 1 y 2 (Casabe, LCI, Lizama), por lo cual se utilizó esta relación.

Fuente: Autor en colaboración con el Ingeniero designado para el Activo Llanito, Jorge Andrés Sáchica.

En la tabla 2 en el cuadro de convenciones los colores indican:

- **Verde:** Son los pozos que presentan las mejores condiciones requeridas para la implementación del sistema ESPCP, cumpliendo con los criterios definidos para cada parámetro.

- **Amarillo:** Son pozos que presentan buenas características pero con objeto de optimización, ya que para la selección se le dará prioridad a los pozos que posean las mejores condiciones o el mas alto índice de frecuencia de fallas.
- **Rojo:** Son los pozos que no cumplen con las condiciones y por lo tanto no son candidatos para la implementación del sistema.
- **Guion (-):** Indica los pozos que no tienen información sobre las fallas presentadas o no tienen registros de niveles de fluidos.

En esta tabla se muestran los principales criterios de selección, estos se deben tener en cuenta ya que la matriz de resultados se dará en base a estos parámetros y con estas convenciones para hacer más fácil la interpretación de la misma.

En la tabla 3 se justifican los criterios utilizados para la selección de los pozos. En cuanto a los parámetros, el caudal se tomó como uno porque el sistema ESPCP esta diseñado para manejar altos caudales, por esto, se tuvo en cuenta como criterio un caudal >240 BPD debido a las experiencias que se han tenido en los campos con los sistemas PCP (manteniendo la relación $Bls \cdot 100RPM$). El caudal >60 BPD se tomó como criterio pensando en los problemas de arenamiento que presentan estos campos y también en base a estudios que se le han realizado al activo Llanito, donde se obtuvo que este es el mínimo caudal que se debe manejar para poder llevar la arena a superficie ya que la mayoría de los pozos del activo son tipo "S" y en las profundidades donde hay cambios de deviación se puede acumular la arena¹⁵. Por lo anteriormente dicho, si se llegara a implementar

¹⁵ CAMACHO Andrés y VILLAMIZAR Yudy. Análisis de la velocidad de flujo en los pozos del Activo Llanito de Ecopetrol S.A para determinar el arrastre o la depositación de la producción de arena. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2010. 33 -51 p.

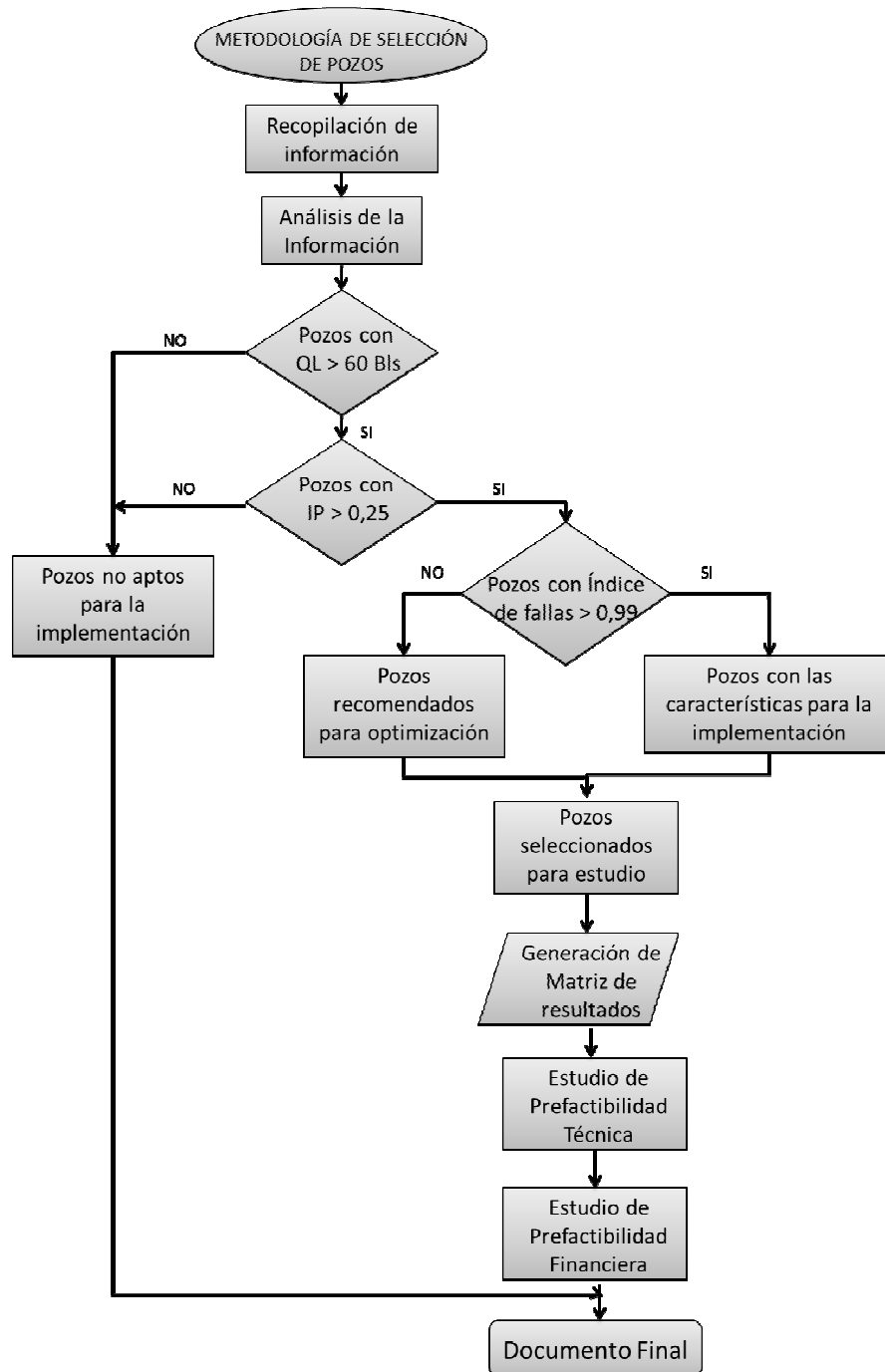
este sistema se debe asegurar buena producción, tomando así como segundo parámetro el índice de productividad, ya que este se define como la capacidad aporte de fluidos desde el yacimiento hacia el pozo.

Los criterios que se definieron para el índice de productividad se basaron principalmente en que estos yacimientos son maduros y se toma como 0.5 para asegurar una productividad media y el de 0.01 porque de todos los IP que se calcularon este fue el mínimo reportado.

El índice de frecuencia de fallas se dejó como parámetro debido a la criticidad de fallas que se presenta en estos campos ocasionadas por la alta desviación de los pozos y con el objetivo de aprovechar una de las ventajas más atractivas del sistema ESPCP que es no utilizar varillas y así reducir los costos por intervenciones.

En la figura 16 se esquematiza la metodología que se explicó anteriormente, incluyendo también los estudios de prefactibilidad técnica y financiera, logrando así la culminación del trabajo.

Figura 16. Metodología de selección de pozos candidatos.



Fuente: Autor

3.1.3 Aplicación de la metodología de análisis

Inicialmente se revisaron pozos que han tenido sistemas de levantamiento por bombeo electrosumergible y bombeo por cavidades progresivas para tener información de estos sistemas estando en funcionamiento y tener bases para analizar la implementación del sistema ESPCP, también se incluyeron los pozos que en este momento se encuentran funcionando con el sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico y así llevar a cabo un estudio más completo.

La metodología se aplicó a 122 pozos que actualmente se encuentran en funcionamiento, primero revisando la información a nivel de campo y finalmente a nivel de pozo, el procedimiento es como sigue:

3.1.3.1 Historia

La historia de los pozos es fundamental para poder llevar a cabo el desarrollo del estudio, ya que proporciona información de los problemas que han presentado los pozos a lo largo de su vida productiva.

Se recopiló la información de la base de datos de Ecopetrol S.A para cada pozo, tal como los sistemas de levantamiento que ha tenido implementados, fecha de perforación, tipo de completamiento, *survey*, formaciones, entre otros.

3.1.3.2 Producción

Luego de revisar la información de cada pozo, de los diferentes campos del activo Llanito, se procedió a registrar la producción de cada uno en una matriz de resultados, a partir de los potenciales que se manejan para cada activo.

En el documento de potenciales se registra el campo, el pozo, la zona productora, la producción bruta, la producción neta, el BS&W, la producción de gas, y el tipo de sistema de levantamiento artificial que tiene implementado (Ver tabla 4).

Tabla 4. Reporte de producción para cada pozo.

GALAN OCT 2011						
POZO	ZONA	BRUTO	BSW	NETA	GAS	LIFTING
1	A	8	1	8	0	BM
1J	BC	252	3	244	0	BM
2J	BC	260	50	130	0	BM
10	CBA	35	7	33	0	PCP
21	A	6	8	6	0	BM
30	A	12	11	11	0	BM
33	A	7	2	7	0	BM
36	A	10	5	10	0	BM

Fuente: Base de Datos Ecopetrol S.A.

En la anterior tabla se puede ver un ejemplo del reporte de producción que se maneja para cada campo y la información mencionada anteriormente.

La producción que se tomó como parámetro de caudal para la metodología fue la producción bruta, ya que es el volumen total que aporta el pozo y con el que se trabajó para el estudio técnico, como también el valor de BS&W y aporte de gas de cada pozo.

3.1.3.3 Índice de productividad

El índice de productividad se define como la cantidad adicional de fluido que el pozo puede producir por cada libra (psi) de caída de presión (*draw-down*) obtenida en la formación.¹⁶

Existen varios métodos para calcular el IP, dependiendo de las condiciones a las que se encuentre el yacimiento, el pozo y de la información que se tenga de los mismos. Como se mencionó anteriormente, en este estudio se utilizará el método de Vogel-Darcy que está dado por las siguientes ecuaciones:

$$IPR = \frac{Q_{test}}{Pr - Pwf_{test}}$$

$$IPR = \frac{Q_{test}}{Pr - Pb + \frac{Pb}{1.8} \left(1 - 0.2 \left(\frac{Pwf_{test}}{Pb} \right) - 0.8 \left(\frac{Pwf_{test}}{Pb} \right)^2 \right)}$$

Para calcular el índice de productividad IP, se tomaron los niveles de fluido del pozo tanto dinámicos como estáticos, la presión en cabeza del anular (CHP), presión de burbuja (Pb), presión de fondo fluyendo (Pwf), Presión estática (Pr) y datos de producción (Q_L). En los resultados se mostrará detalladamente el cálculo del IP para el pozo seleccionado en base al cual se realizó el estudio de prefactibilidad.

¹⁶SÁCHICA, Jorge. Factibilidad Técnico Económica para la recuperación del Gas producido por los Anulares de los pozos de los Campos Llanito y Gala de Ecopetrol S.A. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2010.

3.1.3.4 Índice de frecuencia de fallas

El cálculo de este parámetro se realizó inicialmente tomando las fallas por campo para tener una idea general de las mismas por año y según el tipo de falla (Tablas 5, 6 y 7) y finalmente se llevaron a la totalidad a nivel de Activo (Tabla 8).

Tabla 5. Fallas Totales Campo Llanito.

LLANITO	AÑO	2007	2008	2009	2010	2011
TIPO DE FALLA	TUBERÍA	18	13	7	9	6
	VARILLA	7	7	6	3	1
	BOMBA	8	14	9	5	8
	Total	33	34	22	17	15

Fuente: Base de Datos Ecopetrol S.A.

Tabla 6. Fallas Totales Campo Gala.

GALA	AÑO	2007	2008	2009	2010	2011
TIPO DE FALLA	TUBERÍA	2	1	3	5	2
	VARILLA	5	0	6	3	10
	BOMBA	2	6	4	4	5
	Total	9	7	13	12	17

Fuente: Base de Datos Ecopetrol S.A.

Tabla 7. Fallas Totales Campo Galán.

GALÁN	AÑO	2007	2008	2009	2010	2011
TIPO DE FALLA	TUBERÍA	6	1	2	2	1
	VARILLA	7	0	3	3	3
	BOMBA	4	8	4	5	4
	Total	17	9	9	10	8

Fuente: Base de Datos Ecopetrol S.A.

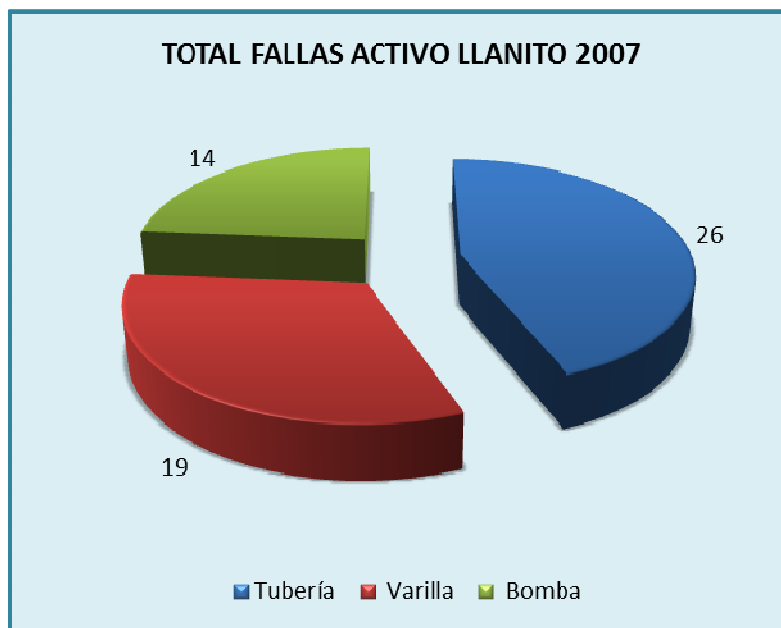
Tabla 8. Fallas Totales Activo Llanito.

ACTIVO LLANITO	AÑO	2007	2008	2009	2010	2011
TIPO DE FALLA	TUBERÍA	26	15	12	16	9
	VARILLA	19	7	15	9	14
	BOMBA	14	28	17	14	17
	Total	59	50	44	39	40

Fuente: Base de Datos Ecopetrol S.A.

En las Fig. 17, 18, 19, 20 y 21, se puede observar gráficamente las fallas totales del activo Llanito.

Figura 17. Fallas totales Activo Llanito año 2007.



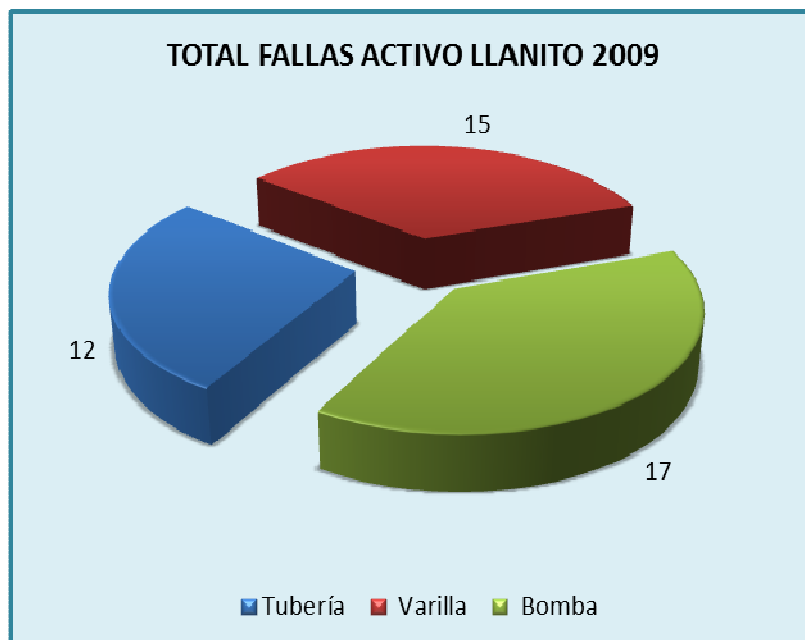
Fuente: Elaboradas por el autor a partir de la Base de Datos Ecopetrol S.A

Figura 18. Fallas totales Activo Llanito año 2008.



Fuente: Elaboradas por el autor a partir de la Base de Datos Ecopetrol S.A.

Figura 19. Fallas totales Activo Llanito año 2009.



Fuente: Elaboradas por el autor a partir de la Base de Datos Ecopetrol S.A.

Figura 20. Fallas totales Activo Llanito año 2010.



Fuente: Elaboradas por el autor a partir de la Base de Datos Ecopetrol S.A.

Figura 21. Fallas totales Activo Llanito año 2011.



Fuente: Elaboradas por el autor a partir de la Base de Datos Ecopetrol S.A.

En las gráficas anteriores se puede ver que el activo Llanito tiene un alto número de fallas por año, en el caso de fallas por varilla y tubing, son por el desgaste mecánico, en gran parte por la desviación de los pozos y las fallas de bomba de subsuelo se han presentado en su mayoría por la producción de arena debido a que la formación es poco consolidada, lo que conlleva a altos costos en intervenciones y gran riesgo de pérdida de pozo por la dificultad en las operaciones de pesca.

Este estudio se enfoca en las fallas por varilla o tubería a causa de la desviación de los pozos, esto es por la ventaja que ofrece el sistema ESPCP al no utilizar varillas en su configuración. El índice de frecuencia de fallas está definido por la siguiente relación¹⁷:

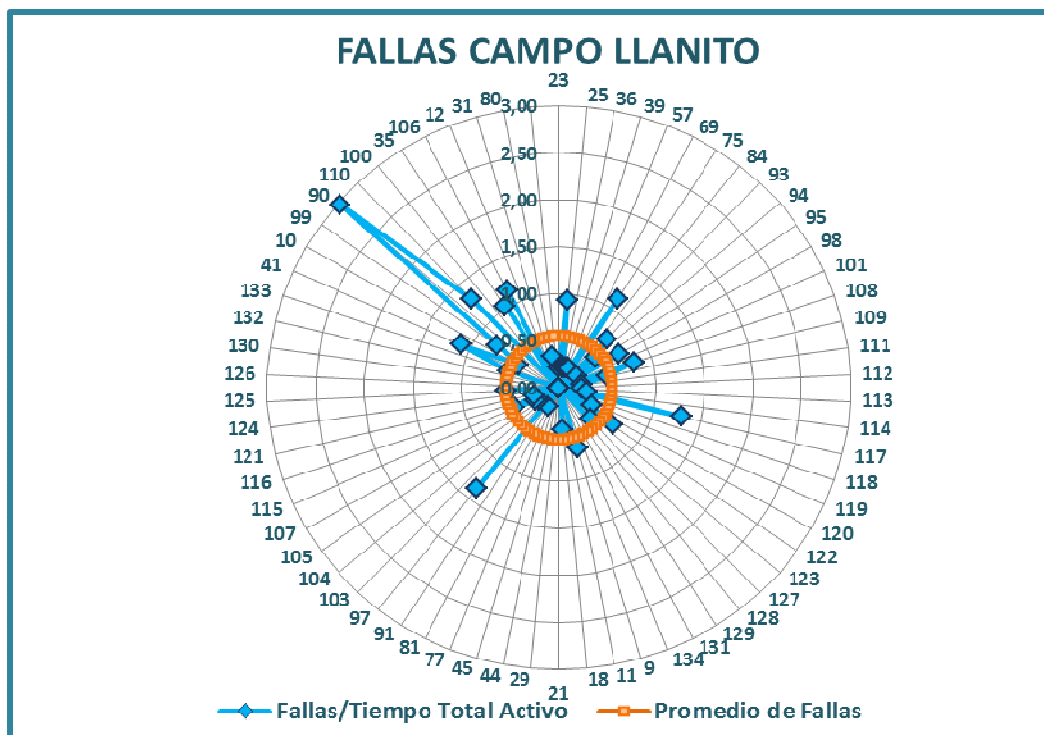
$$IFF = \frac{N^{\circ} \text{ Total de Fallas}}{\text{Tiempo total Activo}}$$

En las Fig. 22, 23 y 24, se muestra las fallas de los pozos de cada campo del activo y el promedio del índice de fallas para cada uno, teniendo un total de 135 pozos.

En el anexo A se puede ver el tiempo real en producción y las fallas presentes en el período de 2007 a 2011 para todos los pozos del activo Llanito.

¹⁷ NORRIS COMPANY. Informe Especial de Norris. Análisis de las Fallas de las varillas de Bombeo. EE.UU. 2007.

Figura 22. Índice de frecuencia de fallas para el Campo Llanito.



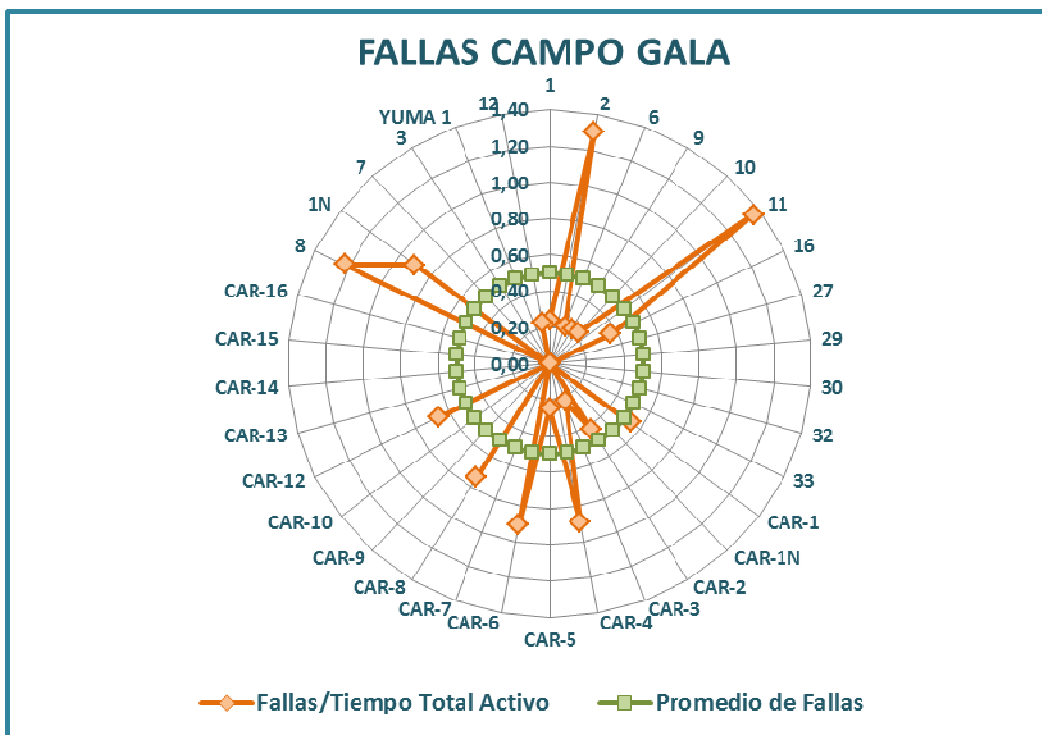
Fuente: Elaborada por el autor a partir de la Base de Datos Ecopetrol S.A.

En la gráfica anterior se ven los pozos con mayor índice de frecuencia superando el promedio que tiene un valor de 0.55, estos pozos son: Llanito 9, 25, 35, 41, 75, 90, 93, 97, 98, 99, 106, 108, 110, 117 y 122.

En la fig. 23 los pozos con mayor índice de frecuencia son: Gala 1N, 2, 8, 11 y Cardales 4, 6, 8 y 12, el promedio fue de 0.5.

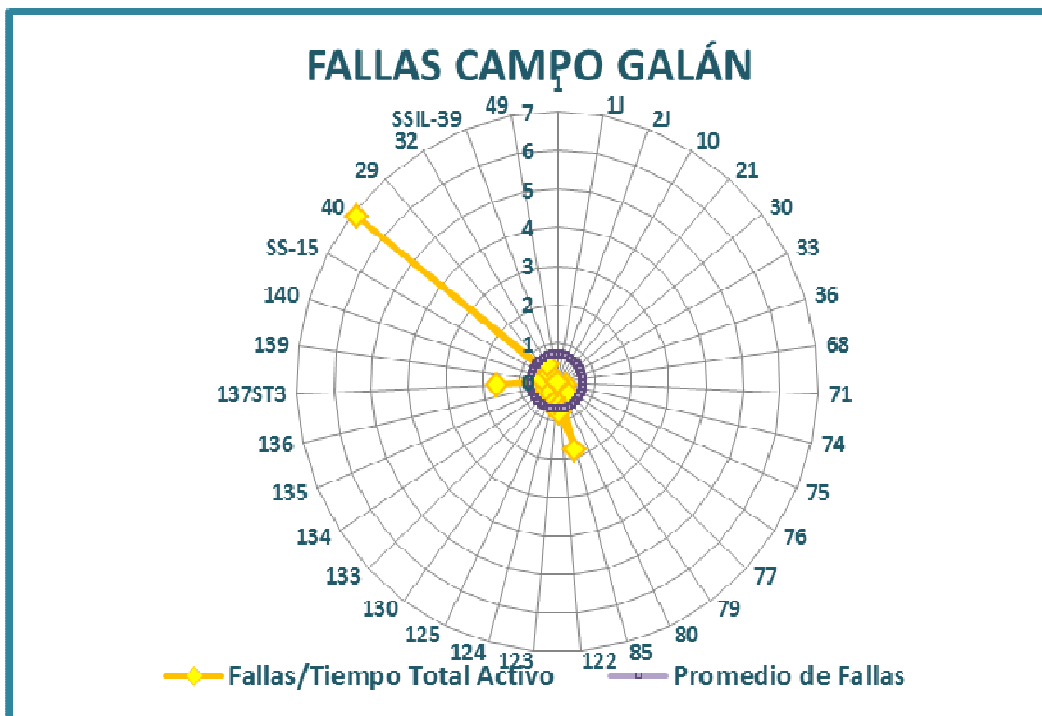
En el campo Galán los pozos con mayor índice fueron: 40, 85 y 137ST, con un promedio de fallas de 0.71, Fig. 24.

Figura 23. Índice de frecuencia de fallas para el Campo Gala.



Fuente: Elaborada por el autor a partir de la Base de Datos Ecopetrol S.A.

Figura 24. Índice de frecuencia de fallas para el Campo Galán.



Fuente: Elaborada por el autor a partir de la Base de Datos Ecopetrol S.A.

4. RESULTADOS

Luego de haber aplicado la metodología de selección de pozos candidatos, se generó la matriz de resultados y con esto se pudo escoger el pozo con las mejores características.

Inicialmente se contaba con un total de 122 pozos activos, luego de la selección por caudal quedaron 81 pozos los cuales tienen una producción mayor a 60 Bls (Ver figura 16), se tuvo este criterio ya que para los campos del activo Llanito en base a estudios realizados anteriormente se obtuvo que es el mínimo caudal que se debe manejar para poder llevar la arena hasta superficie.

A continuación se muestra la matriz de resultados para cada campo obtenida después de haber sometido todos los pozos del activo Llanito a la metodología de selección.

Tabla 9. Matriz de resultados Campo Galán.

	POZO	QL	IP	FALLAS
GALÁN	1J	●	-	●
	2J	●	-	●
	71	●	●	-
	77	●	●	●
	79	●	-	●
	80	●	●	●
	124	●	●	●
	133	●	●	-
	136	●	●	-
	137	●	●	●

Fuente: Autor.

Tabla 10. Matriz de resultados Campo Gala.

	POZO	QL	IP	FALLAS
GALA	1N	●	●	●
	6	●	●	●
	8	●	●	●
	9	●	●	●
	10	●	●	●
	11	●	●	●
	14	●	●	-
	16	●	●	●
	29	●	●	-
	30	●	●	-
	32	●	●	-
	CAR 1N	●	●	-
	CAR 2	●	●	-
	CAR 3	●	●	●
	CAR 4	●	●	●
	CAR 5	●	●	●
	CAR 6	●	●	●
	CAR 9	●	●	-
	CAR 10	●	●	-
	CAR 12	●	●	●
	CAR 13	●	●	●
	CAR 14	●	●	-
	CAR 15	●	●	-
	CAR 16	●	●	-

Fuente: Autor.

Tabla 11. Matriz de resultados Campo Llanito.

	POZO	QL	IP	FALLAS
LLANITO	23	●	●	●
	25	●	●	●
	36	●	●	●
	39	●	●	●
	57	●	●	●
	75	●	●	●
	93	●	●	●
	94	●	●	●
	95	●	●	●
	98	●	●	●
	101	●	●	-
	108	●	●	●
	109	●	●	●
	111	●	●	●
	112	●	●	●
	113	●	●	●
	114	●	●	●
	117	●	●	●
	118	●	●	●
	119	●	●	-
	122	●	●	●
	123	●	●	●
	127	●	●	●
128	●	●	●	
129	●	●	●	
131	●	●	●	
134	●	●	●	

Fuente: Autor.

Tabla 12. Matriz de resultados Campo Llanito 3.

	POZO	QL	IP	FALLAS
LLANITO 3	9	●	●	●
	11	●	●	-
	18	●	●	●
	21	●	●	-
	44	●	●	●
	45	●	●	●
	77	●	●	-
	91	●	●	●
	97	●	●	●
	103	●	●	-
	104	●	●	●
	105	●	●	●
	107	●	●	●
	121	●	●	●
	124	●	●	●
	125	●	●	●
	126	●	●	●
130	●	●	●	
132	●	●	●	
133	●	●	●	

Fuente: Autor.

En el anexo B se puede ver la matriz de resultados para cada pozo con los valores puntuales obtenidos para cada parámetro.

Tabla 13. Resumen de resultados de la metodología de selección.

CONVENCIONES	OBSERVACIONES	PARÁMETROS DE SELECCIÓN			NÚMERO DE POZOS POR CATEGORÍA		
		Q*	IP**	IFF***	Q	IP	IFF
●	Aptos para la implementación	> 240	> 0,5	> 1	22	6	6
●	Susceptibles a estudio de optimización	150 < Q < 239	0,25 < IP < 0,49	0,5 < IFF < 0,99	16	15	13
●	No aplican para el estudio de Prefact.	60 < Q < 149	0,01 < IP < 0,24	0 < IFF < 0,49	43	57	42
-	Pozos perforados recientemente sin historial de Niveles de fluido y Fallas				0	3	20
TOTAL POZOS					81		

Fuente: Autor.

Tabla 14. Justificación de los criterios tomados para cada parámetro.

JUSTIFICACIÓN
* El caudal > 240 Bls fue seleccionado debido a la experiencia del campo con sistema PCP y el de 60 Bls porque es el mínimo caudal que se debe manejar para poder llevar la arena a superficie en los campos del activo Llanito.
** Se tomó como criterio 0,01 porque es la mínima capacidad de aporte de fluidos del yacimiento hacia el pozo registrada y 0,5 para asegurar una productividad media.
*** Los índices de falla de los campos del Magdalena Medio, oscilan entre 1 y 2 (Casabe, Lisama), por lo cual se utilizó esta relación.

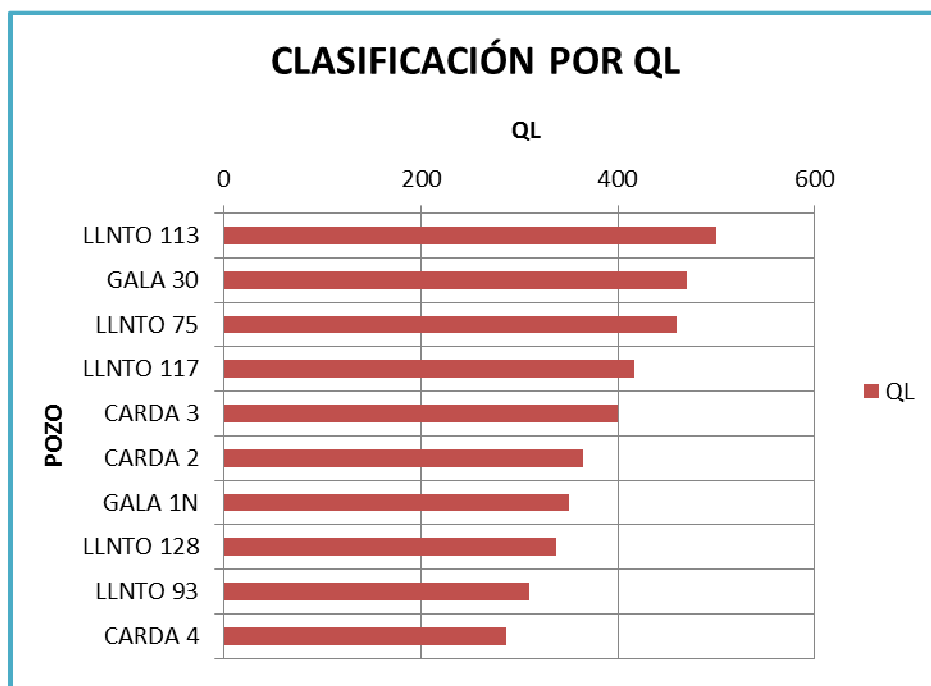
Fuente: Autor en colaboración con el Depto. de Ingeniería de Ecopetrol S.A.

En la tabla 13 se observa un resumen de la metodología de selección de pozos candidatos.

Esta tabla también muestra los criterios tenidos en cuenta para cada convención y el número de pozos en cada uno de ellos, se puede inferir, que son pocos los pozos que presentan buenas características para la implementación del sistema, especialmente en el IP e IFF.

Para cada parámetro se realizó una clasificación de los 10 pozos con las mejores características, logrando así, junto con la matriz de resultados seleccionar los pozos candidatos para la implementación del sistema ESPCP (Ver figuras 25, 26 y 27).

Figura 25. Clasificación de los 10 pozos con mayor caudal.



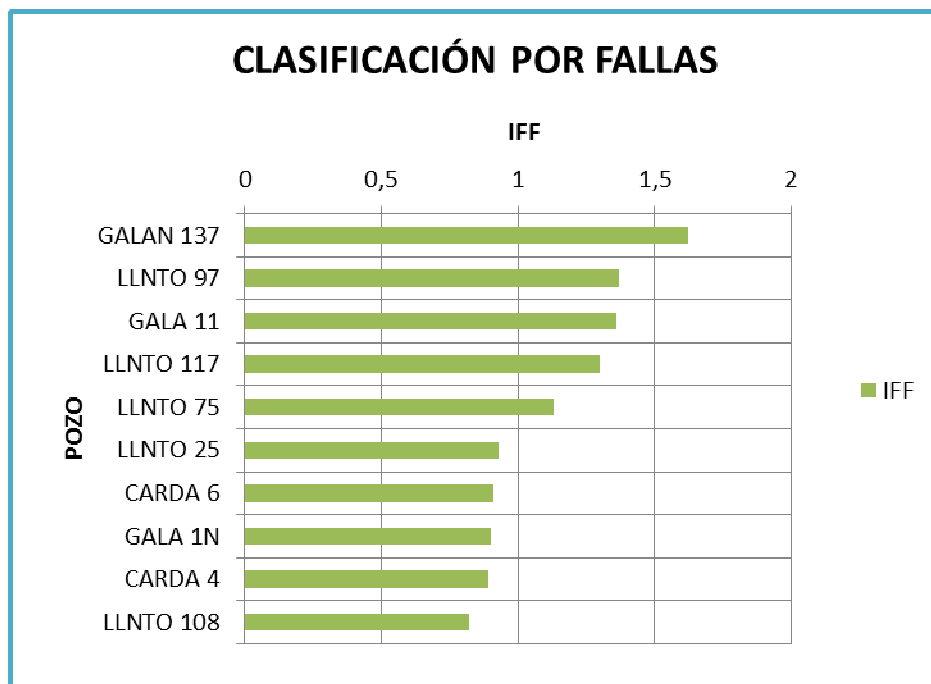
Fuente: Autor.

Figura 26. Clasificación de los 10 pozos con mejor índice de productividad.



Fuente: Autor.

Figura 27. Clasificación de los 10 pozos con mayor índice de frecuencia de fallas.



Fuente: Autor.

Varios de los pozos que entraron en la anterior clasificación sobresalen en uno de los 3 parámetros que se tuvieron en cuenta para la selección y otros dan buenos resultados en todos los aspectos tenidos en cuenta, a partir de esto, se seleccionaron los pozos candidatos para la implementación del sistema ESPCP, de los 81 pozos que se evaluaron a través de la metodología, fueron 6 los que presentaron las condiciones que se han venido nombrando a lo largo del estudio.

De los 6 pozos se escogió uno, en base al cual se realizó el estudio de prefactibilidad técnica y financiera, esto se debe a que este sistema nunca se ha implementado en los campos de la Superintendencia de Operaciones de Mares y se espera manejarlo como un pozo piloto y obtener una curva de aprendizaje para nuevas aplicaciones (Ver tabla 15).

Cabe destacar las recomendaciones dadas en la tabla 15, ya que indica la causa por la cual se puede implementar el sistema. El pozo Llanito 75 es buen candidato en cuanto a los parámetros de selección, pero no se le puede realizar la implementación porque el diámetro del *casings* es muy pequeño (5 ½”) y esto es una limitante para el sistema ESPCP.

El pozo seleccionado para continuar con el estudio es Llanito 117, este pozo se seleccionó porque presenta un caudal alto respecto a los otros, excepto a Llanito 75, un índice de productividad aceptable y sobretodo porque tiene alto índice de frecuencia de fallas.

Este factor fue determinante a la hora de la selección, porque se quiere aprovechar una de las principales ventajas del sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible con cavidades progresivas, la cual es la eliminación de varillas en su configuración, ya que este pozo presenta un alto grado desviación y por tal razón presenta varias fallas, debido al rozamiento entre la tubería de producción y las varillas.

Tabla 15. Pozos candidatos por resultados.

POZOS CANDIDATOS POR RESULTADOS					
CAMPO	POZO	QL	IP	IFF	RECOMENDACION
GALA	1N	350	0,52	0,9	Pozo candidato para cambio de SLA con objeto de optimización.
GALA	11	250	0,28	1,36	Pozo candidato para cambio de SLA por alto índice de frecuencia de fallas.
LLANITO	75	460	0,25	1,13	No se puede implementar el sistema ESPCP porque el diámetro del casing es muy pequeño (5 ½").
LLANITO	98	240	0,38	0,72	Pozo candidato para cambio de SLA con objeto de optimización.
LLANITO	125	300	0,99	0,55	Pozo candidato para cambio de SLA con objeto de optimización.
LLANITO	117	417	0,25	1,3	Pozo candidato para cambio de SLA por alto índice de frecuencia de fallas.

Fuente: Autor.

A continuación se presenta la metodología creada aplicada al pozo Llanito 117 con el cual se inicia el estudio de prefactibilidad técnica.

4.1 SELECCIÓN POZO LLANITO 117

4.1.1 Recopilación de Información

En la tabla 16 se puede ver la información general del pozo Llanito 117, como la concesión a la que hace parte, la formación, clasificación, profundidad, etc.

En el cálculo de los demás parámetros se necesita cierta información, la cual se ira mostrando a medida que se vaya haciendo el respectivo procedimiento para cada uno (Producción, índice de productividad e índice de fallas).

Tabla 16. Información general pozo Llanito 117.

LLANITO 117			
CONCESION	MARES	ESTRUCTURA	LLANITO
FORMACION	MUGROSA	CLASIFICACION	DESARROLLO (INFILL)
YACIMIENTOS	MUGROSA-ESMERALDAS-TORO SHALE-LA LUNA		
FECHA DE PERFORACION	1 Agosto a 24 Septiembre de 2007 - DIRECCIONAL TIPO S		
CASING DE SUPERFICIE	9 5/8"	FS: 992"	TD: 8060'
CASING DE PRODUCCION	7"	FS: 8060"	FC: 8004"

Fuente: Base de Datos Ecopetrol S.A

El pozo Llanito estuvo produciendo con el sistema de bombeo mecánico, pero en el año 2010 se le hizo cambio al sistema bombeo por cavidades progresivas, debido al problema de arenamiento.

4.1.2 Producción

La producción se tomó de los potenciales que se manejan para cada activo, estos son los reportes de producción que se encuentran en la base de datos de Ecopetrol S.A.

En el documento de potenciales se registra el campo, el pozo, la zona productora, la producción bruta, la producción neta, el BS&W, la producción de gas y el tipo de sistema de levantamiento artificial que tiene implementado (Ver tabla 17).

Tabla 17. Producción actual Llanito 117.

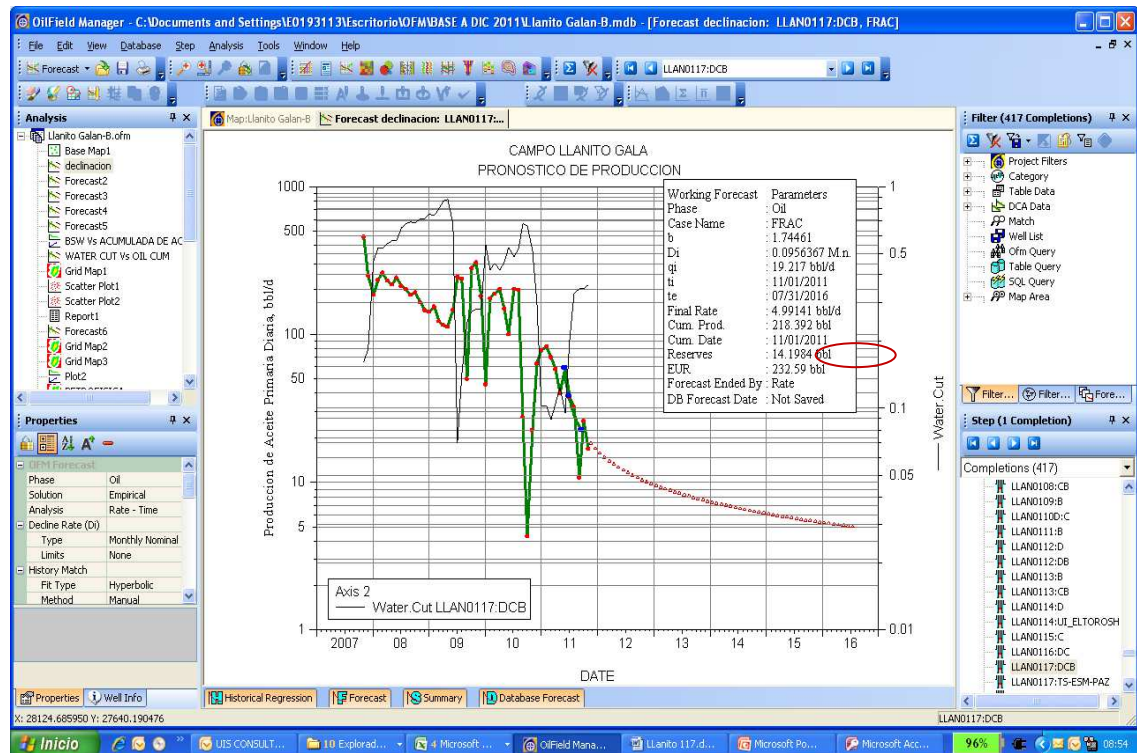
LLANITO NOR OCT 2011						
POZO	ZONA	BRUTO	BSW	NETA	GAS	LIFTING
117	B	90	35	59	5	PCP

Fuente: Base de Datos Ecopetrol S.A

Como se mencionó anteriormente en la creación de la metodología, el parámetro de caudal con el que se trabajó fue la producción bruta, ya que es el volumen que aporta el pozo.

En el reporte se registra la producción actual dada para el mes de Octubre de 2011 y la zona de la cual esta produciendo (zona B). Una de las razones por las que se decidió escoger el pozo Llanito 117, además de las fallas, es para reactivar la zona DCB, la cual presenta buenos caudales, pero se aisló anteriormente por alta producción de arena, por esta razón no se tomo el caudal reportado en la tabla 16, si no el que presentaba cuando producía de la zona DCB en el año 2010, el cual es de 417 Bls.

Figura 28. Zona B pozo Llanito 117.



Fuente: Software OFM (Oil Field Manager) bajo licencia de Ecopetrol S.A.

Se Utilizó la herramienta software OFM (*OilField Manager*¹⁸) para obtener información de las zonas productoras del pozo Llanito 117, esta herramienta es muy útil ya que permite manejar y analizar los datos de producción de cada pozo.

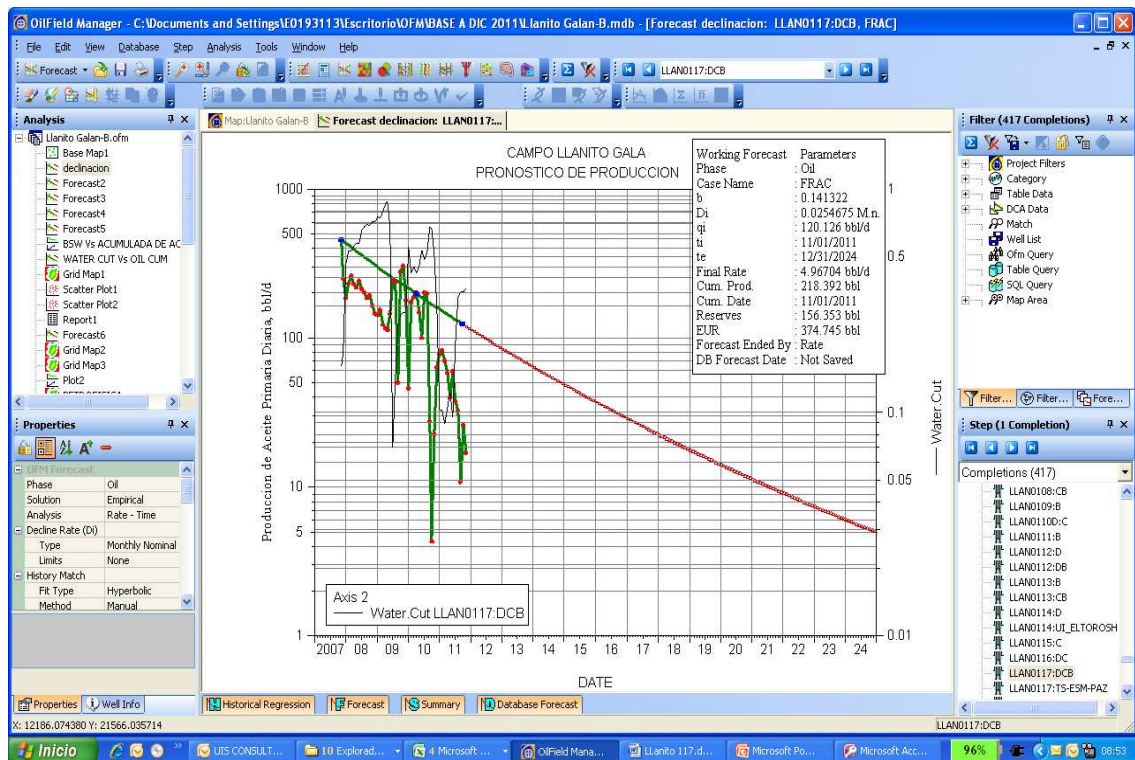
La figura 28 corresponde a la zona B, la zona de la que actualmente se esta produciendo, la línea roja punteada son las reservas por declinación que se tendrían (14198 BIs) de seguir produciendo solo esta zona. La línea negra es el comportamiento del BS&W.

En la figura 29 se muestra la zona DCB y las reservas por declinación si se llegara a reactivar, aumentando considerablemente en comparación con la zona B, estas serían de 156353 BIs, también se muestra una proyección del corte de agua, ya que con el tiempo este va ir aumentando y se tiene como

¹⁸ OFM, Software Oilfield Manager 2005 Schlumberger. Manual de uso básico.

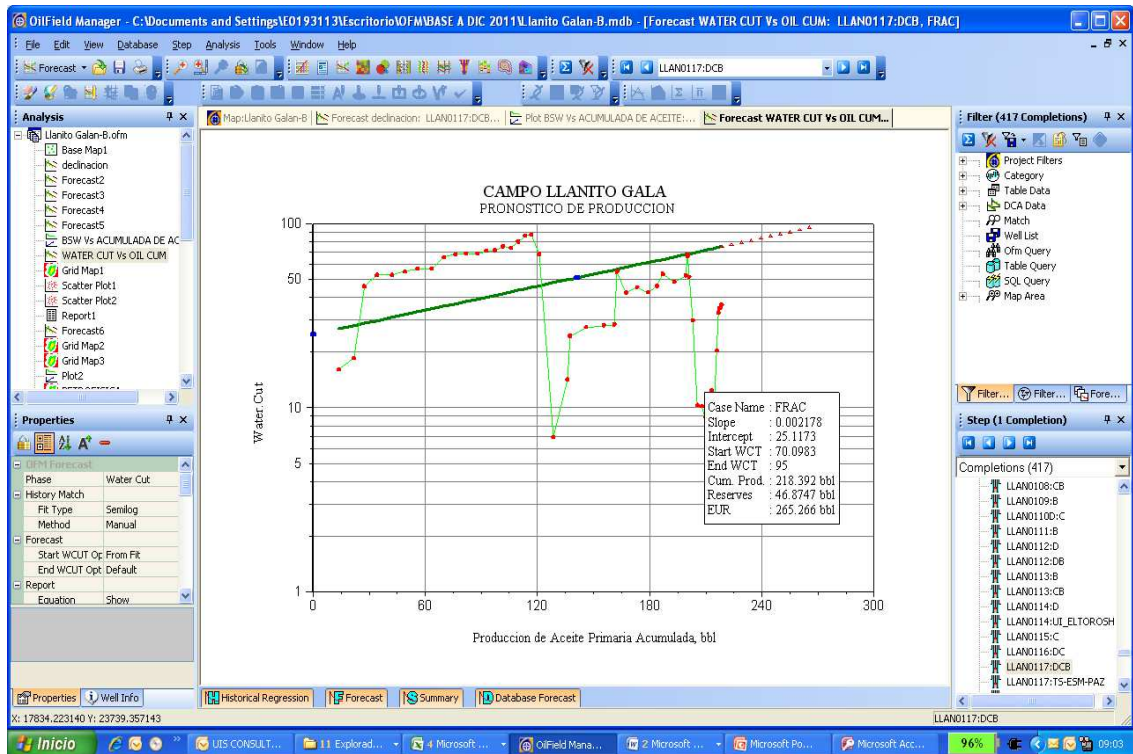
límite económico hasta un valor del 95%, teniendo unas reservas por corte de agua de 45848 Bls (Ver figura 30).

Figura 29. Zona DCB pozo Llanito 117.



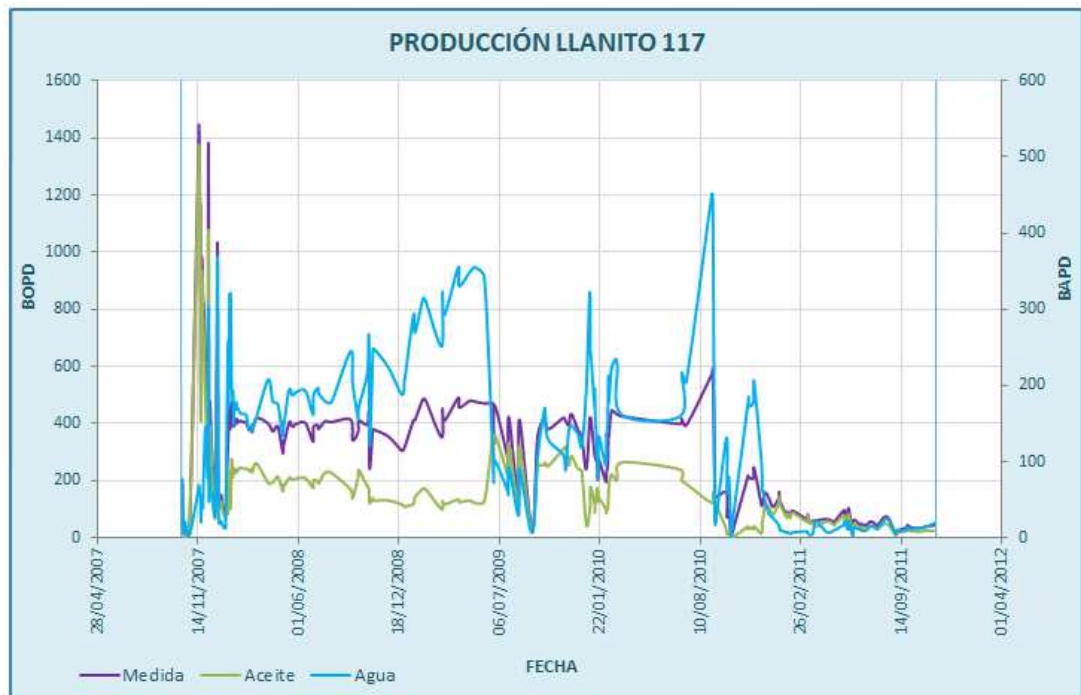
Fuente: Software OFM (Oil Field Manager) bajo licencia de Ecopetrol S.A.

Figura 30. Corte de Agua reactivando zona DCB pozo Llanito 117.



Fuente: Software OFM (Oil Field Manager) bajo licencia de Ecopetrol S.A.

Figura 31. Producción pozo Llanito 117.



Fuente: Elaborada por el autor a partir de los datos de producción del campo Llanito.

En la figura 31 está graficada la producción desde el año 2007 hasta el 2011, prácticamente desde que el pozo se perforó, también se puede observar que la producción bruta (Medida) se estabilizó por encima de los 400 Bls desde inicios del 2008 hasta el año 2010 cuando se realizó el aislamiento y a partir de ese momento el caudal se ha mantenido cercano a los 100 Bls.

4.1.3 Índice de Productividad

El procedimiento para hallar el índice de productividad fue el siguiente:

A partir del documento que se maneja en Ecopetrol S.A, (Macrodinason para wesems, ir al anexo C para ver un ejemplo) en el cual consignan las presiones de fondo, presión en el anular, líquido equivalente de gas libre, entre otros, se tomaron los respectivos valores para calcular el nivel real con la siguiente expresión:

$$NLR = PIP - LEGL$$

Donde:

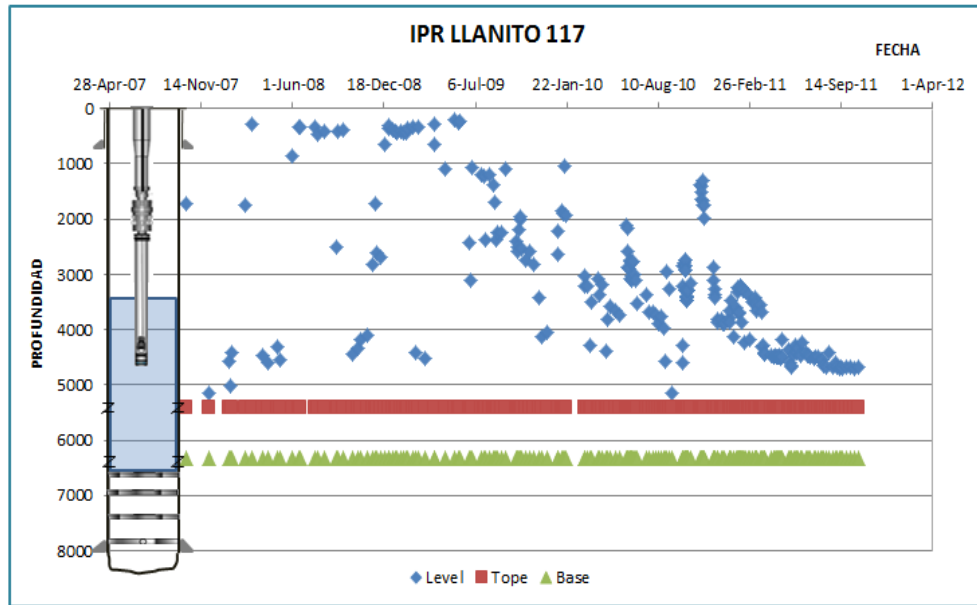
NLR= Nivel de líquido real.

PIP= Presión de entrada de la bomba, (*Pressure Intake Pump*)

LEGL= Líquido equivalente de gas libre.

Luego de tener el cálculo del nivel real de líquido, se procedió a graficarlos y tomar como nivel estático el menos profundo, medido desde superficie hacia el fondo del pozo, en cambio para el nivel dinámico se tomó un valor promedio (Ver figura 32 y anexo D en el cual se encuentran los datos de los niveles graficados).

Figura 32. Niveles de fluido para el pozo Llanito 117.



Fuente: Elaborada por el autor a partir de los datos de producción del campo Llanito.

Después de leídos los niveles, se tomaron las presiones correspondientes para cada uno de ellos, también del documento Macrodinason para wesems. Para el caso de la presión estática, se tomó la presión para el nivel estático y se le sumó la presión en el anular CHP, también se manejó una presión de burbuja $P_b = 1252$ psi.

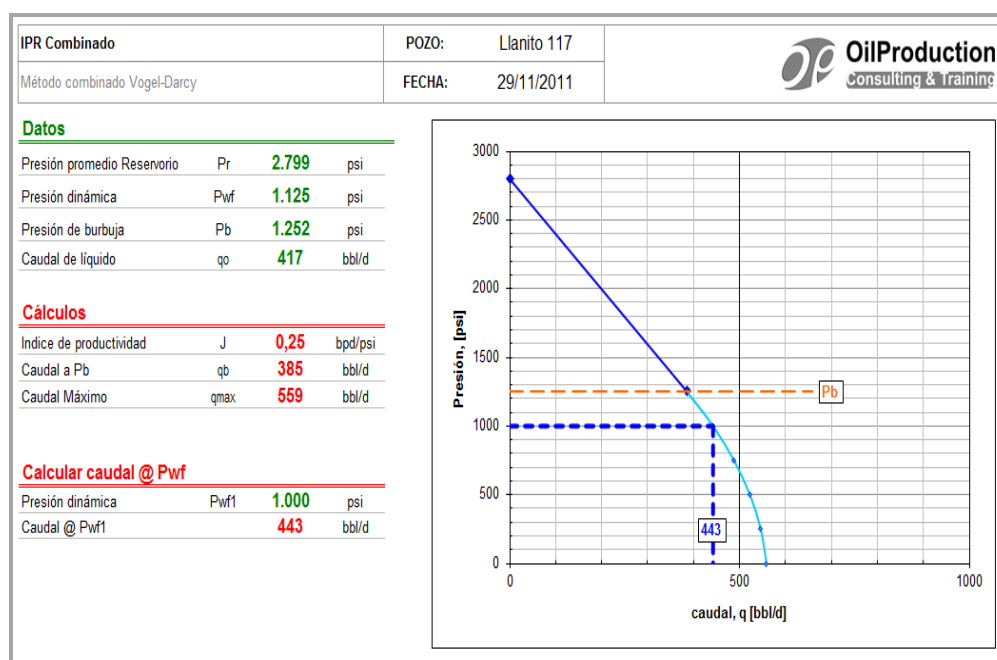
Tabla 18. Información par el cálculo del IP pozo Llanito 117.

WELL	BS&W	N-ESTÁTICO REAL	N-DINÁMICO	LIQ(bb/d)
117	52	240	3502	417
CHP	P _b	PRESIÓN ESTÁTICA	PWF	IP
74,4	1252	2799,4	1125	0,25

Fuente: Elaborada por el autor a partir de los datos de producción del campo Llanito.

Para hallar el IPR se utilizó una hoja de cálculo tomada del portal de internet *OilProduction.net*,¹⁹ utilizando el método combinado (Vogel – Darcy), ya que en la base de datos de Ecopetrol S.A. no hay registro de IPR para los campos objeto de estudio. Los datos del cálculo del IPR se pueden observar en el anexo E.

Figura 33. IPR pozo Llanito 117.



Fuente: Hoja de cálculo tomada de Oilproduction.net.

4.1.4 Índice de Frecuencia de Fallas

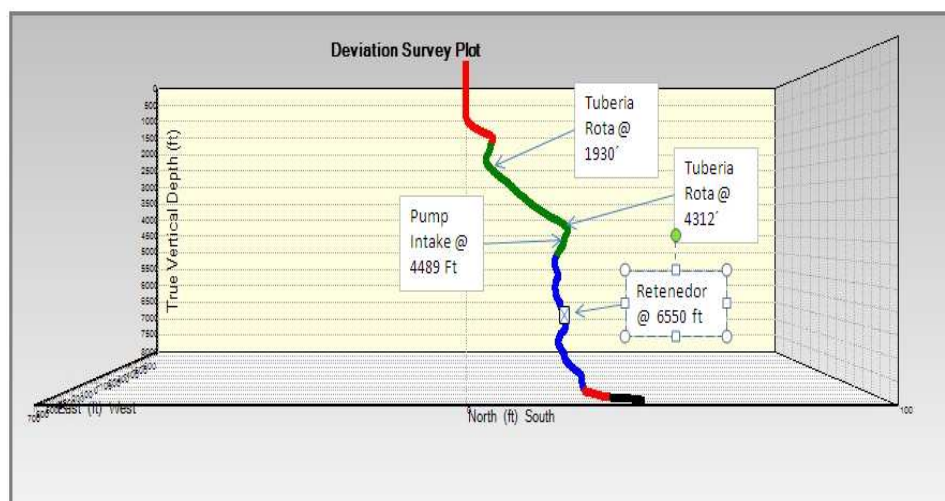
Este parámetro se calculó con información de la base de datos, donde está el registro de las fallas que ha presentado cada pozo y el tipo, si fue por varilla, tubería o bomba de subsuelo. También se utilizó un informe estadístico de los días que los pozos han estado en producción a partir del año 2007 hasta octubre de 2011, en el caso del pozo Llanito 117 desde la fecha que empezó a producir.

¹⁹ OilProduction.net. Hoja de cálculo disponible en la Web:

< http://www.oilproduction.net/cms/index.php?option=com_content&view=article&id=1756:calculos-de-ipr-inflow-performance-relationship&catid=82:optimizacion&Itemid=169>.

Este estudio se enfoca en las fallas por varilla o tubería debido a la desviación de los pozos, con el fin de aprovechar la ventaja que ofrece el sistema ESPCP al no utilizar varillas en su configuración (Ver figura 34), ya que para el problema de arenamiento, como se mencionó anteriormente, el pozo Llanito 117 ya tiene implementado el sistema de levantamiento de bombeo por cavidades progresivas (PCP), el cual se caracteriza por el buen manejo de sólidos y se han tenido buenos resultados. Con la implementación del sistema ESPCP se busca seguir manejando este problema ya que presenta la misma ventaja que el sistema PCP.

Figura 34. Survey 3D pozo Llanito 117.



Fuente: Base de Datos Ecopetrol S.A

En la anterior figura se muestra el *survey* en 3D del pozo Llanito 117 y las fallas (Tubería rota) que presenta debido a los cambios bruscos en la desviación.

Tabla 19. Cálculo IFF Año 2007-2011 para el pozo Llanito 117.

Pozos Llanito	Fallas 2007	Fallas 2010	Fallas 2011	Total Fallas
117	T	T	TT	4

Pozos Llanito	Total Fallas	Total Tiempo Activo	Falla/Total Años
117	4	3,071	1,30

Fuente: Elaborada por el autor a partir de los datos de Fallas del campo Llanito.

En la tabla 19 están las fallas que el pozo Llanito 117 ha tenido y el año que ocurrieron, las cuales han sido por tubería (T), también se puede observar que solo aparecen los años 2007, 2010 y 2011, ya que en los años 2008 y 2009 no presento fallas por varilla ni tubería.

5. ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA

El objetivo del estudio de prefactibilidad técnica es diseñar de manera óptima los componentes del sistema de levantamiento artificial electrosumergible con cavidades progresivas, teniendo en cuenta las características y condiciones del pozo Llanito 117.

A continuación se detalla la información básica que se necesita para iniciar con el diseño²⁰:

5.1 DATOS DEL POZO

Tabla 20. Datos del pozo Llanito 117.

PARAMETRO	ESPECIFICACIONES
Caudal	417 BPD
Casing	7", 29 lb/ft.
Tubing	3 ½" EUE, N-80, RII, R8, 9.3 Lb/ft
Nivel Estático	240 ft
Nivel Dinámico	3502 ft
Corte de Agua	70%
THP	100 psi
CHP	74.4 psi
T de Fondo	145 °F
Profundidad Bomba	5395 ft
GOR	225 scf/STB
Intervalos perforados	5410 – 6328 ft

Fuente: Autor

²⁰ Oilproduction.net. Diseño básico y selección de un equipamiento [online]: Manual, Marzo 3 de 2009. Disponible en la Web: < http://www.oilproduction.net/cms/index.php?option=com_content&view=article&id=137:diseño-básico-y-selección-de-un-equipamiento&catid=48:esp-electrosumergible&Itemid=97>.

5.2 DATOS DEL FLUIDO

Tabla 21. Datos del fluido.

PARAMETRO	ESPECIFICACIONES
Gravedad API	19 °API
SG del Petróleo	0.94 rel H ₂ O
SG del Gas	0.62 rel Aire
SG de la mezcla	0,96 rel.H ₂ O
Densidad del Agua	1.05 Sp.Gr.H ₂ O
Presión de Burbuja	1252 psi
Viscosidad Petróleo en superficie a 90°F	50 cp
Viscosidad Petróleo en fondo a 145 °F	25 cp

Fuente: Autor

5.3 FUENTE DE ENERGÍA

Disponibilidad de voltaje

Capacidad de fuentes de Energía

5.4 POSIBLES PROBLEMAS

Arena

Deposición

5.5 SELECCIÓN DE LA BOMBA

La selección de la bomba depende principalmente del caudal que se va a manejar, la profundidad a la cual se dejará, diámetro del *casing* y el tipo de fluido.

El caudal define la capacidad de la bomba y el tipo de fluido define el elastómero que se va a emplear, ya que este puede alterarse con los fluidos producidos y los contaminantes que este contenga, es muy importante escoger un elastómero adecuado para que la bomba tenga un buen desempeño.

5.5.1 Tipos de Elastómeros para Hidrocarburos

Los Elastómeros más utilizados en la aplicación BCP y ESPCP, poseen bases Nitrílicas (convencionales), Hidrogenación Catalítica (Elastómeros Hidrogenados) y Fluoe elastómeros²¹.

El elastómero que se está utilizando actualmente en el pozo Llanito 117 es NBRA (Contenido medio de Acrilo – Nitrilo), este tipo de elastómero tiene buena resistencia a la abrasión, muy buena resistencia mecánica y ha tenido buena compatibilidad con los fluidos (Muy buena tolerancia a aromáticos), por tal razón se podría seguir implementando.

5.5.2 Cálculo de Gas

Otro factor que se debe tener en cuenta y que es muy importante es la cantidad de gas libre que se va a manejar, esto es porque la bomba de cavidades progresivas necesita lubricación entre el elastómero y el rotor, para que la fricción entre estos no aumente la temperatura generándole severos daños al elastómero.

Por cuestiones de diseño la cantidad de gas que entra a la bomba no debe ser mayor al 40 % de gas libre, por esta razón se realizan los cálculos correspondientes.

Relación petróleo/gas en solución

$$R_s = \gamma_g \left(\frac{P_b}{18} * \frac{10^{0.0125 * API}}{10^{0.00091 * P}} \right)^{1.2048}$$

$$R_s = 201.98 [pc/Bl_s]$$

²¹ CHACÍN, Óp. cit. p. 26.

Donde:

R_s = Relación petróleo/gas en solución, [pc/Bls]

γ_g = Gravedad específica del gas

P_b = Presión de burbuja, [psi]

$^{\circ}\text{API}$ = Gravedad API

$^{\circ}\text{F}$ = Temperatura de fondo, [$^{\circ}\text{F}$]

Factor de Formación del Gas

$$Bg = 5.04 * \left(\frac{zT}{P} \right)$$

$$Bg = 3.46 [Bls/Mscf]$$

Donde:

B_g = Factor de Formación del Gas, [Bls/Mscf]

z = Factor de compresibilidad del gas, 0.99 para el campo Llanito.

T = Temperatura de Fondo, [Rankine]

P = Presión de Sumergencia, [psi]

Factor de Formación del Petróleo

$$Bo = 0.972 + (0.000147 * F^{1.172})$$

$$F = R_s * \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + (1.25 * ^{\circ}\text{F})$$

$$Bo = 1.094 [Bls/BF]$$

Donde:

B_o = Factor de formación del gas, [Bls/BF]

γ_g = Gravedad específica del gas

γ_o = Gravedad específica del petróleo

Cálculo de Volumen Total de Gas

Con las variables calculadas anteriormente, se puede hallar el volumen de petróleo, agua y gas.

Cálculo de Gas Total

$$Gas\ Total = \frac{GOR * BOPD}{1000}$$

$$Gas\ Total = 45 [KPCD]$$

Donde:

GOR = Relación Gas/Petróleo, [pc/Bls]

BOPD = caudal de Petróleo Producido, [Bls]

Cálculo de Gas en Solución

$$Gas\ en\ Solucion = \frac{Rs * BOPD}{1000}$$

$$Gas\ en\ Solucion = 40.4 [KPCD]$$

Donde:

Rs = Relación Gas solución/Petróleo, [pc/Bls]

BOPD = caudal de Petróleo Producido, [Bls]

Cantidad de Gas Libre

$$Gas\ Libre = Gas\ Total - Gas\ en\ Solucion$$

$$Gas\ Libre = 4.6 [KPCD]$$

Calculo del Volumen de Fluidos

$$V_o = STB * B_o = 218.8 [Bls]$$

$$V_g = Gas\ Libre * B_g = 1.44 [Bls]$$

$$V_w = STB = 217 [BWPD]$$

$$V_{total} = V_o + V_g + V_w = 437.24 [Bls]$$

$$\% Gas\ Libre = \frac{V_g}{V_{total}} * 100 = 0.33 \%$$

En el caso del pozo Llanito 117 la producción de gas no es un problema para el diseño ya que es muy baja (0.33%).

5.5.3 Calculo del Diferencial de Presión

- Presión de Admisión de la bomba

$$MPP = \frac{h_{Topo} + h_{Base}}{2} = 6027.5 [ft]$$

$$\Delta P = (MPP - Prof. Bomba) * SG_m * \nabla P_H = 262.92 [psi]$$

$$P_{Intake} = P_{wf} + CHP - \Delta P = 936.48 [psi]$$

Donde:

P_{Intake} = Presión de admisión de la bomba, [psi]

MPP = Profundidad Media de Perforados, [ft]

h_{Tope} = Profundidad del tope de perforados, [ft]

h_{Base} = Profundidad de la base de perforados, [ft]

SG_m = Gravedad específica de la mezcla

CHP = Presión en cabeza del anular, [psi]

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo, [psi]

∇P_H = Gradiente de presión hidrostática, 0.433 [psi/ft]

- **Presión de Descarga de la bomba**

Las pérdidas de carga por fricción (F), debido al flujo por el interior de la tubería de producción se calculó con la ecuación de Hazen & Williams.

$$F = 2083 * \left(\frac{100}{C}\right)^{1.85} * \left(\frac{Q}{34.3}\right)^{1.85} * \frac{1}{ID^{4.8655}} = 7.3 * 10^{-4} [ft]$$

$$P_F = F * Prof.bomba * \nabla P_H = 1.7 [psi]$$

$$P_{Descarga} = \left(\frac{Prof.bomba * SG_m}{2.31}\right) + P_F + P_{Wellhead} = 2346.6 [psi]$$

Donde:

$P_{Descarga}$ = Presión de descarga d la bomba, [psi]

F = Perdida de carga por fricción, [ft/1000ft]

C = Constante, 120

Q = Caudal, [BPD]

D = Diámetro Interno de la tubería, [in]

$P_{Wellhead}$ = Presión en cabeza de pozo, [psi]

- **Diferencial de Presión**

$$P_{dif} = P_{Descarga} - P_{Intake} = 1410 [psi]$$

Se debe escoger una bomba con presión nominal por lo menos 20% mayor que la diferencia de presión calculada, para asegurar el rango de operación ya que las PCP son bombas de desplazamiento positivo y el rango de presión no es exacto.

Si el pozo tiene alta producción de arena, se debe escoger una bomba con una presión nominal 75% mayor que la presión diferencial requerida.

5.6 VELOCIDAD DE BOMBEO OPERACIONAL

$$Vel.Oper = Tasa\ de\ diseño * \left(\frac{100\ RPM}{Tasa\ Teorica\ de\ la\ bomba} \right)_{Bomba} * efc$$

$$Vel.Oper = 417 * \left(\frac{100\ RPM}{151} \right) * 0.8 = 220.9 [RPM]$$

Como el pozo Llanito 117 produce una cantidad considerable de arena, se recomienda que no se opere a una velocidad mayor de 250 RPM con el objetivo de reducir el desgaste.

5.7 REQUERIMIENTO DE ENERGÍA

$$HHP = \frac{Q * P_{dif} * 2.31}{136000} = \frac{417 * 1410 * 2.31}{136000} = 10 [Hp]$$

$$Hp = \frac{HPP}{efic} = \frac{10}{0.8} = 12.5 [Hp]$$

Donde:

HHP = Potencia Hidráulica, [Hp]

Hp = Potencia requerida, [Hp]

P_{dif} = Diferencial de presión, [psi]

Efic = Eficiencia de la bomba

Generalmente los requerimientos de un sistema ESPCP son menores que los de un sistema ESP, así que se puede escoger un rango de tensión más alto para absorber las pérdidas de tensión en el cable.

5.8 UNIDAD DE REDUCCIÓN DE ENGRANAJES GRU

$$Torque = \frac{Hp * 5252}{RPM} = \frac{12.5 * 5252}{220.9} = 297.2 \left[\frac{lb}{ft} \right]$$

Se debe seleccionar una GRU de la misma serie del motor que pueda manejar 1.5 veces el torque calculado, esto es porque las PCP necesitan un torque alto para el arranque debido a la configuración del rotor dentro del estator.²²

5.9 SECCIÓN DE SELLO

Para la sección de sello se recomienda utilizar tres cámaras, el sistema de doble bolsa con sellos de primera calidad para proporcionar protección extra a la GRU ya que si ésta se contamina se pueden dañar gravemente el conjunto de engranajes, la sección sello también debe manejar 1.5 veces mas el torque y tener el mismo aceite que el motor y la GRU.

5.10 SELECCIÓN DEL CABLE

Se dispone de diferentes tamaños de cable, como también de forma, si es plano o redondo. El tamaño adecuado del cable depende de factores como caída de tensión, amperaje y del espacio que se tenga entre el *tubing* y el *casing*.

²² RODRIGUEZ, William y ROBLES, Carlos. Herramienta software para el análisis y diseño de sistemas de levantamiento artificial convencionales. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 2010.

El cable debe ser 100 a 200 ft más largo que la medida de la profundidad de la bomba para que haya distancia desde la boca de pozo a los equipo de superficie y las conexiones sean seguras.

5.11 VARIADOR DE VELOCIDAD

El variador de frecuencia y el transformador deben manejar los requerimientos de potencia del sistema y se puede calcular a través de la siguiente ecuación:

$$KVA = \frac{V_{superficie} * Amp * \sqrt{2}}{1000} = 16.2 [KVA]$$

A continuación se muestra el equipo seleccionado con las especificaciones correspondientes para el pozo Llanito 117, según los catálogos de la empresa proveedora del sistema de levantamiento artificial ESPCP *Baker Hughes*.

Tabla 22. Diseño Sistema ESPCP.

Diseño Sistema ESPCP	
Tasa Deseada [BPD]	417
% de Agua	52
Gas dentro de la bomba [%]	0,33
Frecuencia [Hz]	60
GOR [scf/STB]	225
Perdidas por Friccion [psi]	1,7
Presion Intake [psi]	936,48
Presion de Desarga [psi]	2346,6
Modelo de la bomba	130-D-2600
Potencia requerida por el motor [Hp]	12,5
Seleccion de sello	GSB3DB LS
Seleccion del motor	MSP1-250F 108 Hp 1775 V 39 A
Longitud del cable en superficie [ft]	100
Longitud del cable [ft]	5495
Tipo de cable	#4 MLE KLHT 4,0 KV
Caida de tension [V]	52,8
Seleccion del controlador	VSD 2250 VT 260KVA 480V 313 A
Seleccion de GRU	11: 4: 1

Fuente: Elaborada por el autor con la asesoría de Baker Hughes.

6. ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD FINANCIERA

El estudio de prefactibilidad se realizó en base a los indicadores valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), eficiencia, *payback* y finalmente por la relación costo - beneficio, con el fin de tener un criterio sólido de la posible viabilidad de la implementación.

6.1 VALOR PRESENTE NETO

Este indicador determina el valor presente de los flujos de fondos de los negocios, transformando todos los ingresos y egresos futuros a pesos de hoy. Si el VPN es positivo quiere decir que el proyecto genera un rendimiento o ganancia, en cambio si es negativo significa que hay una pérdida a cierta tasa de interés y si es igual cero se dice que el proyecto es indiferente.

$$VPN = VPI - VPE$$

Donde:

VPN = Valor Presente Neto

VPI = Valor presente de los ingresos

VPE = Valor Presente de los Egresos

6.2 TASA INTERNA DE RETORNO

Es la tasa que obtienen los recursos o el dinero que permanece atado al proyecto. Es la tasa de interés a la cual el inversionista le presta su dinero al proyecto y es característica del proyecto²³.

²³ UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, Sede Manizales. Dirección Nacional de Servicios Académicos Virtuales. Disponible en la Web: <<http://www.virtual.unal.edu.co/cursos/sedes/manizales/4010045/Lecciones/Cap%209/9-1-2.htm>>

$$VPN = 0 = \left[\frac{FE_1}{(1+K)^1} \right] + \left[\frac{FE_2}{(1+K)^2} \right] + \dots + \left[\frac{FE_N}{(1+K)^N} \right] - Inversion$$

Donde:

FE = Flujos Netos de Efectivos

K = Valores Porcentuales

6.3 PAYBACK

Es el período de devolución, es el tiempo requerido para recuperar la inversión de capital inicial, este método calcula el tiempo que se tomaría para lograr un flujo de caja positivo igual a la inversión total.²⁴

$$Payback = \frac{Inversion\ Inicial}{Flujo\ de\ Efectivo\ Anual}$$

6.4 RELACIÓN COSTO - BENEFICIO:

Es la relación del valor presente de los ingresos con respecto al valor presente de los egresos y se puede calcular con la siguiente expresión:

$$RCB = \frac{VPN_{IN}}{VPN_{EG}}$$

6.5 PROCEDIMIENTO Y RESULTADOS

Para el estudio de prefactibilidad financiera se tuvo en cuenta la siguiente información y procedimiento:

²⁴ CABEZA, Janice y PUELLO, Sandra. Evaluación Técnico Económica del Resultado de las Estimulaciones Realizadas en el Desarrollo del Activo Llanito de Ecopetrol S.A. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 2011.

Tabla 23. Información básica para el estudio de prefactibilidad financiera.

INDICADOR	VALORES			
	1	2	3	4
AÑO				
PRECIO DE VENTA DEL CRUDO (USD)	52,21	52,23	51,35	52,22
COSTO DE LEVANTAMIENTO (USD)	13,18	12,66	14,49	16,25
COSTO TRATAMIENTO DE AGUA (USD)	79,360	49,950	45,281	46,020

Fuente: Departamento de Ingeniería y confiabilidad de Mares, Ecopetrol S.A.

6.5.1 Tiempo de análisis y costos: se tomó un período de 5 años para desarrollar el estudio financiero de la implementación del sistema ESPCP, definiéndolo de la siguiente manera:

- **Primer año (año cero):** se realiza la inversión inicial, en el cual se tiene en cuenta los gastos por la compra del sistema (equipo ESPCP y la bomba PCP de fondo), costos por la intervención al pozo para la instalación (*Workover* y producción diferida por los días de trabajo, se tiene en cuenta la diferida porque en este período de tiempo el pozo no produce y es crudo que no se está vendiendo, conllevando a la generación de pérdidas) y el costo de las conexiones eléctricas.
- **Años 1 y 3:** el sistema se encontraría en funcionamiento (años 1, 2, 3 y 4), por esta razón se considera el precio de venta de crudo, el costo de levantamiento (*Lifting cost*), las regalías en función de los barriles incorporados (Actualmente del 20% para Colombia) y el tratamiento del agua de producción.
- **Año 2:** en este año se tiene en cuenta, además de los anteriores costos, una nueva compra del sistema ESPCP, ya que la empresa proveedora recomendó un *run life* no mayor a 2 años, también se incluyen los costos por intervención para la instalación y la diferida correspondiente.
- **Año 4:** La diferencia entre este y los años 1 y 3, es que en este caso se consideran los costos de *Workover* por la intervención por falla debido a

cualquier problema que pueda presentar el sistema o el pozo y los costos por diferida.

6.5.2 Realización del estudio: se plantearon 3 escenarios (caso I, II y III), los cuales se desarrollaron con los valores tenidos en cuenta anteriormente.

- **Caso I:** este es el caso base, a partir del cual se desglosaron el caso II y III, en este primer escenario se tomó como referencia el precio de venta del crudo actual para el tipo de fluido que se produce en el activo Llanito, el costo por levantamiento con las variaciones que se esperan para cada año y las regalías.
- **Caso II:** como se mencionó anteriormente, este escenario esta sujeto al caso base, pero con una variación del 10%, en esta ocasión 10% menos en el precio de venta actual del crudo, esto es para contemplar la variación de precios en el mercado, para este caso se supone que el precio podría llegar a disminuir hasta el 10%, esto se hace para tener un análisis más completo y objetivo y también para medir el riesgo en caso de que se llegara a invertir.
- **Caso III:** para este escenario se tuvo una variación a partir del caso base, aumentando un 10% en el precio de venta, por las mismas razones que se plantearon anteriormente y por las ganancias que se obtendrían si subieran los precios del crudo en el mercado.

Es importante resaltar el costo por tratamiento de agua de producción, ya que se espera que vaya aumentando cada año y disminuyendo la producción neta de crudo, por esta razón se realizó un perfil del pozo en caso dado de que se llegara implementar el sistema.

Tabla 24. Perfil del pozo Llanito 117.

Mes	Prom. Mes [Bls]	Reservas Incorporadas/Mes [Bls]	Perfil Agua con Trabajo
1	125	3800	8867
2	121	3689	8608
3	118	3585	8365
4	115	3486	8135
5	112	3393	7917
6	109	3304	7710
7	106	3220	7514
8	103	3140	7328
9	101	3065	7151
10	98	2992	6982
11	96	2923	6821
12	94	2857	6667
13	92	2794	11176
14	90	2734	10935
15	88	2676	10704
16	86	2621	10483
17	84	2568	10270
18	83	2517	10066
19	81	2468	9870
20	80	2420	9682
21	78	2375	9500
22	77	2331	9325
23	75	2289	9157
24	74	2249	8994
25	73	2209	12519
26	71	2171	12305
27	70	2135	12097
28	69	2099	11897
29	68	2065	11703
30	67	2032	11515
31	66	2000	11333
32	65	1969	11157
33	64	1939	10986
34	63	1910	10821
35	62	1881	10660
36	61	1854	10504
37	60	1827	16442
38	59	1801	16209

39	58	1776	15981
40	58	1751	15760
41	57	1727	15545
42	56	1704	15336
43	55	1681	15133
44	55	1659	14934
45	54	1638	14741
46	53	1617	14553
47	53	1597	14370
48	52	1577	14191

Fuente: Autor.

Tabla 25. Parámetros de Declinación.

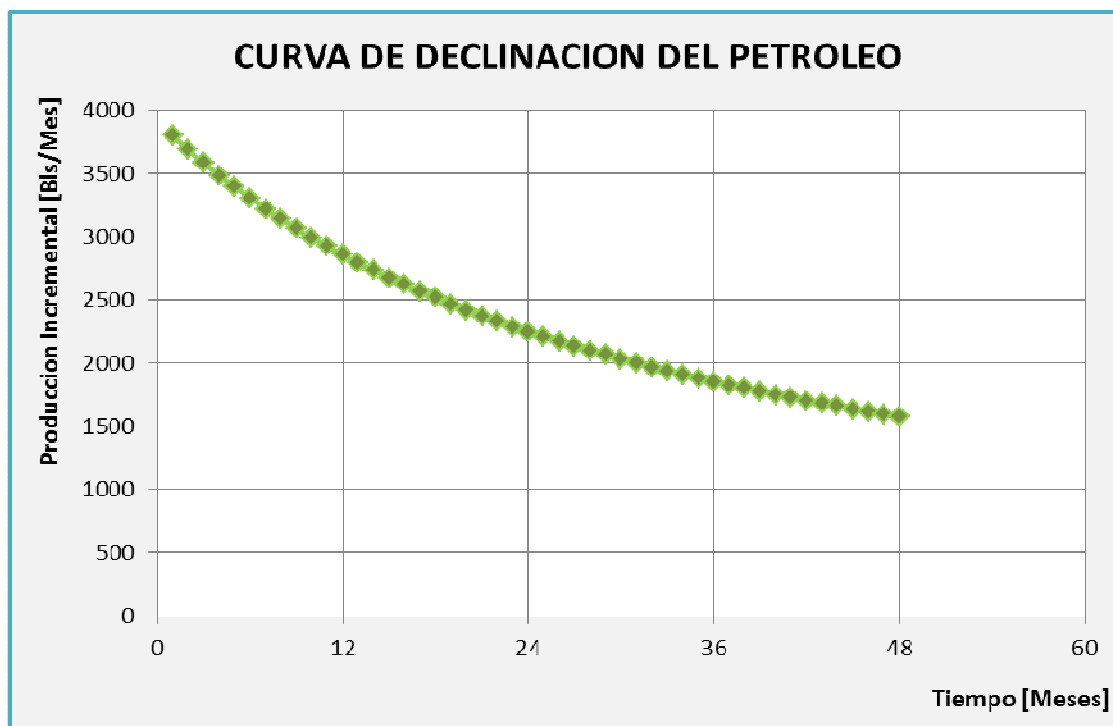
INCREMENTAL	CONSTANTE
Di (Nm)	0,03
b	1,00

Fuente: Departamento de Ingeniería y confiabilidad de Mares, Ecopetrol S.A.

Las curvas de declinación que se muestran mas adelante (figuras 35 y 36) se calcularon en base a las tablas 24 y 25. En la tabla 24 se puede observar las reservas incrementales por mes y su respectiva declinación, también se encuentra el perfil del agua y su variación en el tiempo, notándose su incremento cada año. Para calcular las curvas de declinación se utilizó el método exponencial (en el anexo F se da una clasificación de las curvas de declinación²⁵). Los parámetros de declinación Di (Velocidad de declinación) y b (constante de declinación), que están en la tabla 25, fueron proporcionados por el departamento de yacimientos y han sido calculados a partir de las curvas históricas de los campos.

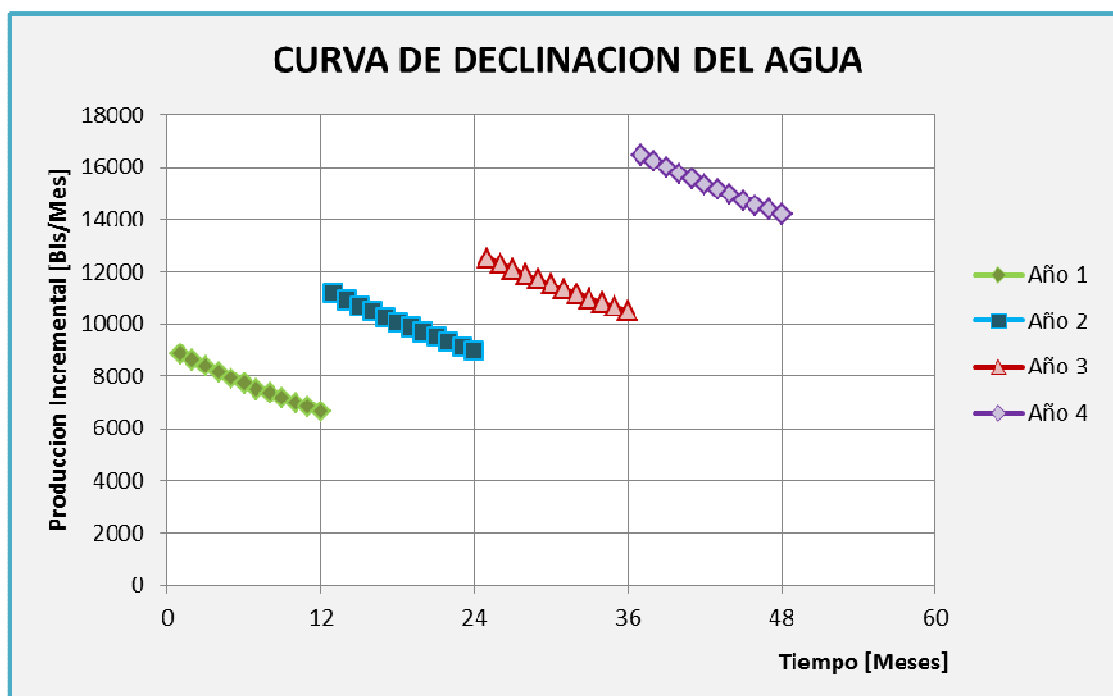
²⁵ ESTUPINAN, Carlos y CARDOZO, Leidy. Comportamiento de la Producción de un Yacimiento de Gas Condensado basado en el Análisis de sus Curvas de Declinación. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2011. 27 p.

Figura 35. Curva de declinación de las reservas incorporadas de petróleo.



Fuente: Autor.

Figura 36. Curva de declinación del agua.



Fuente: Autor.

A continuación se muestra la evaluación financiera y los valores de cada indicador, para los diferentes casos contemplados.

Escenario I

Figura 37. Estudio financiero Caso I.

AÑO	0	1	2	3	4
MARGEN CRUDO (USD)		39,03	39,57	36,86	35,97
AÑO	0	1	2	3	4
BLS NETOS INCORPORADOS		26.163	9.606	6.147	3.933
REGALIAS (USD)		20.930	7.685	4.917	3.147
MARGEN EN USD		816.900	304.081	181.255	113.185
COSTO TRATAMIENTO AGUA (USD)		79.360	49.950	45.281	46.020
EQUIPO ESPCP (USD)	334.475		334.475		
BOMBA PCP FONDO (USD)	18.000		18.000		
COSTOS TRABAJO WORKOVER (USD)	120.586		120.586		
COSTO CONEXIONES ELECTRICAS (USD)	10.000				
POTENCIAL ACTUAL DEL POZO	23	20	17	14	10
DURACIÓN DE TRABAJOS (DÍAS)	8		8		24
DIFERIDA POZO (USD)	7.182	-	5.013	-	8.633
FALLAS MECANICAS LLANITO 117 (USD)	-				45.020
EGRESOS (USD)	490.243	79.360	528.024	45.281	99.672
FLUJO DE CAJA (USD)	(490.243)	737.540	(223.943)	135.974	13.512
TASA EFECTIVA ANUAL	12,00%				
VPI (USD)	1.172.731				
VPE (USD)	1.077.611				
VPN (USD)	95.120				
TIR	33%				
EFI	19%				
Tiempo de Repago en días Año 0	243				
Tiempo de Repago en días Año 2	601				
RELACION BENEFICIO COSTO	1,1				

Fuente: Autor.

Escenario II

Figura 38. Estudio financiero Caso II.

AÑO	0	1	2	3	4
MARGEN CRUDO (USD)		33,81	34,35	31,73	36,75
AÑO	0	1	2	3	4
BLS NETOS INCORPORADOS		26.163	9.606	6.147	3.933
REGALIAS (USD)		20.930	7.685	4.917	3.147
MARGEN EN USD		707.645	263.967	156.029	115.639
COSTO TRATAMIENTO AGUA (USD)		79.360	49.950	45.281	46.020
EQUIPO ESPCP (USD)	334.475		334.475		
BOMBA PCP FONDO (USD)	18.000		18.000		
COSTOS TRABAJO WORKOVER (USD)	120.586		120.586		
COSTO CONEXIONES ELECTRICAS (USD)	10.000				
POTENCIAL ACTUAL DEL POZO	23	20	17	14	10
DURACIÓN DE TRABAJOS (DÍAS)	8		8		24
DIFERIDA POZO (USD)	6.221	-	4.315	-	8.820
FALLAS MECANICAS LLANITO 117 (USD)	-				45.020
EGRESOS (USD)	489.282	79.360	527.326	45.281	99.860
FLUJO DE CAJA (USD)	(489.282)	628.285	(263.359)	110.748	15.779
TASA EFECTIVA ANUAL	12,00%				
VPI (USD)	1.026.808				
VPE (USD)	1.076.213				
VPN (USD)	(49.405)				
TIR	0%				
EFI	-10%				
Tiempo de Repago en días Año 0	284				
Tiempo de Repago en días Año 2	868				
RELACION BENEFICIO COSTO	1,0				

Fuente: Autor.

Escenario III

Figura 39. Estudio financiero Caso III.

AÑO	0	1	2	3	4
MARGEN CRUDO (USD)		44,25	44,79	42,00	41,19
AÑO	0	1	2	3	4
BLS NETOS INCORPORADOS		26.163	9.606	6.147	3.933
REGALIAS (USD)		20.930	7.685	4.917	3.147
MARGEN EN USD		926.155	344.195	206.531	129.610
COSTO TRATAMIENTO AGUA (USD)		79.360	49.950	45.281	46.020
EQUIPO ESPCP (USD)	334.475		334.475		
BOMBA PCP FONDO (USD)	18.000		18.000		
COSTOS TRABAJO WORKOVER (USD)	120.586		120.586		
COSTO CONEXIONES ELECTRICAS (USD)	10.000				
POTENCIAL ACTUAL DEL POZO	23	20	17	14	10
DURACIÓN DE TRABAJOS (DÍAS)	8		8		24
DIFERIDA POZO (USD)	8.142	-	5.712	-	9.886
FALLAS MECANICAS LLANITO 117 (USD)	-				45.020
EGRESOS (USD)	491.203	79.360	528.723	45.281	100.925
FLUJO DE CAJA (USD)	(491.203)	846.795	(184.528)	161.250	28.685
TASA EFECTIVA ANUAL	12,00%				
VPI (USD)	1.330.688				
VPE (USD)	1.079.925				
VPN (USD)	250.763				
TIR	63%				
EFI	51%				
Tiempo de Repago en días Año 0	212				
Tiempo de Repago en días Año 2	418				
RELACION BENEFICIO COSTO	1,2				

Fuente: Autor.

En el caso I todos los indicadores tienen resultados positivos, por lo tanto no se tendría pérdidas económicas, pero para Ecopetrol no es interesante en comparación con otros sistemas ya que la eficiencia es muy baja y no es interesante en comparación a otros sistemas de levantamiento existentes.

En el caso II se obtuvieron resultados desfavorables, ya que el valor presente neto, la tasa representativa del mercado y la eficiencia dan negativo, lo cual indica pérdida si se llegara a implementar el sistema.

El caso que si haría que el proyecto fuera interesante, es el caso III, aunque su viabilidad se da gracias al precio del crudo asumido. En la tabla 24 se pueden ver los resultados obtenidos para cada caso.

Tabla 26. Resultados del estudio financiero pozo Llanito 117.

INDICADOR	OPERACIÓN											
	CASO I CASO BASE				CASO II CASO (-10%)				CASO III CASO (+10%)			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
AÑO												
PRECIO DE VENTA (USD)	52,21	52,23	51,35	52,22	46,989	47,007	46,215	46,998	57,431	57,453	56,485	57,442
COSTO DE LEVANTAMIENTO (USD)	13,18	12,66	14,49	16,25	13,18	12,66	14,49	16,25	13,18	12,66	14,49	16,25
MARGEN (USD)	39,03	39,57	36,86	35,97	33,809	34,347	31,725	30,748	44,251	44,793	41,995	41,192
VPN	\$ 95.120,00				\$ (60.489,00)				\$ 250.787,00			
TIR	33%				-3%				63%			
EFI	19%				-12%				51%			
TIEMPO DE REPAGO AÑO 0	243				284				212			
TIEMPO DE REPAGO AÑO 2	601				868				418			
RELACION BENEFICIO COSTO	1,1				0,9				1,2			

Fuente: Autor.

7. CONCLUSIONES

- Es muy importante conocer sobre los sistemas de levantamiento artificial porque influyen de manera significativa en el desarrollo de los campos y tiene un gran impacto en la producción sobre todo si se realiza un diseño preciso y confiable.
- La metodología creada e implementada fue un buen criterio de selección, ya que todos los pozos no presentan las características adecuadas, pudiendo así, escoger un buen candidato para la implementación, dando buenos resultados en el estudio de prefactibilidad técnica, ya que este sistema maneja altos caudales incluyendo sólidos.
- Al implementar el sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible con cavidades progresivas, daría la posibilidad de reactivar una zona que presenta buenos caudales y de este modo poder aumentar la producción, además de esto se estaría aprovechando la ventaja de no utilizar varillas en su configuración y así disminuir las fallas que se presentan debido a la alta desviación del pozo.
- En cuanto a la producción de arena, razón por la cual el pozo Llanito 117 tiene actualmente implementado el sistema de bombeo por cavidades progresivas, no se tendría ningún problema al cambiarlo por el sistema ESPCP ya que este también presenta la misma ventaja.

- Con el estudio de prefactibilidad financiera se pudo comprobar que si es económicamente viable la implementación para dos de los tres casos que se planteo, pero se debe tener en cuenta que esta sujeto principalmente al cambio del precio del crudo y el *lifting cost*.
- Se debe tener en cuenta que los resultados económicos no son definitivos ya que se realizó el estudio financiero en base a un solo pozo, siendo esta una muestra no representativa, además el *run life* del equipo puede aumentar dependiendo de las condiciones de producción, haciendo la propuesta un poco más atractiva.

8. RECOMENDACIONES

- Si se llegara a implementar el sistema de levantamiento ESPCP, se recomienda mantener una velocidad de operación menor a 250 rpm para disminuir el desgaste y aumentar el run life del equipo, como también garantizar una red eléctrica de calidad porque el consumo de potencia al arrancar el motor es alta y así evitar daños al sistema.
- Si el campo tiene una buena producción de gas, se podría implementar un generador para aprovecharlo y disminuir el venteo o quema de gas al ambiente, cumpliendo con las normas del Ministerio de Minas y Energía y además proporcionarle al sistema energía confiable.
- Para poder implementar el sistema ESPCP en el pozo Llanito 117 se debe reactivar la zona DCB para que cumpla con los requerimientos de caudal y se debe asegurar que la producción no supere los 450 BPD para no alcanzar rápidamente el corte de agua límite de 95%, además de no generar un alto *drow-down* ya que se puede producir mas arena.
- Antes de implementar el sistema asegurarse de que el pozo objeto de estudio posea las características adecuadas y que la información proporcionada sea confiable, para que el diseño se ajuste a la realidad del pozo y cuando se encuentre en funcionamiento tenga buen desempeño y así no tener pérdidas económicas o incluso el pozo mismo.

BIBLIOGRAFIA

ARAYA, Andrés. Análisis técnico económico para el cambio de levantamiento artificial en cuatro pozos del campo Shushufindi. Escuela Politécnica Nacional. Quito 2009.

BRATU, C. y SEINCE, L. New Progressing Cavity Pump (NPCP) for Multiphase and Viscous Liquid Production. *SPE 97833*. Calgary, Canadá. PCM Pompes, 2005.

CABEZA, Janice y PUELLO, Sandra. Evaluación Técnico Económica del Resultado de las Estimulaciones Realizadas en el Desarrollo del Activo Llanito de Ecopetrol S.A. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 2011.

CAMACHO Andrés y VILLAMIZAR Yudy. Análisis de la velocidad de flujo en los pozos del Activo Llanito de Ecopetrol S.A para determinar el arrastre o la depositación de la producción de arena. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2010.

CHACÍN, Nelvy. Bombeo por cavidad progresiva: Operación, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting [online]. Workshop Internacional. [El Tigre, Venezuela]: ESP OIL, Sept. 2003.

DUNN, L. MATTHEWS, C. y ZAHACY, T. Progressing Cavity Pumping System Applications in Heavy Oil Production *SPE 30271*. Calgary, Canadá: (C-FER), 1998.

ECOPETROL S.A. Base de datos Departamento de Ingeniería de Producción y confiabilidad de Mares – Campo Llanito. El Centro, 2011.

FLORES, Pablo. Análisis Técnico Económico para un pozo X con levantamiento artificial con Bombas de Cavidad Progresiva en el Campo Sacha. Quito, Ecuador: Octubre de 2009.

GARCIA, Lenin. Análisis técnico de completaciones dobles y su aplicación en los pozos de la cuenca amazonia del Ecuador. Escuela Politécnica Nacional. Quito, 2009.

HIRSCHFELDT, Marcelo. Cálculos de IPR (Inflow Performance Relationship) – Hoja de cálculo de IPR. OilProduction.net, 2011.

-----Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas [online]. Oil Production.net [Argentina]: Versión 1, 2008.

-----Nota Técnica PCP Multilobular. Argentina: Oilprocuction.net, 2009.

MCNAUGHTON, Kenneth. The Chemical Engineering Guide to Pumps. U.S.A: McGraw Hill, 1999.

MENDOZA, Erick. Evaluación técnico económica del desempeño del Bombeo Electrosumergible como nuevo sistema de levantamiento artificial para el Campo Cantagallo. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga: 2005

MONTOLÍO, E. y FIGUERAS, C. Manual Práctico de escritura académica. Barcelona, España: Ariel, 2008.

NORRIS COMPANY. Informe Especial de Norris. Análisis de las Fallas de las varillas de Bombeo. EE.UU. 2007.

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

OILPRODUCTION.NET. Diseño básico y selección de un equipamiento. Manual, Marzo 3 de 2009.

PEÑA, Fredy. Trabajo de Grado Bombeo Electrosumergible - Descripción, diseño y monitoreo. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga: 2005.

RAMÍREZ, Laura. Evaluación del Sistema de Levantamiento por Cavidades Progresivas para Crudos Pesados en los Campos Teca y Nare. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga: 2006.

RODRIGUEZ, William y ROBLES, Carlos. Herramienta software para el análisis y diseño de sistemas de levantamiento artificial convencionales. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 2010.

RUBIO, C. y AGUDELO, P. Comparative Analysis of Production Method with PCP Systems at Rubiales Oil Field SPE 114191. Weatherford Colombia Limited Colombia, 2008.

SÁCHICA, Jorge. Factibilidad Técnico Económica para la recuperación del Gas producido por los Anulares de los pozos de los Campos Llanito y Gala de Ecopetrol S.A. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2010.

SHIRLEY, Kathy. Electrical Submersible Progressing Cavity Pump Systems [online], Baker Hughes Centrilift. Claremore, 2008.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. Dirección Nacional de Servicios Académicos Virtuales. Manizales, 2011.

ANEXOS

ANEXO A. Tiempo real Activo y Fallas de los campos del activo Llanito.

Tabla 27. Tiempo real y fallas para el campo Llanito.

Pozos Llanito	Activos 2007	Activos 2008	Activos 2009	Activos 2010	Activos 2011	Act. Año 2007	Act. Año 2008	Act. Año 2009	Act. Año 2010	Act. Año 2011	Total Fallas	Total Tiempo Activo	Falla/Total Años
23	364	361	349	363	260	0,997	0,989	0,956	0,995	0,712	1	4,649	0,22
25	---	---	---	111	280	---	---	---	0,304	0,767	1	1,071	0,93
36	305	344	337	358	282	0,836	0,942	0,923	0,981	0,773	1	4,455	0,22
39	340	361	223	363	302	0,932	0,989	0,611	0,995	0,827	1	4,353	0,23
57	307	350	275	337	302	0,841	0,959	0,753	0,923	0,827	1	4,304	0,23
69	274	330	302	361	304	0,751	0,904	0,827	0,989	0,833	1	4,304	0,23
75	330	351	323	314	302	0,904	0,962	0,885	0,860	0,827	5	4,438	1,13
84	360	361	320	330	302	0,986	0,989	0,877	0,904	0,827	-	4,584	-
93	327	286	323	331	282	0,896	0,784	0,885	0,907	0,773	3	4,244	0,71
94	357	344	223	314	253	0,978	0,942	0,611	0,860	0,693	2	4,085	0,49
95	342	351	315	361	302	0,937	0,962	0,863	0,989	0,827	1	4,578	0,22
98	361	274	314	304	259	0,989	0,751	0,860	0,833	0,710	3	4,142	0,72
101	362	356	353	362	298	0,992	0,975	0,967	0,992	0,816	-	4,742	-
108	317	110	265	352	291	0,868	0,301	0,726	0,964	0,797	3	3,658	0,82
109	242	335	315	280	276	0,663	0,918	0,863	0,767	0,756	2	3,967	0,50
111	245	249	349	363	302	0,671	0,682	0,956	0,995	0,827	1	4,132	0,24
112	213	297	347	362	272	0,584	0,814	0,951	0,992	0,745	0	4,085	0,00
113	225	358	321	356	302	0,616	0,981	0,879	0,975	0,827	1	4,279	0,23
114	6	346	299	346	280	0,016	0,948	0,819	0,948	0,767	1	3,499	0,29
117	64	355	284	221	197	0,175	0,973	0,778	0,605	0,540	4	3,071	1,30
118	137	315	321	352	262	0,375	0,863	0,879	0,964	0,718	0	3,800	0,00
119	---	133	350	349	293	---	0,364	0,959	0,956	0,803	-	3,082	-
120	---	76	224	338	303	---	0,208	0,614	0,926	0,830	1	2,578	0,39
122	---	160	297	335	275	---	0,438	0,814	0,918	0,753	2	2,923	0,68
123	---	165	330	336	281	---	0,452	0,904	0,921	0,770	0	3,047	0,00
127	---	---	242	326	218	---	---	0,663	0,893	0,597	1	2,153	0,46
128	---	---	159	334	283	---	---	0,436	0,915	0,775	0	2,126	0,00
129	---	---	74	358	300	---	---	0,203	0,981	0,822	-	2,005	-
131	---	---	56	361	277	---	---	0,153	0,989	0,759	-	1,901	-
134	---	---	85	328	265	---	---	0,233	0,899	0,726	0	1,858	0,00

Fuente: Autor.

Tabla 28. Tiempo real y fallas para el campo Llanito 3.

Pozos Llanito	Activos 2007	Activos 2008	Activos 2009	Activos 2010	Activos 2011	Act. Año 2007	Act. Año 2008	Act. Año 2009	Act. Año 2010	Act. Año 2011	Total Fallas	Total Tiempo Activo	Falla/Total Años
9	321	361	282	364	303	0,879	0,989	0,773	0,997	0,830	3	4,468	0,67
11	252	360	329	344	302	0,690	0,986	0,901	0,942	0,827	-	4,348	-
18	291	360	334	331	289	0,797	0,986	0,915	0,907	0,792	2	4,397	0,45
21	361	358	349	364	274	0,989	0,981	0,956	0,997	0,751	-	4,674	-
29	0	0	0	0	171	0,000	0,000	0,000	0,000	0,468	-	0,468	-
44	---	---	---	---	275	---	---	---	---	0,753	-	0,753	-
45	---	---	---	143	228	---	---	---	0,392	0,625	-	1,016	-
77	0	0	0	186	270	0,000	0,000	0,000	0,510	0,740	-	1,249	-
81	360	321	335	340	295	0,986	0,879	0,918	0,932	0,808	1	4,523	0,22
91	363	338	324	363	303	0,995	0,926	0,888	0,995	0,830	0	4,633	0,00
97	184	317	350	262	219	0,504	0,868	0,959	0,718	0,600	5	3,649	1,37
102	303	262	261	245	256	0,830	0,718	0,715	0,671	0,701	8	3,636	2,20
103	248	279	349	349	225	0,679	0,764	0,956	0,956	0,616	-	3,973	-
104	228	337	190	250	157	0,625	0,923	0,521	0,685	0,430	0	3,184	0,00
105	248	347	297	345	302	0,679	0,951	0,814	0,945	0,827	1	4,216	0,24
107	73	332	319	332	277	0,200	0,910	0,874	0,910	0,759	1	3,652	0,27
115	113	335	347	360	303	0,310	0,918	0,951	0,986	0,830	2	3,995	0,50
116	137	324	347	342	238	0,375	0,888	0,951	0,937	0,652	1	3,803	0,26
121	---	108	301	309	301	---	0,296	0,825	0,847	0,825	0	2,792	0,00
124	---	79	310	356	300	---	0,216	0,849	0,975	0,822	-	2,863	-
125	---	---	22	347	299	---	---	0,060	0,951	0,819	1	1,830	0,55
126	---	---	104	311	188	---	---	0,285	0,852	0,515	0	1,652	0,00
130	---	---	184	334	302	---	---	0,504	0,915	0,827	-	2,247	-
132	---	---	54	353	299	---	---	0,148	0,967	0,819	-	1,934	-
133	---	---	77	338	240	---	---	0,211	0,926	0,658	1	1,795	0,56
LLAN0041	186	71	74	0	0	0,510	0,195	0,203	0,000	0,000	1	0,907	1,10
LLAN0010	317	365	74	0	0	0,868	1,000	0,203	0,000	0,000	1	2,071	0,48
LLAN0099	320	272	284	59	0	0,877	0,745	0,778	0,162	0,000	2	2,562	0,78
LLAN0090	123	0	0	0	0	0,337	0,000	0,000	0,000	0,000	1	0,337	2,97
LLAN0110	76	205	0	0	0	0,208	0,562	0,000	0,000	0,000	1	0,770	1,30
LLAN0100	352	282	352	189	0	0,964	0,773	0,964	0,518	0,000	0	3,219	0,00
LLAN0035	361	274	75	0	0	0,989	0,751	0,205	0,000	0,000	2	1,945	1,03
LLAN0106	103	265	259	312	0	0,282	0,726	0,710	0,855	0,000	3	2,573	1,17
LLAN0012	299	212	0	0	0	0,819	0,581	0,000	0,000	0,000	---	1,400	-
LLAN0031	361	363	75	0	0	0,989	0,995	0,205	0,000	0,000	---	2,189	-
LLAN0080	268	328	286	216	0	0,734	0,899	0,784	0,592	0,000	1	3,008	0,33

Fuente: Autor.

Tabla 29. Tiempo real y fallas para el campo Gala.

Pozos Gala	Activos 2007	Activos 2008	Activos 2009	Activos 2010	Activos 2011	Act. Año 2007	Act. Año 2008	Act. Año 2009	Act. Año 2010	Act. Año 2011	Total Fallas	Total Tiempo Activo	Falla/Total Años
1	290	342	267	332	282	0,795	0,937	0,732	0,910	0,773	1	4,145	0,24
2	325	350	252	79	115	0,890	0,959	0,690	0,216	0,315	4	3,071	1,30
6	359	335	314	352	282	0,984	0,918	0,860	0,964	0,773	1	4,499	0,22
9	355	305	345	318	284	0,973	0,836	0,945	0,871	0,778	1	4,403	0,23
10	352	343	297	336	224	0,964	0,940	0,814	0,921	0,614	1	4,252	0,24
11	352	349	309	341	259	0,964	0,956	0,847	0,934	0,710	6	4,411	1,36
16	---	46	343	315	301	---	0,126	0,940	0,863	0,825	1	2,753	0,36
27	---	---	---	---	292	---	---	---	---	0,800	-	0,800	-
29	---	---	---	296	306	---	---	---	0,811	0,838	-	1,649	-
30	---	---	---	312	278	---	---	---	0,855	0,762	-	1,616	-
32	---	---	---	343	303	---	---	---	0,940	0,830	-	1,770	-
33	---	---	---	213	303	---	---	---	0,584	0,830	-	1,414	-
CAR-1	146	224	332	362	290	0,400	0,614	0,910	0,992	0,795	2	3,710	0,54
CAR-1N	---	257	351	360	285	---	0,704	0,962	0,986	0,781	-	3,433	-
CAR-2	362	355	347	337	300	0,992	0,973	0,951	0,923	0,822	2	4,660	0,43
CAR-3	353	353	288	349	276	0,967	0,967	0,789	0,956	0,756	1	4,436	0,23
CAR-4	346	342	333	332	286	0,948	0,937	0,912	0,910	0,784	4	4,490	0,89
CAR-5	280	188	356	344	293	0,767	0,515	0,975	0,942	0,803	1	4,003	0,25
CAR-6	---	---	---	120	283	---	---	---	0,329	0,775	1	1,104	0,91
CAR-7	---	---	---	70	298	---	---	---	0,192	0,816	-	1,008	-
CAR-8	---	---	---	206	288	---	---	---	0,564	0,789	1	1,353	0,74
CAR-9	---	---	---	86	297	---	---	---	0,236	0,814	-	1,049	-
CAR-10	---	---	---	3	283	---	---	---	0,008	0,775	-	0,784	-
CAR-12	---	---	---	273	275	---	---	---	0,748	0,753	1	1,501	0,67
CAR-13	---	---	---	53	246	---	---	---	0,145	0,674	0	0,819	0,00
CAR-14	---	---	---	241	301	---	---	---	0,660	0,825	-	1,485	-
CAR-15	---	---	---	21	299	---	---	---	0,058	0,819	-	0,877	-
CAR-16	---	---	---	21	295	---	---	---	0,058	0,808	-	0,866	-
8	314	294	302	294	286	0,860	0,805	0,827	0,805	0,784	5	4,082	1,22
1N	354	361	310	309	283	0,970	0,989	0,849	0,847	0,775	4	4,430	0,90
7	254	165	250	0	0	0,696	0,452	0,685	0,000	0,000	0	1,833	0,00
3	325	299	358	233	0	0,890	0,819	0,981	0,638	0,000	0	3,329	0,00
YUMA 1	248	247	50	186	303	0,679	0,677	0,137	0,510	0,830	0	2,833	0,00
12	349	320	343	300	283	0,956	0,877	0,940	0,822	0,775	1	4,370	0,23

Fuente: Autor.

Tabla 30. Tiempo real y fallas para el campo Galán.

Pozos Galán	Activos 2007	Activos 2008	Activos 2009	Activos 2010	Activos 2011	Act. Año 2007	Act. Año 2008	Act. Año 2009	Act. Año 2010	Act. Año 2011	Total Fallas	Total Tiempo Activo	Falla/Total Años
1	363	349	363	319	272	0,995	0,956	0,995	0,874	0,745	-	4,564	-
1J	---	---	---	---	178	---	---	---	---	0,488	-	0,488	-
2J	---	---	---	---	128	---	---	---	---	0,351	-	0,351	-
10	287	320	340	322	264	0,786	0,877	0,932	0,882	0,723	0	4,200	0
21	363	364	357	364	302	0,995	0,997	0,978	0,997	0,827	-	4,795	-
30	356	349	354	310	282	0,975	0,956	0,970	0,849	0,773	-	4,523	-
33	364	346	357	319	281	0,997	0,948	0,978	0,874	0,770	-	4,567	-
36	364	349	356	319	282	0,997	0,956	0,975	0,874	0,773	-	4,575	-
68	361	364	357	327	304	0,989	0,997	0,978	0,896	0,833	-	4,693	-
71	226	361	300	362	266	0,619	0,989	0,822	0,992	0,729	-	4,151	-
74	363	342	307	360	303	0,995	0,937	0,841	0,986	0,830	-	4,589	-
75	302	332	137	358	263	0,827	0,910	0,375	0,981	0,721	1	3,814	0,262
76	338	278	213	337	282	0,926	0,762	0,584	0,923	0,773	0	3,967	0
77	335	343	344	356	282	0,918	0,940	0,942	0,975	0,773	2	4,548	0,440
79	0	0	100	359	290	0,000	0,000	0,274	0,984	0,795	0	2,052	0
80	354	319	316	301	100	0,970	0,874	0,866	0,825	0,274	0	3,808	0
85	233	300	351	152	154	0,638	0,822	0,962	0,416	0,422	6	3,260	1,840
122	305	321	248	232	229	0,836	0,879	0,679	0,636	0,627	3	3,658	0,820
123	328	323	192	291	193	0,899	0,885	0,526	0,797	0,529	2	3,636	0,550
124	---	---	205	343	302	---	---	0,562	0,940	0,827	1	2,329	0,429
125	50	159	194	304	303	0,137	0,436	0,532	0,833	0,830	-	2,767	-
130	---	0	296	232	215	---	0,000	0,811	0,636	0,589	1	2,036	0,491
133	---	163	314	333	270	---	0,447	0,860	0,912	0,740	-	2,959	-
134	26	172	262	271	296	0,071	0,471	0,718	0,742	0,811	1	2,814	0,355
135	---	200	224	315	256	---	0,548	0,614	0,863	0,701	0	2,726	0
136	128	360	353	293	277	0,351	0,986	0,967	0,803	0,759	-	3,866	-
137ST3	---	48	293	275	285	---	0,132	0,803	0,753	0,781	4	2,468	1,620
139	---	---	279	310	279	---	---	0,764	0,849	0,764	1	2,378	0,421
140	---	0	324	325	303	---	0,000	0,888	0,890	0,830	0	2,608	0
SS-15	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	-	-	-
40	72	87	0	0	0	0,197	0,238	0,000	0,000	0,000	3	0,436	6,887
29	357	341	356	103	0	0,978	0,934	0,975	0,282	0,000	1	3,170	0,315
32	280	231	204	0	0	0,767	0,633	0,559	0,000	0,000	1	1,959	0,510
SSIL-39	0	0	0	0	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0	0,000	0
49	225	165	0	0	0	0,616	0,452	0,000	0,000	0,000	0	1,068	0

Fuente: Autor.

ANEXO B. Valores puntuales para la matriz de resultados.

Tabla 31. Matriz de resultados Campo Gala.

	POZO	QL	IP	FALLAS
GALA	1N	350	0,52	0,9
	6	156	0,16	0,22
	8	140	0,15	1,22
	9	80	0,05	0,23
	10	130	0,09	0,24
	11	250	0,28	1,36
	14	85	0,06	-
	16	110	0,14	0,36
	29	140	0,31	-
	30	470	0,24	-
	32	275	0,24	-
	CAR 1N	70	0,09	-
	CAR 2	365	0,27	-
	CAR 3	400	0,4	0,23
	CAR 4	287	0,22	0,89
	CAR 5	65	0,04	0,25
	CAR 6	140	0,09	0,91
	CAR 9	164	0,11	-
	CAR 10	140	0,26	-
	CAR 12	195	0,11	0,67
CAR 13	65	0,07	0	
CAR 14	260	0,5	-	
CAR 15	180	0,19	-	
CAR 16	184	0,22	-	

Fuente: Autor.

Tabla 32. Matriz de resultados Campo Llanito.

	POZO	QL	IP	FALLAS
LLANITO	23	76	0,02	0,22
	25	75	0,09	0,93
	36	155	0,09	0,22
	39	95	0,13	0,23
	57	92	0,29	0,23
	75	460	0,25	1,13
	93	310	0,19	0,71
	94	87	0,04	0,49
	95	240	0,12	0,22
	98	240	0,38	0,72
	101	80	0,59	-
	108	70	0,05	0,82
	109	154	0,06	0,5
	111	85	0,45	0,24
	112	140	0,09	0
	113	500	0,42	0,23
	114	90	0,09	0,29
	117	417	0,25	1,3
	118	94	0,06	0
	119	96	0,1	-
122	270	0,13	0,68	
123	125	0,06	0	
127	189	0,07	0,46	
128	337	0,15	0	
129	270	0,2	0	
131	120	0,08	0	
134	150	0,09	0	

Fuente: Autor.

Tabla 33. Matriz de resultados Campo Llanito 3.

	POZO	QL	IP	FALLAS
LLANITO 3	9	90	0,63	0,67
	11	80	0,17	-
	18	450	0,19	0,45
	21	66	0,66	-
	44	160	0,16	0
	45	88	0,05	0
	77	175	0,04	-
	91	70	0,21	0
	97	85	0,05	1,37
	103	110	0,03	-
	104	310	0,41	0
	105	120	0,18	0,24
	107	84	0,11	0,27
	121	210	0,12	0
	124	150	0,07	0
	125	300	0,99	0,55
126	90	0,05	0	
130	170	0,08	0	
132	235	0,33	0	
133	60	0,03	0,56	

Fuente: Autor.

Tabla 34. Matriz de resultados Campo Galán.

	POZO	QL	IP	FALLAS
GALÁN	1J	252	-	0
	2J	260	-	0
	71	150	0,34	-
	77	60	0,11	0,44
	79	65	-	0
	80	124	0,22	0
	124	130	0,16	0,43
	133	80	0,08	-
	136	105	0,27	-
	137	113	0,1	1,62

Fuente: Autor.

ANEXO C. Documento Macro dinason para wesems para calcular niveles de fluido.

Figura 40. Documento Macro dinason para wesems.

	A	B	C	H	I	AB	AC	AD	AE	AF	AG	AH	AI
1	0	macro para	0-Jan-00	0	0	0	0		0	0	0	0	0
2	UNIQUEID	WELLBOR	DATE	CASING PRESSU	TUBING	LIQUID LEVEL	EQUIVALENT	Level	TOTAL GASE	LIQUID PE	ACOUSTIC	PBHP	PUMP INTA
2689	LLAN0117:	LLAN0117	13-Oct-07	7,4	70	1720,29	4318	1727	4318	100	1410,8	2271,4	6045
2695	LLAN0117:	LLAN0117	16-Oct-07	60,9	75	6013,73	31	6014	31	98	82,2	933,5	6045
3066	LLAN0117:	LLAN0117	2-Dec-07	189,5		115,39	1839	5139	1839	27	801,3	980,4	6978
3477	LLAN0117:	LLAN0117	14-Jan-08	82,3	70	103,91	1561	4581	1561	26	677,9	1006,4	6142
3496	LLAN0117:	LLAN0117	16-Jan-08	154	70	661,73	1134	5008	1134	21	588,9	883,3	6142
3537	LLAN0117:	LLAN0117	21-Jan-08	101	110	3560,93	1729	4413	1729	67	764,2	1363,9	6142
3838	LLAN0117:	LLAN0117	19-Feb-08	108,7	160	966,25	4403	1739	4403	85	1763,7	2482,7	6142
3997	LLAN0117:	LLAN0117	3-Mar-08	93	150	278,13	5864	278	5864	100	2759,8	3577,3	6142
4224	LLAN0117:	LLAN0117	26-Mar-08			341,25	1665	4477	1665	29	850,6	1198	6142
4351	LLAN0117:	LLAN0117	9-Apr-08		160	434,37	1539	4603	1539	27	824,9	1160,7	6142
4548	LLAN0117:	LLAN0117	30-Apr-08		120	165	1830	4312	1830	31	920,6	1280,5	6142
4594	LLAN0117:	LLAN0117	5-May-08		130	331,25	1603	4539	1603	28	814,6	1154,6	6142
4880	LLAN0117:	LLAN0117	1-Jun-08		120	306,88	5288	854	5288	91	2493,6	3249,3	6142
4965	LLAN0117:	LLAN0117	16-Jun-08	92,2	170	331,25	5811	331	5811	100	2072	2684,8	6142
4992	LLAN0117:	LLAN0117	18-Jun-08	94,7	160	327,5	5815	327	5815	100	1917,6	2735,1	6142
5409	LLAN0117:	LLAN0117	21-Jul-08	81,1	150	346,88	5795	347	5795	100	1900,7	2718,2	6142
5541	LLAN0117:	LLAN0117	27-Jul-08	115,1	180	458,75	5683	459	5683	100	1897,7	2715,2	6142
5786	LLAN0117:	LLAN0117	9-Aug-08	102,5	160	420,63	5721	421	5721	100	1897,8	2715,3	6142
6405	LLAN0117:	LLAN0117	6-Sep-08	63,3	190	248,13	3629	2513	5894	62	1483,3	2047,4	6142
6431	LLAN0117:	LLAN0117	7-Sep-08	107,3	140	421,88	5720	422	5720	100	1901,5	2719	6142
6735	LLAN0117:	LLAN0117	20-Sep-08	95,3	100	398,75	5743	399	5743	100	1898	2715,5	6142

Fuente: ECOPETROL S.A. Base de datos Superintendencia de Operaciones de Mares - Regional Magdalena Medio. El Centro, Barrancabermeja. 2011.

ANEXO D. Niveles de fluido del pozo Llanito 117.

Tabla 35. Niveles de fluidos del pozo Llanito 117.

Tope	Base		
5410	6328	5-Feb-09	443
Fecha	Level	9-Feb-09	359
13-Oct-07	1727	20-Feb-09	329
2-Dec-07	5139	26-Feb-09	4410
14-Jan-08	4581	4-Mar-09	332
16-Jan-08	5008	18-Mar-09	4519
21-Jan-08	4413	6-Apr-09	640
19-Feb-08	1739	6-Apr-09	277
3-Mar-08	278	2-May-09	1100
26-Mar-08	4477	21-May-09	206
9-Apr-08	4603	29-May-09	265
30-Apr-08	4312	3-Jun-09	240
5-May-08	4539	23-Jun-09	2437
1-Jun-08	854	27-Jun-09	3121
16-Jun-08	331	28-Jun-09	1063
18-Jun-08	327	19-Jul-09	1195
21-Jul-08	347	24-Jul-09	1215
27-Jul-08	459	29-Jul-09	2378
9-Aug-08	421	6-Aug-09	1195
6-Sep-08	2513	16-Aug-09	1382
7-Sep-08	422	18-Aug-09	1690
20-Sep-08	399	20-Aug-09	2372
10-Oct-08	4430	23-Aug-09	2251
22-Oct-08	4344	1-Sep-09	2246
29-Oct-08	4185	9-Sep-09	1084
12-Nov-08	4102	4-Oct-09	2389
24-Nov-08	2832	5-Oct-09	2494
28-Nov-08	1716	7-Oct-09	2581
3-Dec-08	2618	8-Oct-09	2183
12-Dec-08	2698	11-Oct-09	2000
21-Dec-08	646	12-Oct-09	1968
28-Dec-08	359	15-Oct-09	2526
29-Dec-08	321	23-Oct-09	2749
5-Jan-09	386	1-Nov-09	2579
12-Jan-09	405	11-Nov-09	2820
16-Jan-09	428	22-Nov-09	3414
24-Jan-09	418	28-Nov-09	4135
29-Jan-09	428	9-Dec-09	4038
		2-Jan-10	2226

3-Jan-10	2629
11-Jan-10	1845
13-Jan-10	1903
17-Jan-10	1032
19-Jan-10	1927
1-Mar-10	3037,97
3-Mar-10	3206,97
8-Mar-10	3223,97
15-Mar-10	4275,97
18-Mar-10	3488,97
31-Mar-10	3071,97
4-Apr-10	3375,97
10-Apr-10	3185,97
19-Apr-10	4382,97
22-Apr-10	3807,97
26-Apr-10	3590,97
8-May-10	3648,97
17-May-10	3728,97
2-Jun-10	2120
3-Jun-10	2167
4-Jun-10	2580
5-Jun-10	2866
6-Jun-10	2887
9-Jun-10	2754
10-Jun-10	2756
11-Jun-10	3082
12-Jun-10	3032
13-Jun-10	2789
14-Jun-10	3097
17-Jun-10	2762
18-Jun-10	2998
21-Jun-10	3112
25-Jun-10	3532
14-Jul-10	3359
21-Jul-10	3676
29-Jul-10	3688
4-Aug-10	3734
12-Aug-10	3895
16-Aug-10	3757
22-Aug-10	3962
25-Aug-10	4584
29-Aug-10	2962
2-Sep-10	3253

9-Sep-10	5158
2-Oct-10	4295
3-Oct-10	4595
4-Oct-10	2850
4-Oct-10	3207
6-Oct-10	2785
8-Oct-10	2857
8-Oct-10	2857
9-Oct-10	2731
9-Oct-10	2731
10-Oct-10	2924
10-Oct-10	2924
10-Oct-10	3280
10-Oct-10	3280
11-Oct-10	3409
11-Oct-10	3409
11-Oct-10	3474
11-Oct-10	3474
12-Oct-10	3398
12-Oct-10	3398
13-Oct-10	3285
13-Oct-10	3285
14-Oct-10	3297
14-Oct-10	3297
14-Oct-10	3304
14-Oct-10	3304
21-Oct-10	3167
11-Nov-10	1380,61
12-Nov-10	1402,61
13-Nov-10	1520,61
14-Nov-10	1645,61
15-Nov-10	1310,61
16-Nov-10	1674,61
17-Nov-10	1735,61
18-Nov-10	1735,61
20-Nov-10	1995
9-Dec-10	2873,61
10-Dec-10	3108,61
11-Dec-10	3261,61
12-Dec-10	3364,61
13-Dec-10	3420,61
17-Dec-10	3807,81
19-Dec-10	3870,81

26-Dec-10	3815,81
30-Dec-10	3905,81
2-Jan-11	3884,81
13-Jan-11	3796,8
14-Jan-11	3658,8
15-Jan-11	3858,8
16-Jan-11	3467,45
21-Jan-11	4119,2
28-Jan-11	3597,8
30-Jan-11	3226,8
31-Jan-11	3329,8
2-Feb-11	3698,8
3-Feb-11	3688,8
4-Feb-11	3261,8
5-Feb-11	3220,8
6-Feb-11	3235,8
7-Feb-11	3214,8
9-Feb-11	3878,8
10-Feb-11	3231,8
11-Feb-11	3262,8
13-Feb-11	3278,8
16-Feb-11	4243,8
19-Feb-11	3326,03
23-Feb-11	3372,57
28-Feb-11	4188,57
6-Mar-11	3499,57
10-Mar-11	3538,8
11-Mar-11	3430,8
12-Mar-11	3502,03
13-Mar-11	3561,03
14-Mar-11	3666,03
23-Mar-11	3551,8
24-Mar-11	3689,03
26-Mar-11	4308,03
27-Mar-11	4285,03
30-Mar-11	4420,8
31-Mar-11	4434,8
1-Apr-11	4435,8
14-Apr-11	4479,8
22-Apr-11	4493,8
22-Apr-11	4498,8
24-Apr-11	4476,8
25-Apr-11	4493,8

27-Apr-11	4502,8
28-Apr-11	4489,8
29-Apr-11	4494,8
1-May-11	4490,8
2-May-11	4476,8
4-May-11	4516,8
6-May-11	4498,8
8-May-11	4506,8
9-May-11	4175,8
22-May-11	4366,46
25-May-11	4590,46
29-May-11	4668,46
30-May-11	4647,46
5-Jun-11	4452,46
8-Jun-11	4276,46
9-Jun-11	4388,46
10-Jun-11	4416,46
12-Jun-11	4345,46
17-Jun-11	4454,46
19-Jun-11	4457,46
22-Jun-11	4232,46
29-Jun-11	4413,46
3-Jul-11	4466,46
6-Jul-11	4475,46
10-Jul-11	4486,46
17-Jul-11	4521,46
21-Jul-11	4497,46
27-Jul-11	4488,46
31-Jul-11	4558,46
4-Aug-11	4539,46
8-Aug-11	4664,46
12-Aug-11	4665,46
18-Aug-11	4421,46
29-Aug-11	4686,46
4-Sep-11	4611,46
5-Sep-11	4687,46
11-Sep-11	4706,46
14-Sep-11	4672,46
18-Sep-11	4693,46
25-Sep-11	4674,46
5-Oct-11	4682,46
14-Oct-11	4715,46
23-Oct-11	4683,46

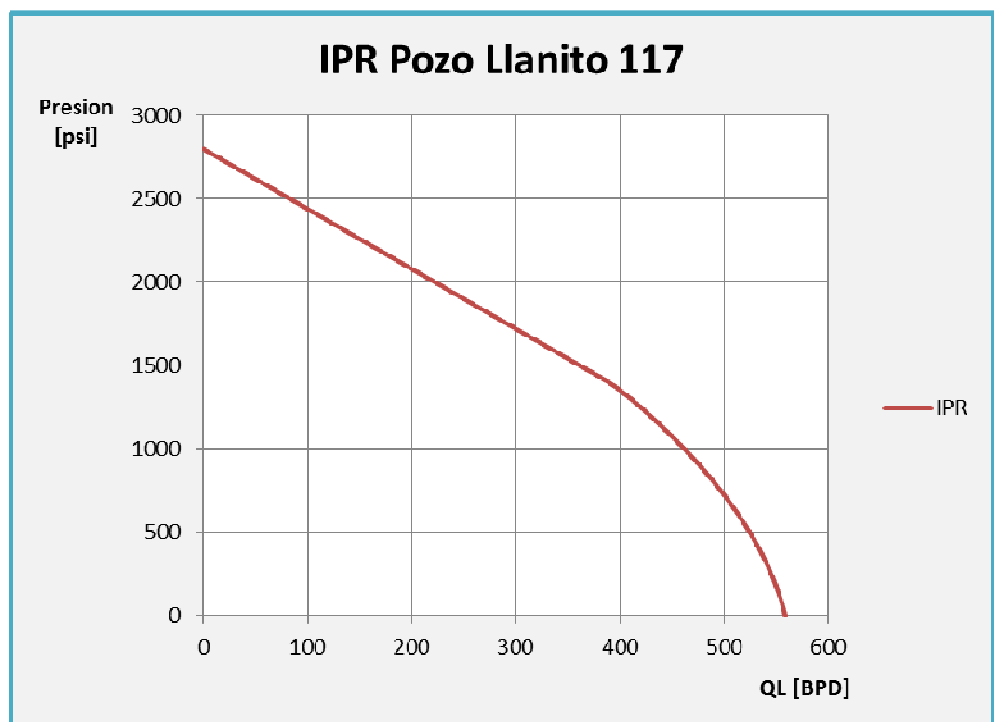
ANEXO E. Datos para el cálculo del IPR del pozo Llanito 117.

Tabla 36. Datos para el cálculo del IPR pozo Llanito 117.

Presión	IP	Caudal
0	0,18591541	559
100	0,18713863	554
200	0,18898419	549
300	0,19148877	542
400	0,19470395	534
500	0,19869887	525
600	0,20356424	514
700	0,20941789	503
800	0,21641263	491
900	0,22474749	477
1000	0,23468407	462
1100	0,24657072	446
1200	0,26087934	429
1300	0,27811124	411

1400	0,27811124	389
1500	0,27811124	361
1600	0,27811124	334
1700	0,27811124	306
1800	0,27811124	278
1900	0,27811124	250
2000	0,27811124	222
2100	0,27811124	195
2200	0,27811124	167
2300	0,27811124	139
2400	0,27811124	111
2500	0,27811124	83
2600	0,27811124	55
2700	0,27811124	28
2799,4	0,27811124	0

Figura 41. Cálculo del IPR del pozo Llanito 117.



Fuente: Autor.

ANEXO F. Clasificación de las curvas de declinación.

Figura 42. Clasificación de las curvas de declinación.

Tipo de Declinación	Declinación de porcentaje constante o exponencial	Declinación hiperbólica	Declinación armónica
Características básicas	Declinación es constante $n=0$	Declinación es proporcional a una potencia fraccional (n) , de la tasa de producción $0 < n < 1$	Declinación es proporcional a la tasa de producción, $n=1$
	$D = bq^0 = -\frac{dq/dt}{q}$ $\int_0^t D dt = -\int_{q_i}^q \frac{dq}{q}$ $-Dt = \ln \frac{q}{q_i}$	$D = bq^n = -\frac{dq/dt}{q}$ Con las Condiciones iniciales: $b = \frac{q_i}{q_i^n}$ $\int_0^t \frac{D_i}{q_i^n} = -\int_{q_i}^q \frac{dq}{q^{n+1}}$ $\frac{nD_i t}{q_i^n} = q^{-n} - q_i^{-n}$	$D = bq^{-1} = -\frac{dq/dt}{q}$ Con las condiciones iniciales: $b = \frac{q_i}{q_i}$ $\int_0^t \frac{D_i}{q_i} = -\int_{q_i}^q \frac{dq}{q^2}$ $\frac{D_i t}{q_i} = \frac{1}{q_i} - \frac{1}{q}$
Relación tasa vs tiempo.	$q = q_i e^{-D_i t} \quad (2)$	$q = q_i (1 + nD_i t)^{-1/n} \quad (3)$	$q = q_i (1 + D_i t)^{-1} \quad (4)$
	$G_p = \int_0^t q dt = \int_{q_i}^q q_i e^{-D_i t} dt$ $G_p = \frac{q - q_i e^{-D_i t}}{D} \quad (5)$	$G_p = \int_0^t q dt = \int_0^t (1 + nD_i t)^{-1/n} dt$ $G_p = \frac{q_i}{(n-1)D_i} (1 + nD_i t)^{n-1/n} - 1 \quad (6)$	$G_p = \int_0^t q dt = \int_0^t q_i (1 + D_i t)^{-1} dt$ $G_p = \frac{q_i}{D_i} [\ln(1 + D_i t)] \quad (7)$
Relación tasa vs Producción acumulada	Sustituir de la ecuación tasa vs tiempo: $q_i e^{-D_i t} = q$ para hallar: $G_p = \frac{q_i - q}{D} \quad (8)$	Sustituir de la ecuación tasa vs tiempo: $(1 + nD_i t) = \left(\frac{q_i}{q}\right)^n$ para hallar: $G_p = \frac{q_i^n}{(1-n)D_i} (q_i^{1-n} - q^{1-n}) \quad (9)$	Sustituir de la ecuación tasa vs tiempo: $(1 + D_i t) = \frac{q_i}{q}$ para hallar: $G_p = \frac{q_i}{D_i} \ln \frac{q_i}{q} \quad (10)$

Fuente: ESTUPINAN, Carlos y CARDOZO, Leidy. Comportamiento de la Producción de un Yacimiento de Gas Condensado basado en el Análisis de sus Curvas de Declinación. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2011. 27 p.