

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS
DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE BES EN UN CAMPO DE PETRÓLEO
DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA INFLUENCIADO CON INYECCIÓN DE
AGUA.

JUAN DAVID ZAPATA CORREA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS.
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA

2020

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS
DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE BES EN UN CAMPO DE PETRÓLEO
DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA INFLUENCIADO CON INYECCIÓN DE
AGUA.

JUAN DAVID ZAPATA CORREA

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN
PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

DIRECTOR

EDISON ODILIO GARCÍA NAVAS

M.Sc. EN INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS.
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA

2020

DEDICATORIA

Le doy gracias a Dios por haberme permitido disfrutar de esta etapa en mi vida y afrontar todas las adversidades que se vivieron, para poder sacar adelante este proyecto tan valioso en mi carrera.

A mis padres, María Berenice Correa y José Julio Zapata (Q.E.P.D) por haberme dado muchas bases sólidas para ser la persona que soy hoy en día. A mi madre por su motivación cada día desde la distancia y a mi padre desde el cielo.

A mis hermanos José Alejandro y Catalina Zapata, por su apoyo incondicional en cada etapa de mi vida y ejemplo a seguir, por su tenacidad y perseverancia ante cualquier circunstancia adversa.

Y en especial a mi esposa Tatiana Palacio y a mis hijos Juan José y Gabriela Zapata Palacio, por su amor, dedicación, paciencia y comprensión para poder sacar adelante este hermoso ciclo en mi vida profesional. Por haber sacrificado su tiempo para poder cumplir mi propósito. Infinitas gracias por su amor incondicional.

AGRADECIMIENTOS

Expreso mis más sinceros agradecimientos, primero que todo a la empresa que pertenezco, Ecopetrol S.A, por haberme permitido brindarme los espacios para mi preparación y beneficio propio, para la empresa y sobre todo para mi país.

Al ingeniero Iván Romero, Coordinador de Producción Llanito, de Ecopetrol, jefe inmediato, por su valioso apoyo, para poder desarrollar a cabalidad el desarrollo de mi especialización. Al igual a la ing. Deicy Amazo, por su disponibilidad y generosidad.

A los ingenieros Camilo Arteaga y Alexander Camacho, Ingenieros de Control de Producción del Activo Llanito, por su espacio y dedicación para el desarrollo de la monografía. Sus conocimientos en sistemas BES y PCP, respectivamente, aportaron gran conocimiento durante el desarrollo de la especialización.

A todos los docentes de la especialización de Producción de Hidrocarburos, de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por haberme dado tantas bases sólidas, afianzar conocimientos y fortalecer las experiencias vividas durante estos 15 años de vida laboral en Ecopetrol en campos de producción, como Ingeniero Electromecánico, para tener una perspectiva mucho mejor y precisa, concerniente al mundo del petróleo

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	22
1. OBJETIVOS.....	24
1.1 OBJETIVO GENERAL	24
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	24
2. GENERALIDADES DEL CAMPO	26
2.1 LOCALIZACIÓN.....	26
2.2 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO.....	27
2.3 HISTORIA DE PRODUCCIÓN Y CARACTERÍSTICAS ACTUALES DE PRODUCCIÓN POZOS ESTUDIO.....	29
2.4 GENERALIDADES Y PROPIEDADES ACERCA DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO MAGDALENA.....	324
2.4.1 Tipo de cuenca	34
2.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS.....	37
3. MODELO DE OPERACIÓN POZOS A EVALUAR ANTES DE SU CONVERSIÓN.....	40
3.1 MODELO DE OPERACIÓN ANTERIOR POZO LL-75	40
3.1.1 Historia.....	40
3.1.2 Estado mecánico del pozo LL-75.....	43
3.1.3 Curvas IPR pozo Llanito 75	48
3.1.4 Niveles Dinámicos del pozo LL-75 (sumergencia).....	52
3.2 MODELO DE OPERACIÓN ANTERIOR POZO LL-109	53
3.2.1 Historia.....	53
3.2.2 Estado mecánico del pozo LL-109.....	57

3.2.3 Curvas IPR pozo LL 109.....	60
3.2.4 Niveles Dinámicos del pozo LL-109 (sumergencia).....	61
3.3 MODELO DE OPERACIÓN ANTERIOR POZO LL-112	62
3.3.1 Historia.....	62
3.3.2 Estado mecánico del pozo LL-112.....	65
3.3.3 Curvas IPR pozo LL 112.....	69
3.3.4 Niveles Dinámicos del pozo LL-112 (sumergencia).....	70
3.4 MODELO DE OPERACIÓN ANTERIOR POZO LL-128	71
3.4.1 Historia.....	71
3.4.2 Estado mecánico del pozo LL-128.....	74
3.4.3 Curvas IPR pozo LL 128.....	77
3.4.4 Niveles Dinámicos del pozo LL-128 (sumergencia).....	78
4. DESCRIPCIÓN DISEÑO DEL SISTEMA BES POZOS A EVALUAR.....	80
4.1 DISEÑO POZO LL-75.....	80
4.1.1 Consideraciones durante el diseño.....	82
4.1.2 Justificación de intervención para cambio de sistema de levantamiento artificial.....	84
4.1.3 Tendencia de producción pozo LL-75.....	85
4.2 DISEÑO POZO LL-112.....	86
4.2.1 Consideraciones especiales.....	87
4.2.2 Curvas de operación del sistema de levantamiento.....	89
4.2.3 Justificación de intervención para cambio de sistema de levantamiento artificial.....	91
4.2.4 Tendencia de producción pozo LL-112.....	91
4.3 DISEÑO POZO LL-128.....	92
4.3.1 Consideraciones especiales	93
4.3.2 Curvas de operación del sistema de levantamiento.....	95

4.3.3 Justificación de intervención para cambio de sistema de levantamiento artificial.....	97
4.3.4 Tendencia de producción pozo LL-128.....	99
4.4 DISEÑO POZO LL-109.....	100
4.4.1 Consideraciones especiales.	100
4.4.2 Curvas de operación del sistema de levantamiento.....	101
4.4.3 Justificación de intervención para cambio de sistema de levantamiento artificial.....	105
4.4.4 Tendencia de producción pozo LL-109.....	105
5. COMPARACIÓN DE DISEÑO DEL SISTEMA BES EN POZOS ESTUDIO.	107
6. ANÁLISIS ECONÓMICO DE INTERVENCIONES DE POZOS A BES.....	110
6.1EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO A BES POZO LL-75.....	110
6.2EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO A BES POZO LL-109.....	114
6.3EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO A BES POZO LL-112.....	117
6.4EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO BES POZO LL-128.	119
7. CONCLUSIONES.	122
BIBLIOGRAFÍA.....	125

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades de los fluidos del yacimiento Campo Llanito	39
Tabla 2. Rango de viscosidades y gravedad API para el Campo Llanito.....	39
Tabla 3. Datos de perforados y completamiento del pozo LL-75.....	41
Tabla 4. Datos de ENTRADA para el cálculo IPR pozo LL 75.....	51
Tabla 5. Datos de SALIDA para el cálculo IPR pozo LL 75	51
Tabla 6. Datos de perforados y completamiento del pozo LL-109.....	54
Tabla 7. Datos ENTRADA para el cálculo IPR pozo LL 109.....	60
Tabla 8. Datos de SALIDA para el cálculo IPR pozo LL 109.	61
Tabla 9. Datos de perforados y completamiento del pozo LL-112.....	64
Tabla 10. Datos ENTRADA para el cálculo IPR pozo LL 112.....	69
Tabla 11. Datos SALIDA para el cálculo IPR pozo LL 112	70
Tabla 12. Datos ENTRADA para el cálculo IPR pozo LL 128.....	77
Tabla 13. Datos SALIDA para el cálculo IPR pozo LL 128	78
Tabla 14. Equipos a instalar en el pozo LL-75, suministrado por Alkhorayef Petroleum	80
Tabla 15. Equipos a instalar en el pozo LL-112, suministrado por Schlumberger .	87
Tabla 16. Equipos a instalar en el pozo LL-128, suministrado por Borets.	93
Tabla 17. Equipos a instalar en el pozo LL-109, suministrado por Ecopetrol	100
Tabla 18. Parámetros de diseño caso 1-2-3, pozo LL-109, suministrado por Ecopetrol.....	101

Tabla 19. Parámetros de diseño pozos estudio	108
Tabla 20. Tabla Información del servicio al pozo LL-75.....	110
Tabla 21. Información parámetros de producción pozo LL-75.....	111
Tabla 22. Información parámetros de Evaluación pozo LL-75.....	112
Tabla 23. Resultados evaluación Financiera pozo LL-75.	114
Tabla 24. Información del servicio al pozo LL-109.....	115
Tabla 25. Información parámetros de producción pozo LL-109.....	115
Tabla 26. Información parámetros de Evaluación pozo LL-109.....	116
Tabla 27. Resultados evaluación Financiera pozo LL-109	116
Tabla 28. Información del servicio al pozo LL-112.....	117
Tabla 29. Información parámetros de producción pozo LL-112.....	118
Tabla 30. Información parámetros de Evaluación pozo LL-112.....	118
Tabla 31. Resultados evaluación Financiera pozo LL-112	119
Tabla 32. Información del servicio al pozo LL-128.....	120
Tabla 33. Información parámetros de producción pozo LL-128.....	120
Tabla 34. Información parámetros de Evaluación pozo LL-128.....	121
Tabla 35. Resultados evaluación Financiera pozo LL-128.	121

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación geográfica de los campos Llanito, Gala, Galán y San Silvestre.	27
Figura 2. Producción histórica y acumulada de fluidos del campo Llanito.	32
Figura 3. Columna Estratigráfica perforada Llanito.....	36
Figura 4. Clasificación de los tipos de Yacimientos	37
Figura 5. Características de un yacimiento Black Oil.....	38
Figura 6. Ubicación en mapa satelital pozo Llanito 75.....	41
Figura 7. Estado Mecánico pozo Llanito 75 con sistema de levantamiento artificial bombeo mecánico.....	45
Figura 8. Estado Mecánico pozo Llanito 75 con sistema de levantamiento artificial PCP	46
Figura 9. Estado Mecánico pozo Llanito 75 con sistema de levantamiento artificial BES.....	47
Figura 10. Ubicación en mapa satelital pozo Llanito 109.....	54
Figura 11. Estado mecánico pozo LL 109. Sin sistema de levantamiento	58
Figura 12. Estado mecánico pozo LL 109. Con sistema de levantamiento PCP ...	59
Figura 13. Gráfica IPR del pozo LL 109.....	61
Figura 14. Ubicación en mapa satelital pozo Llanito 112.....	63
Figura 15. Estado mecánico pozo LL 109. Sistema de levantamiento mecánico ..	66
Figura 16. Estado mecánico pozo LL 109. Sistema de levantamiento PCP	67

Figura 17. Estado mecánico pozo LL 109. Sistema de levantamiento BES	68
Figura 18. Ubicación en mapa satelital pozo Llanito 128.....	73
Figura 19. Estado mecánico pozo LL-12	75
Figura 20. Estado mecánico pozo LL-128 con PCP	76
Figura 21. Montaje del SLA BES en pozo LL-75, suministrado por Alkhorayef Petroleum	81
Figura 22. Patrón de inyección del pozo LL-57, afectando pozos LL-75-109-112- P38	85
Figura 23. Componentes de la bomba BES y trayectoria en pozo desviado LL-112. Suministrado por Schlumberger.....	88
Figura 24. Condiciones y parámetros esperados de operación. Borest.....	95
Figura 25. Patrón de inyección del pozo LL-35, afectando pozo LL-128	97
Figura 26. Esquema de afectación del pozo LL-128 con el pozo inyector	98

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Ejemplo de índice de productividad, fluido monofásico	49
Gráfica 2. IPR del pozo LL 75	52
Gráfica 3. Comportamiento de Sumergencia efectiva promedio en los últimos 5 años	53
Gráfica 4. Comportamiento de Sumergencia efectiva promedio en los últimos 5 años	62
Gráfica 5. IPR del pozo LL 112	70
Gráfica 6. Comportamiento de Sumergencia efectiva promedio en los últimos 5 años	71
Gráfica 7. Gráfica IPR del pozo LL 128	78
Gráfica 8. Comportamiento de Sumergencia efectiva promedio en los últimos 5 años	79
Gráfica 9. Rango recomendado de operación Bomba BES LL-75. Suministrado por Alkhorayef Petroleum.....	83
Gráfica 10 Rango recomendado de operación Curva característica de la bomba. Suministrado por Alkhorayef Petroleum.....	83
Gráfica 11. Ran Comportamiento eléctrico del motor	84
Gráfica 12 Tendencia de producción pozo LL-75	86
Gráfica 13 Curvas de velocidad variable, frecuencia 33Hz. Suministrado por Schlumberger.....	89

Gráfica 14. Curvas de velocidad variable, frecuencia 53.5Hz. Suministrado por Schlumberger.....	90
Gráfica 15. Curvas de velocidad variable, frecuencia 58Hz. Suministrado por Schlumberger.....	90
Gráfica 16. Tendencia de producción Pozo LL-112.....	92
Gráfica 17. Curva de desempeño bomba 400-1050. Borets.....	96
Gráfica 18. Comportamiento de la bomba 400-1050 285 etapas. Borets	96
Gráfica 19 Tendencia de producción pozo LL-128	99
Gráfica 20. Curvas de velocidad variable, frecuencia 37.9Hz, Caso 1.	102
Gráfica 21. Curvas de la bomba a frecuencia de operación Caso 1	102
Gráfica 22. Curvas de velocidad variable, frecuencia 50.9Hz, Caso 2	103
Gráfica 23. Curvas de la bomba a frecuencia de operación Caso 2	103
Gráfica 24 Curvas de velocidad variable, frecuencia 52.7Hz, Caso 3	104
Gráfica 25. Curvas de la bomba a frecuencia de operación Caso 3.....	104
Gráfica 26. Tendencia de producción pozo LL-128	106

GLOSARIO

ACRE: medida de superficie equivalente a 43560 pies cuadrados.

API: Instituto Americano del Petróleo, entidad norteamericana que emite especificaciones y recomendaciones para la industria petrolera.

ARENISCA: roca sedimentaria consolidada de textura detrítica, sus granos poseen un diámetro entre 0.062 a 2 mm, compuesta de arenas cementadas en una matriz de naturaleza muy variada, generalmente de tipo silíceo distinguida por contener cuarzo, feldespato y otros fragmentos de minerales.

CAMPO: área de uno o múltiples yacimientos, donde se presenta una acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo, los cuales están agrupados de acuerdo a los mismos aspectos geológicos estructurales y/o condiciones estratigráficas.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación gráfica utilizada, para especificar y describir verticalmente la ubicación de unidades litológicas en un área determinada mostrando una secuencia de rocas. Las rocas más antiguas se ubican en la parte inferior y las más recientes en la parte superior.

CUENCA: depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas y la subsidencia, en la que se acumulan sedimentos. Poder tener forma

de cubeta o de fosa alargada. Si las rocas generadoras se combinan con condiciones adecuadas de profundidad y compactación, pueden generarse hidrocarburos.

FACTOR DE RECOBRO: relación existente entre el petróleo producido y el petróleo original en sitio.

FACTOR VOLUMÉTRICO: relación volumétrica que muestra la diferencia entre una cantidad de fluido a condiciones de yacimiento y ese mismo volumen a condiciones superficiales.

FALLA: interrupción o superficie de las capas geológicas a lo largo de la cual ha habido movimiento diferencial. Su origen suele estar asociado a episodios geológicos de deformación, ya sean de tipo compresivo o distensivo. La clasificación de las fallas puede ser normal o inversa y se realiza de acuerdo a cómo ha sido el movimiento relativo de los bloques, respecto del buzamiento del propio plano de falla.

FORMACIÓN: conjunto heterogéneo de capas sedimentarias, estructuradas o no, identificada por sus características litológicas y posición estratigráfica, depositadas durante un período de tiempo. Las cuales pueden ser múltiples formando grupos y las subdivisiones forman los miembros.

GRAVEDAD API: Escala utilizada por el Instituto Americano del Petróleo para determinar la gravedad específica del petróleo crudo.

INYECCIÓN: proceso de recobro secundario que se aplica cuando los mecanismos de producción natural ya no son suficientes.

COSTO DE LEVANTAMIENTO: Costo de producir un barril de petróleo desde el subsuelo hasta las facilidades de producción.

POZO: Ducto que permite comunicar una zona productora de hidrocarburos de un yacimiento con la superficie.

POZO INYECTOR: Pozo usado para inyectar fluidos a un yacimiento.

POZO PRODUCTOR: Pozo usado para recuperar fluidos de un yacimiento.

PROFUNDIDAD VERTICAL TOTAL (TVD): mayor profundidad vertical alcanzada por la perforación.

RECUPERACIÓN PRIMARIA: sistema por el cual se extrae aceite y/o gas de un yacimiento por acción de la energía natural del mismo o por métodos artificiales que no impliquen la aplicación de energía adicional al mismo.

RECUPERACIÓN SECUNDARIA: recuperación de aceite y/o gas mediante el incremento de la presión y/o barrido volumétrico del hidrocarburo por la implementación de diferentes sistemas de recobro.

SUMERGENCIA DE BOMBA: Diferencia en carga hidrostática entre la profundidad de la bomba y el nivel de fluido dinámico por encima de la bomba. La sumergencia de la bomba se monitorea continuamente para ajustar la tasa de flujo y evitar una condición de nivel agotado de la bomba. (Schlumberger).

YACIMIENTO: cuerpo rocoso con características de porosidad, permeabilidad, temperatura y presión donde se encuentra acumulado un volumen de hidrocarburo.

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE BES EN UN CAMPO DE PETRÓLEO DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA INFLUENCIADO CON INYECCIÓN DE AGUA.

AUTOR: JUAN DAVID ZAPATA CORREA

PALABRAS CLAVES: SISTEMAS DE BOMBEO, CAMPO PETROLERO, INYECCIÓN DE AGUA

DESCRIPCIÓN

El campo Llanito Unificado está localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena de Colombia y es operado por ECOPETROL S.A, a lo largo de esta monografía se puede encontrar una descripción de las condiciones actuales del campo, contextualizando su ubicación, características geológicas y propiedades de sus fluidos. Partiendo del objetivo de la inyección de agua como recobro secundario en el campo Llanito, se describen los modelos de operación de cuatro pozos seleccionados antes de su conversión a BES (LL-75; LL-109; LL-112; LL-128) por ser los principales productores, de mayor caudal y afectados por el agua como principal método de empuje.

Por otra parte, se realizó una descripción y comparación del diseño del sistema BES de los cuatro pozos seleccionados en el estudio, conociendo las condiciones de operación, las ventajas que han tenido a la hora de su implementación y el motivo del cambio de sistema de levantamiento artificial. Por último, se realizó un análisis económico de la propuesta en donde se expresan los criterios que se tuvieron en cuenta para viabilizar el proyecto de conversión de sistemas de levantamiento convencional a un sistema altamente efectivo para manejo de altos caudales, como lo son las bombas Electrosumergibles (BES), garantizando el aumento de la extracción por altos niveles dinámicos.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Edison Odilio Garcia Navas, M.Sc. Ingeniería de Hidrocarburos

ABSTRACT

TITLE: ECONOMIC TECHNICAL ANALYSIS FOR THE IMPLEMENTATION OF BES ELECTROSUBMERSIBLE PUMPING SYSTEMS IN AN OIL FIELD OF THE MAGDALENA MIDDLE VALLEY INFLUENCED WITH WATER INJECTION.

AUTHOR: JUAN DAVID ZAPATA CORREA

KEYWORDS: PUMPING SYSTEMS, OIL FIELD, WATER INJECTION

DESCRIPTION

The Unified Llanito Field is located in the Middle Magdalena Valley Basin of Colombia and is operated by ECOPEPETROL SA, throughout this monograph you can find a description of the current conditions of the field, contextualizing its location, geological characteristics and properties of its fluids.

Starting from the objective of water injection as a secondary recovery in the Llanito Field, the operation models of four wells selected before their conversion to BES (LL-75; LL-109; LL-112; LL-128) are described as being the main producers, with greater flow and affected by water as the main thrust method.

A description and comparison of the ESP system design of the four wells selected in the study will be made, knowing the operating conditions, the advantages they have had at the time of their implementation and the reason for the change of artificial lift system.

Finally, an economic analysis of the proposal was carried out, in which the criteria that were taken into account to make the project of conversion of conventional lifting systems to a highly effective system for high flow management, such as Electric Submersible Pumps, are expressed (ESP), guaranteeing the increase of extraction by high dynamic levels.

* Work in the degree

Faculty of Physico-chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director Edison Odilio Garcia Navas. M.Sc. Engineering Hydrocarbons

INTRODUCCIÓN

Para el país y para cualquier otro estado o gobierno, en donde su principal fuente de riqueza sea la explotación petrolera, hace que su economía sea muy dependiente de dicho recurso. Situación que también se tiene en Colombia, lo cual es divulgado por diversas fuentes “durante diciembre de 2018, mantuvo una producción promedio de 889.352 barriles diarios, siguiendo la tendencia creciente que caracterizó al sector en ese mismo año”.¹

El aumento de la producción de hidrocarburos ha llevado a la implementación de diferentes y nuevas tecnologías en todos los ámbitos de la cadena productiva, desde la perforación, producción, tratamiento y refinación. Pero no es solo la utilización de nuevos proyectos, en el campo petrolero, que hace eficiente o se consigan grandes resultados, sino la escogencia del más viable para la operación.

Es así como en campos petroleros, en el área de producción, el recurso humano tiene la ardua tarea de seleccionar el mejor sistema de levantamiento artificial dependiendo de las condiciones de subsuelo y de los factores que intervengan en el pozo, como es la inyección de agua, método de recuperación secundaria.

¹ DINEROCOM. (2019) ¿Por qué el optimismo del Gobierno con el petróleo? [En línea]. (Recuperado en 19 de marzo 2019). Disponible en <https://www.dinero.com/pais/articulo/cuanto-petroleo-produjo-colombia-en-diciembre-de-2018/266105>.

De acuerdo a lo anterior, con este trabajo se quiere demostrar la viabilidad de la implementación de un sistema de levantamiento artificial BES en el campo de producción de estudio, comparado con el sistema de levantamiento convencional.

Con el conocimiento adquirido de esta investigación y los resultados obtenidos, se espera que las personas involucradas en la industria del petróleo, en especial en campos *Onshore* puedan tener una claridad de la aplicación de un sistema BES en campos afectados por la inyección, como el mejor método de levantamiento, por las características implícitas que conlleva un sistema de inyección, como recuperación secundaria.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar un análisis técnico económico para la implementación de sistemas de bombeo Electro sumergible BES en un campo de petróleo del Valle Medio del Magdalena con inyección de agua.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir las características actuales de operación y la recolección de bases de datos históricos de los pozos de un campo del Valle del Magdalena Medio.
- Describir el modelo anterior de operación de los pozos LL-75; LL-109 y LL-112 y LL-128, del Campo Llanito Unificado, evaluando su extracción como parámetro principal.
- Describir el diseño del sistema BES de los pozos LL-75; LL-109 y LL-112 y LL-128, del Campo Llanito Unificado y comparación técnica operativa (condiciones de operación, ventajas, desventajas, etc.), que permita realizar un análisis técnico de la propuesta.

- Realizar una comparación del diseño del sistema BES para los pozos LL-75; LL-109 y LL-112 y LL-128, del Campo Llanito Unificado.
- Realizar un análisis económico de la propuesta presentada, en donde se considere los costos iniciales de instalación, costos energéticos, intervenciones por equipo de subsuelo, diferidas, entre otras.

2. GENERALIDADES DEL CAMPO

2.1 LOCALIZACIÓN

El campo petrolero de estudio, Campo Llanito Unificado, se encuentra ubicado 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, entre las fallas Salina y de Cimitarra. Limitan al sur con el campo Casabe, al norte con el Rio Sogamoso, al Oeste con la Ciénaga de Llanito y al este con la Ciénaga San Silvestre. Su explotación ha sido hasta el momento de tipo primario y tiene como mecanismos de producción gas en solución y empuje parcial de agua. Los principales intervalos productores los constituyen areniscas de las zonas B y C de la formación Mugrosa, las zonas A y D de la formación Colorado y Esmeralda- La Paz, respectivamente y un intervalo arenoso del Toro Shale en toda el área. La calidad del crudo producido varía entre 17 y 21°API y el agua de formación es de alta salinidad, en promedio de 28.000 ppm de Cl⁻.

Cartográficamente está comprendido dentro de las siguientes coordenadas geográficas (Gauss) mostrados en la figura 1:

N: 1°288,000 a 1°277,000

E: 1°022,000 a 1°030,000.

Figura 1. Ubicación geográfica de los campos Llanito, Gala, Galán y San Silvestre.



Fuente Superintendencia de Yacimientos. Gerencia Técnica de producción Ecopetrol.

2.2 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO

Tiene sus inicios con el descubrimiento del campo Galán hecho por la compañía Tropical Oil Company en el año de 1945, cuando se perforó el pozo Galán 1. Entre los años de 1945 y 1946 se perforaron cuatro pozos adicionales, los que por su potencial productivo no justificaron el desarrollo del campo en esa época, por lo tanto, se suspendieron las operaciones en este campo. Ecopetrol reinició la actividad en 1953, perforando 9 pozos más, continuando con el desarrollo y posterior descubrimiento de la estructura de San Silvestre, hasta alcanzar en el

año 1980 un total de 80 pozos perforados en el campo Galán y 19 en el campo San Silvestre.²

Entre los años 1973 y 1974 se perforaron 3 pozos nuevos (Galán 90, 91 y 92), que conjuntamente con un pozo viejo (Galán 53), sirvieron de inyectores al pozo Galán 39 con el propósito de llevar a cabo un piloto de inyección de agua en febrero 1974. En cuanto a los campos Llanito y Gala, la exploración inició el 19 de febrero de 1955 con la perforación de Llanito 1, el cual perforó las formaciones del grupo calcáreo Basal, hasta una profundidad de 13.561 ft, encontrando manifestaciones de hidrocarburos³. Llanito fue el primer campo de petróleo descubierto por ECOPETROL y mostró al momento de su descubrimiento buenas perspectivas de producción.

A partir de la perforación del pozo Llanito 1 y hasta octubre de 1960, se perforaron siete (7) pozos adicionales, teniendo como objetivo el terciario (zonas C y B de la formación Mugrosa), sin obtener producción comercial en ellos. Dos de estos pozos (Llanito 6 y 8) fueron abandonados como acuíferos. En diciembre de 1960, se terminó el pozo Llanito 9, en zonas D y B, con una producción inicial de 580 BOPD en flujo natural.

² CAMACHO CADENA Wilmer; TRIANA SANTAMARÍA Juan Impacto de la producción de gas asociado a la producción de petróleo en los campos de Galán, Gala y Llanito en pozos con sistema de levantamiento de bombeo mecánico. Bucaramanga: UIS 2011. [En línea]. (Recuperado en 19 de marzo 2019). Disponible en <http://oilproduction.net/files/manejo%20de%20gas%20BME-UIS.pdf>

³ *Ibíd.* P.26d.

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

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

A finales de 1985 se descubre el campo Gala, ubicado al sur del campo Llanito y cuyo desarrollo se completa en 1987 con la perforación de 9 pozos. Durante 1988 se perforaron los pozos Cardales 1 y Yuma 1, ubicados en la parte sur del campo.⁴

2.3 HISTORIA DE PRODUCCIÓN Y CARACTERÍSTICAS ACTUALES DE PRODUCCIÓN POZOS ESTUDIO.

Se inicia la explotación del campo Llanito de 1961-1964 reconocida esta fecha como el primer ciclo de desarrollo donde se perforaron 42 pozos productores los cuales arrojaron una producción de 1400 BOPD, relación gas-aceite de 600 pc/Bbl y porcentaje de agua menor del 10%. De 1964-1976 aumenta la producción del área en un promedio de 3400 BOPD y BSW del orden del 25%, debido a la realización de trabajos remediabiles y re terminaciones.

⁴ Ibíd. P. 27

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

En 1976-1981 se observa un incremento en la producción de aceite del campo Llanito a 1800 BOPD aproximadamente, como resultado de los cañoneos de arenas adicionales, así mismo, se observa un incremento en la producción del campo Galán a 1500 BOPD aproximadamente, como consecuencia del desarrollo secundario por inyección de agua; finalizando de 1981-1984 la producción muestra una tendencia ascendente del área como resultado del programa de perforación en el campo Llanito para reducir espaciamiento de 60 a 30 acres, alcanzando una producción máxima aproximada de 5500 BOPD y un corte de agua del 40%.

De 1985-1989 se produce el descubrimiento y desarrollo del campo Gala, el cual aportó inicialmente 590 BOPD con relación gas-aceite de 200 PC/ Bbl, así mismo se perforaron 10 pozos en el campo Gala alcanzando una producción de 2300 BOPD, con un corte de agua del 20% y una relación gas aceite de 460 pc/Bbl. La producción total para el área de 6500 BOPD, 42% de BSW. Adicionalmente en

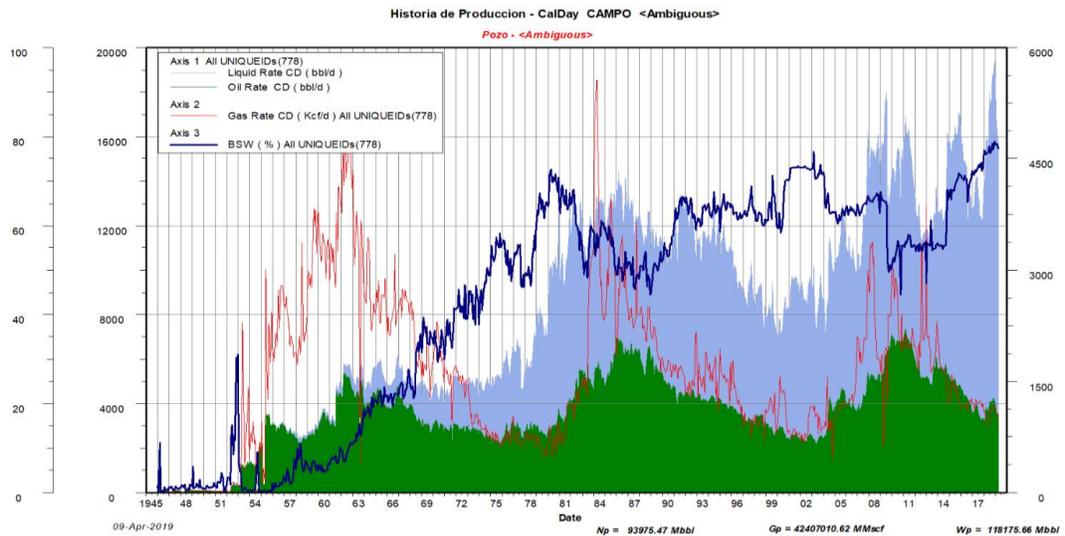
mayo de 1988, se produce el descubrimiento del campo Cardales, el cual aportó inicialmente 628 BOPD con un BSW del 2% y relación gas aceite de 57 pc/Bbl.

En 1989-2003: La producción del campo reportó nuevamente una declinación aproximada de 10% anual, manteniéndose por los trabajos de cañoneo adicional.⁵

Actualmente el Campo Llanito produce un volumen de 4000 BOPD y 1 MPCD de gas con un BSW promedio de 62% y 107 pozos activos. La figura 2 muestra el comportamiento de la producción de fluidos totales, petróleo, agua y gas, acumulado desde el año 1945. De acuerdo a la información presentada en el informe del departamento de yacimientos y producción de magdalena medio vigencia 2019, el campo Llanito produce 4000 BOPD y tiene un acumulado de 93975.47 Mbbls.

⁵ LARA MATEUS Mónica; TOLOSA AMADO Norida. Optimización de la producción de los pozos asociados a la estación tres del campo Llanito de Ecopetrol S.A. utilizando el método de análisis nodal. [en línea Director. Bucaramanga: UIS 2012. [En línea]. (Recuperado en 19 de marzo 2019). Disponible en <http://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2070/login.aspx?direct=true&db=cat00066a&AN=BUIS.1-162033&lang=es&site=eds-live>

Figura 2. Producción histórica y acumulada de fluidos del campo Llanito.



Fuente. Departamento de Ingeniería de producción y Confiabilidad ECOPETROL S.A.

En la actualidad, los pozos de estudio, presentan las siguientes características operativas importantes para tener en cuenta en el desarrollo del trabajo:

El pozo LL-75 cuenta con un sistema de levantamiento artificial de bombeo Electrosumergible (BES), que a través de los años y de su comportamiento en nivel y mayor posibilidad de extracción, sufrió diferentes cambios de sistemas, Bombeo mecánico a PCP, finalizando en el sistema actual de levantamiento. Cuenta con una bomba de subsuelo SD2500 338/Serie 375 285 STG (APC), con una descripción de sistema de levantamiento artificial conformado de la siguiente manera: VSD VECTOR 7 6P 150KVA/180^a, SUT TESLA 260KVA/312A, FILTRO MATRIX 180 KVA/208^a. Con una capacidad de extracción de 2500BPD. Su producción actual bruta es de 1800BPD, con un alto corte de agua del 93.5% y producción neta de 117BPD. Su producción de gas se encuentra en los 21 KPCD. Su frecuencia de operación óptima oscila entre los 50 y 52Hz.

El pozo LL-109 cuenta en la actualidad con un sistema de levantamiento PCP, próximo candidato a cambio a sistema BES. Cuenta con una bomba de subsuelo Stator 106-1600 HN309 SERIAL 1 y un MGX 1.5-motor de 75HP. Opera con una velocidad de rotación de 170RPM. Su capacidad de extracción es de 896BPD. Su producción actual bruta es de 1030BPD con un corte de agua del 73%, para una producción neta de 278.1BPD. La producción de Gas se encuentra en 50KPCD.

El pozo LL-112 cuenta con un sistema de levantamiento BES. Su tipo de bomba es una D2400N-231STG-210HP y sus componentes VSD S7+ 12P 260KVA 313^a, SUT ALK 260KVA, HEX MAGNETRON 260KVA. La capacidad de extracción se encuentra en 2400BPD. Su frecuencia de operación actual oscila entre los 40 y 45Hz. Su producción bruta está en 1980BPD con un corte de agua del 92%, dando una producción neta de 158BPD y una producción de gas de 35KPCD.

El pozo LL-128 cuenta con un sistema de levantamiento BES. Su tipo de bomba es una 1050 285 STG- 150HP/2363V/39^a y sus componentes VSD SIEMENS 200KVA, SUT 225KVA. La capacidad de extracción se encuentra en 559BPD. Su frecuencia se oscila entre 30-35HZ. Su producción bruta es de 900BPD con un corte de agua del 85%, producción neta de 135BPD. Su producción de gas es de 28KPCD.

Todos los cuatro pozos de estudio llegan a la Estación Nororiental de Llanito, de Ecopetrol, recibiendo una producción bruta de 10461BPD y una neta de 1711BPD, siendo una de las estaciones con mayor producción y capacidad de almacenamiento (10.000BLS).

2.4 GENERALIDADES Y PROPIEDADES ACERCA DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO MAGDALENA

Esta cuenca, ubicada entre las cordilleras central y oriental de la región andina colombiana, ocupando la región central del valle del Río Magdalena es un importante espacio geográfico para el estudio geológico y la producción de hidrocarburos en Colombia por lo cual ha sido de las más investigadas y ha proporcionado interesantes hallazgos petrolíferos calculados en 2,412 MBP y 2.5 TCF (trillón de pies cúbicos de gas) distribuidos en campos de gran importancia como La Cira Infantas que es el primer campo gigante descubierto en Colombia y a pesar de estos hallazgos se considera una región aún con un potencial exploratorio muy alto.

2.4.1 Tipo de cuenca. Esta es una cuenca cuya formación se ha llevado a cabo en diferentes épocas históricas por medio de un proceso denominado rifting el cual consiste en el ascenso de magma por medio de grietas en la corteza terrestre lo cual conlleva a un desplazamiento de la misma por medio de distensiones y divergencias por la recurrente actividad volcánica.

En esta cuenca se puede observar sedimentos de diferentes épocas históricas como lo son el jurásico con formaciones como Girón, el cretácico con formaciones

como la luna, paleoceno con Mugrosa, Lisama y otras y neoceno con formaciones como La Cira.

En cuanto a la sedimentación de la época jurásica y cretácica podemos afirmar que consisten en sedimentos calcáreos y siliclásticos de origen marino o transicional.

Por otro lado, en el paleoceno la sedimentación es de origen continental tan solo con algo de influencia marina.⁶

Los tipos de rocas que puede encontrar de acuerdo al periodo histórico, como son cuaternario, terciarios, neógeno, paleogenom, cretáceo y juratriasico. Así mismo, las formaciones son: mesa, real, colorado, mugrosa, esmeralda- la paz, discordancia Eoceno- paleoceno, umir, la luna, Simiti, Tablazo, Paja, Rosablanca, Tambor y Girón.

En la figura 3 se presenta la estratificación perforada para el Llanito, en esta, se puede distinguir las columnas: Era, Periodo, Edad, Formación, Zona y Descripción, de acuerdo al estudio realizado por Ecopetrol S.A.

⁶ HERRERA, Juan Camilo. Generalidades y propiedades acerca de la cuenca del Valle Medio Magdalena [En línea]. Universidad Industrial de Santander. (Recuperado el 15 de julio de 2019). Disponible en https://www.academia.edu/25055611/GENERALIDADES_Y_PROPIEDADES_ACERCA_DE_LA_CUENCA_DEL_VALLE_MEDIO_MAGDALENA

Figura 3. Columna Estratigráfica perforada Llanito

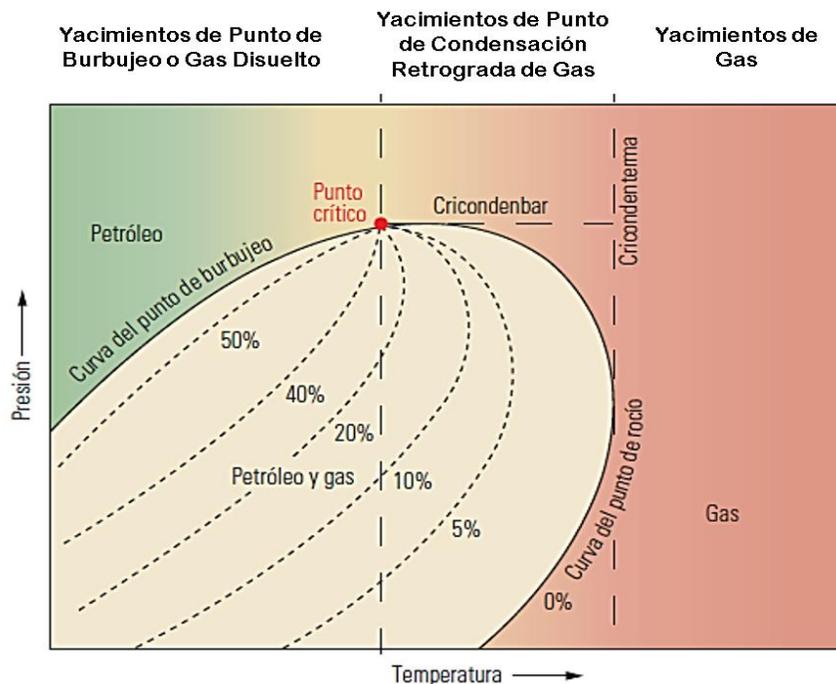
ERA	PERIODO	EPOCA	EDAD	FORMACIÓN	ZONA	DESCRIPCIÓN	
CENOZOICO	CUATERNARIO	HOLO CENO		MESA		Conglomerados y areniscas de grano grueso con intercalaciones de limolitas, arcilolitas y suelos fósiles	
		FLEISTO CENO					
	TERCIARIO	NEOGENO	PLIO CENO	Tardío	REAL		Areniscas: grano grueso, estratificación cruzada; Arcilolitas pardo grisáceas, capas delgadas de yeso, restos de madera. Conglomerados y areniscas de grano grueso, friables intercalaciones de arcilolitas grises y moteadas.
			Temporano				
		MIO CENO	Tardío				
			Medio				
		Temporano	COLORADO	A	Tepe la Cira Shale, fosilíferas. Secuencia alterna de areniscas grano decreciente con intercalaciones de arcilolitas pardo rojizas		
		PALEOGENO	OLIGO CENO	Tardío	MUGROSA	B	Tepe lutitas fósiles de Mugrosa. Secuencia fluvio- deltaica con niveles delgados de areniscas de grano fino, lenticulares con intercalaciones limo-arcillosas pardas grisáceas. Facies de 'Pont Bar'.
	Temporano			C		Areniscas de grano grueso, friables, glauconíticas, con estratificación cruzada festoneada.	
	EOCENO		Tardío	ESMERALDA-LA PAZ	D	Areniscas de grano fino a medio, fluvio deltaicos, con intercalaciones de arcillo litas gris verdosas.	
			Mediano				
	PALEO CENO		Temporano	Discordancia			
Tardío			Eoceno-Paleoceno				
SOZOICO	CRETACEO	TARDIO	Maestrichtiano	UMIR		Lutitas gris oscuras a negras, carbonosas.	
			Campaniano				
			Santoriano	LA LUNA	Gáembo	Chert negro con intercalaciones de lutitas silíceas. Shale calcáreo negro.	
			Coniaciano		Pujamaa		
			Turoniano	Salada	Calizas negras pirritosas		
			Cenomaniano				
		TEMPRANO	Albiano	SIMITI		Shale calcáreo carbonoso.	
			Aptiano	TABLAZO		Calizas gris-oscuras a negras, fosilíferas.	
			Barremiano	PAJA		Shale negro limoso, carbonoso, ligeramente calcáreo, fosilífero.	
			Hauteriviano	ROSABLANCA		Calizas grises, mástivas, arcilla arenosa.	
			Valanginiano				
			Berriasiense	TAMBOR		Areniscas transgresivas gruesas a finas.	
	JURATRIASICO			GIRÓN		Areniscas conglomeráticas grises a rojas, arcósicas, con intercalaciones de arcilolitas rojas.	

Fuente: MADERO, Hernán. Análisis estratigráfico para las arenas de la formación mugrosa en área piloto implicaciones paoleográficas. [En línea]. (Recuperado el 15 de julio de 2019). Disponible en http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0120-02832010000100002 Modificada de Estudio integrado de yacimiento campo Llanito Gala ECOPEPETROL S.A.

2.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS

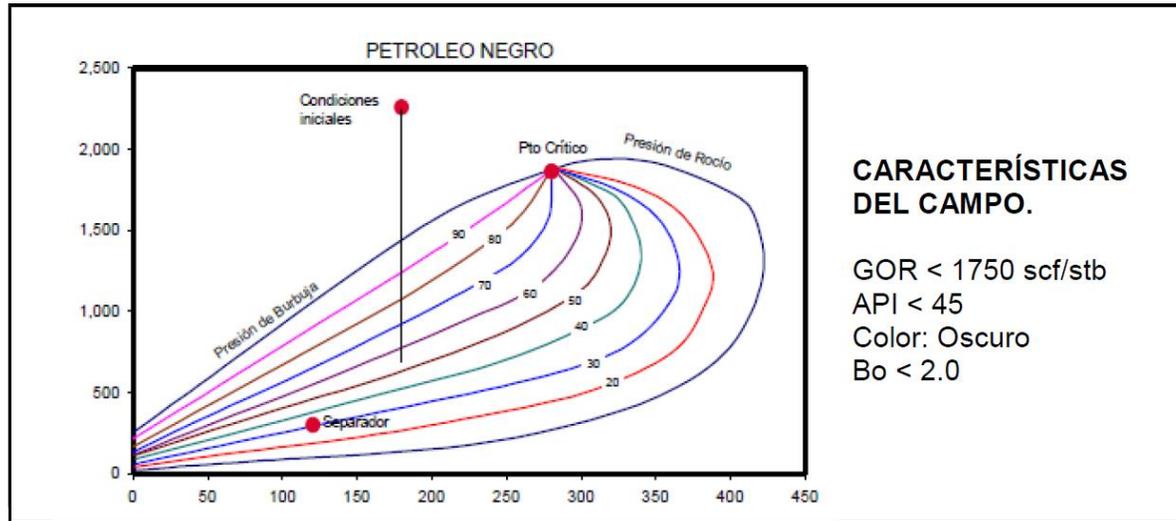
El petróleo presente en el yacimiento del campo Llanito es de base nafténica y su gravedad API oscila entre 18°- 24°, determinándose así en un diagrama de fases, analizando el comportamiento del yacimiento de acuerdo al tipo de fluido (figura 3), clasificándose como Black Oil (Figura 4). De acuerdo a la información de presiones adquirida, se determina que inicialmente el yacimiento, se encontraba sub-saturado y que actualmente la presión en las arenas, B, C y D que están en explotación, se encuentran por debajo de la presión de burbuja.

Figura 4. Clasificación de los tipos de Yacimientos



Fuente McCain Jr, W.D "Chemical Composition Determines Behavior of Reservoir Fluids". Paper Reservoir Management.

Figura 5. Características de un yacimiento Black Oil.



Fuente: ESCOBAR, Fredy Humberto. Fundamentos de Ingeniería De Yacimientos, FREDDY H. ESCOBAR, PhD. [En línea]. (Recuperado el 15 de julio de 2019). Disponible en <http://lya.fciencias.unam.mx/gfg/cubamex2012/lemagne/fiyacimientos.pdf>

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

La Viscosidad y la gravedad °API del petróleo del Campo Llanito, cambian de acuerdo con la zona productora y a las profundidades donde se observa que en las formaciones menos profundas la gravedad es más alta (tabla 2)⁷.

⁷ LARA MATEUS, Mónica. M; TOLOSA AMARO, Noridasa Amado N. L, (2012) Optimización de la producción de los pozos asociados a la estación tres del campo llanito de ECOPETROL S.A. Utilizando el método de análisis nodal. [recurso electrónico].. Bucaramanga: UIS 2012. <http://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2070/login.aspx?direct=true&db=cat00066a&AN=BUIS.1-162033&lang=es&site=eds-live>

Tabla 1. Propiedades de los fluidos del yacimiento Campo Llanito

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

Fuente: Estudio integrado de yacimientos Campo Llanito-Gala. ECOPETROL 2003.

Tabla 2. Rango de viscosidades y gravedad API para el Campo Llanito

YACIMIENTO	VISCOSIDAD (cp.)		GRAVEDAD API	
	RANGO	PROMEDIO	RANGO	PROMEDIO
ZONA A	53-170	110	16-19	18
ZONA B	20-70	45	18-21	19
ZONA C	12-46	26	24-25	24
ZONA D	8-18	13	25-26	25

Fuente: Estudio integrado de yacimientos Campo Llanito-Gala. ECOPETROL 2003.

3. MODELO DE OPERACIÓN POZOS A EVALUAR ANTES DE SU CONVERSIÓN

En este capítulo se realizará un análisis de la operación de los pozos LL-75; LL-109; LL-112 y LL-128 antes de su conversión de sistema de levantamiento convencional a un sistema BES, conociendo su historia, estados mecánicos, identificando las variables de producción, tales como curvas IPR, niveles de sumergencia que venían manejando antes de la inyección de agua como recobro secundario, entre otras.

3.1 MODELO DE OPERACIÓN ANTERIOR POZO LL-75

3.1.1 Historia. El pozo Llanito 75, perteneciente al campo Llanito Unificado de la Gerencia Regional de Mares (GRM) y de la vicepresidencia Regional Central (VRC) de Ecopetrol, fue perforado y completado en noviembre de 1981 hasta una profundidad de 7541', en las formaciones Mugrosa, Esmeralda- La Paz, Umir. Ubicado en las siguientes coordenadas:

NS 1, 284,688.60

EW 1, 026,064.20

Figura 6. Ubicación en mapa satelital pozo Llanito 75



Fuente *Google Earth*.

En la siguiente tabla se expresa detalladamente los datos de perforación y completamiento del pozo:

Tabla 3. Datos de perforados y completamiento del pozo LL-75

CASING DE SUPERFICIE	9 5/8"
FS: 497'	
CASING DE PRODUCCION	5 1/2" tope del tapón de fondo 7469'
FC:	
FS: 7512'	
REGISTROS	
Inducción	7528'-496' 1:240, 1:1000
Densidad neutrón-GR	7528'-496' 1:240, 1:1000
HDT	7527'-511' 1:240

GR-CCL	7468'-5000'	1:240
CBL-VDL	7468'-4000'	1:240
TOPES DE FORMACIONES		
Cirashale	2598.6'	
Colorado, A	3312.6'	
Mugrosa "B"	5076.6'	
Mugrosa "C"	6342.6'	
Esmeraldas "D"	6784.6'	
Toro	7364.6'	
Umir-Cretáceo	7494.6'	

Fuente OpenWells - Ecopetrol.

En mayo de 1982, se realizó un cañoneo adicional encontrándose 10' de sucio con Wire Line, se probó el pozo con choque de 3/8", produciendo 54 bls de aceite en 5 horas.

En agosto de 1986, se realiza un cambio de estado del sistema de levantamiento. Se bajó bomba THC de 2-1/2" * 2-1/4"* 11' * 15' con 5160' de tubería de 2-7/8". Se dejó el pozo en Producción.

En mayo de 2003, se realiza una limpieza de arena y adicional una estimulación acústica. Se bajó herramienta para evaluación acústica y no paso del cuello dentado a 5000', se sacó sarta y se retiró cuello dentado. Se bajó tubería con

punta abierta, bajó herramienta para sonda acústica, se verificó fondo a 7334', bajó sonda acústica para estimular los intervalos.

En junio de 2016, se realiza el cambio de sistema de levantamiento de bombeo mecánico a PCP, observándose altos niveles de sumergencia en el pozo.

En octubre de 2017, se realiza cambio de sistema de levantamiento PCP a BES, Se dio arranque a la BES con 40 HZ. Verifico aportes en superficie y datos de Presión.

3.1.2 Estado mecánico del pozo LL-75. En los yacimientos de aceite y gas durante el complejo proceso de la etapa de evaluación y desarrollo es requerido primordialmente que se lleve a cabo la interacción de distintas y numerosas disciplinas, esto se debe a que la construcción de un pozo resulta ser una de las partes más importantes de dicho proceso; es el dirigente de realizar la construcción del conducto que une la zona productora de interés con la superficie.

Para diseñar un pozo petrolero es indispensable abarcar múltiples áreas, en cada una de estas se necesita resaltar el trabajo de diseño del estado mecánico para conocer las características que pueden presentarse en el pozo, es decir, tomando como base la información lograda por medio del estado mecánico es posible conocer las incertidumbres que se presenten y proceder a su inmediato arreglo y/o

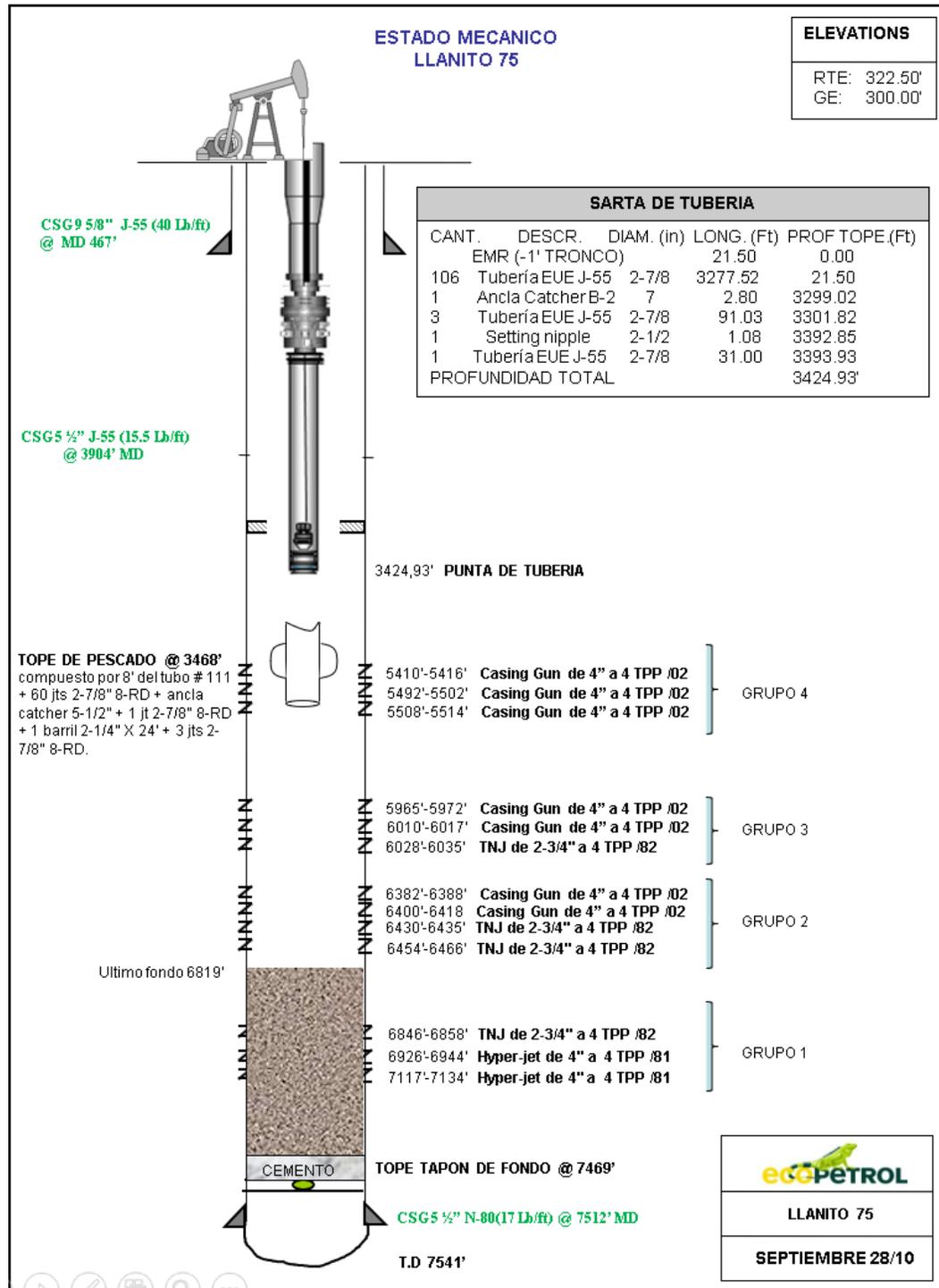
solución, así como los datos (diámetro interno, longitud, profundidad de asentamiento, profundidad vertical verdadera, profundidad medida, etc.) de las tuberías de revestimiento, producción, liner, entre otras cosas.

El estado mecánico es definido como la estructura geométrica del pozo en cada una de las diferentes etapas de perforación; el estado mecánico es realizado una vez concluido el análisis de los datos obtenidos en la geología de superficie y sísmica, así como en los pozos de correlación (registro por medio del cual se determinan las unidades estratigráficas o estructurales con el fin de realizar mapeos del subsuelo y secciones).⁸

Conociendo su significado y la importancia que implica el estado mecánico de un pozo, se revisa en primera instancia la del pozo LL-75, en sus diferentes etapas de transformación de sistema de levantamiento artificial, debido a los diferentes comportamientos implícitos, por la inyección de agua como método de recobro secundario.

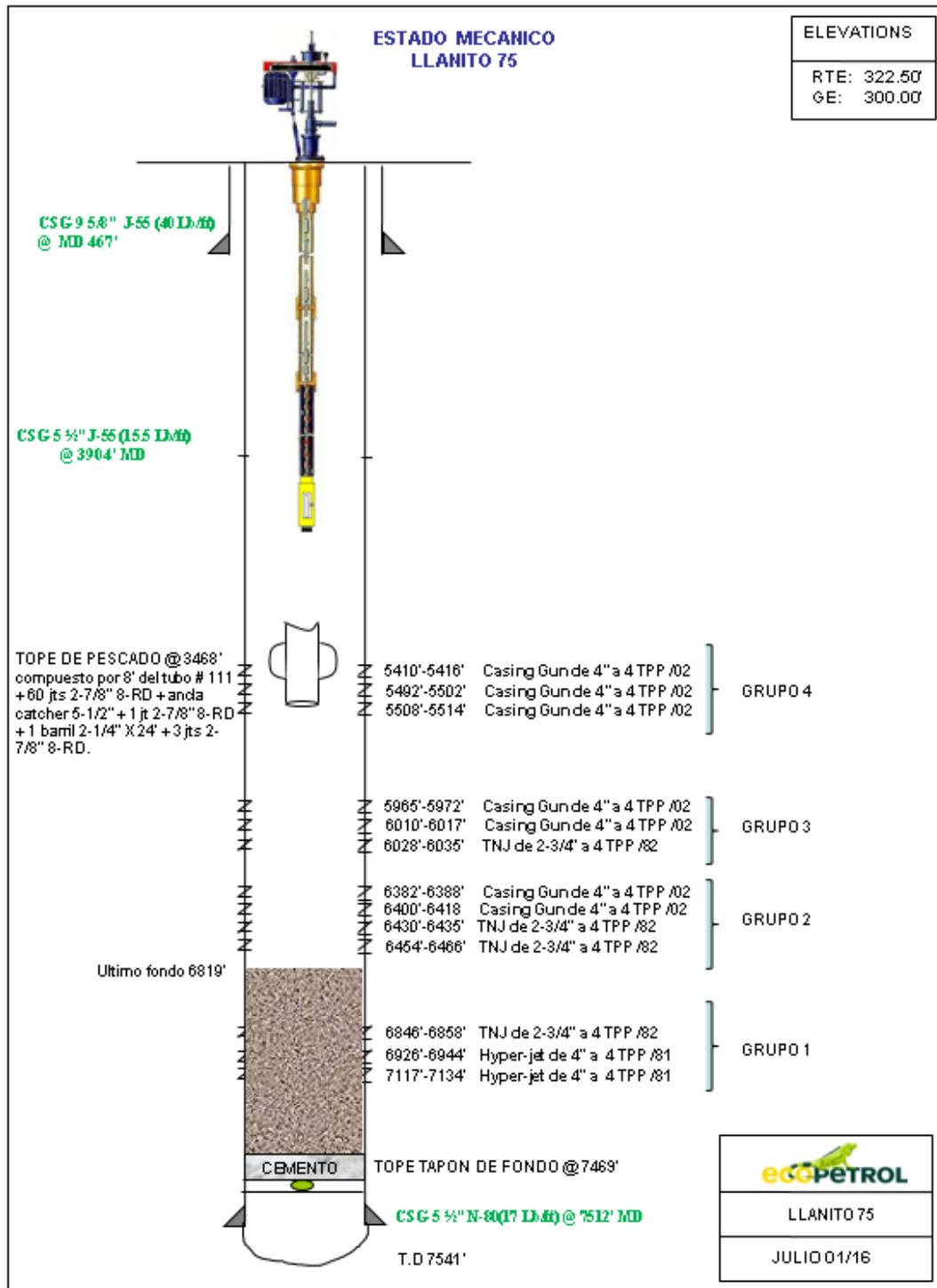
⁸ GALEANA CASTILLEJOS, Carlos. Estado Mecánico de un pozo. [En línea]. Epmex (Especialistas Petroleros Mexicanos A.C). Agosto 2019. (Recuperado el 17 de septiembre de 2019). Disponible en <https://epmex.org/news/2019/07/22/estado-mecanico-de-un-pozo/>

Figura 7. Estado Mecánico pozo Llanito 75 con sistema de levantamiento artificial bombeo mecánico.



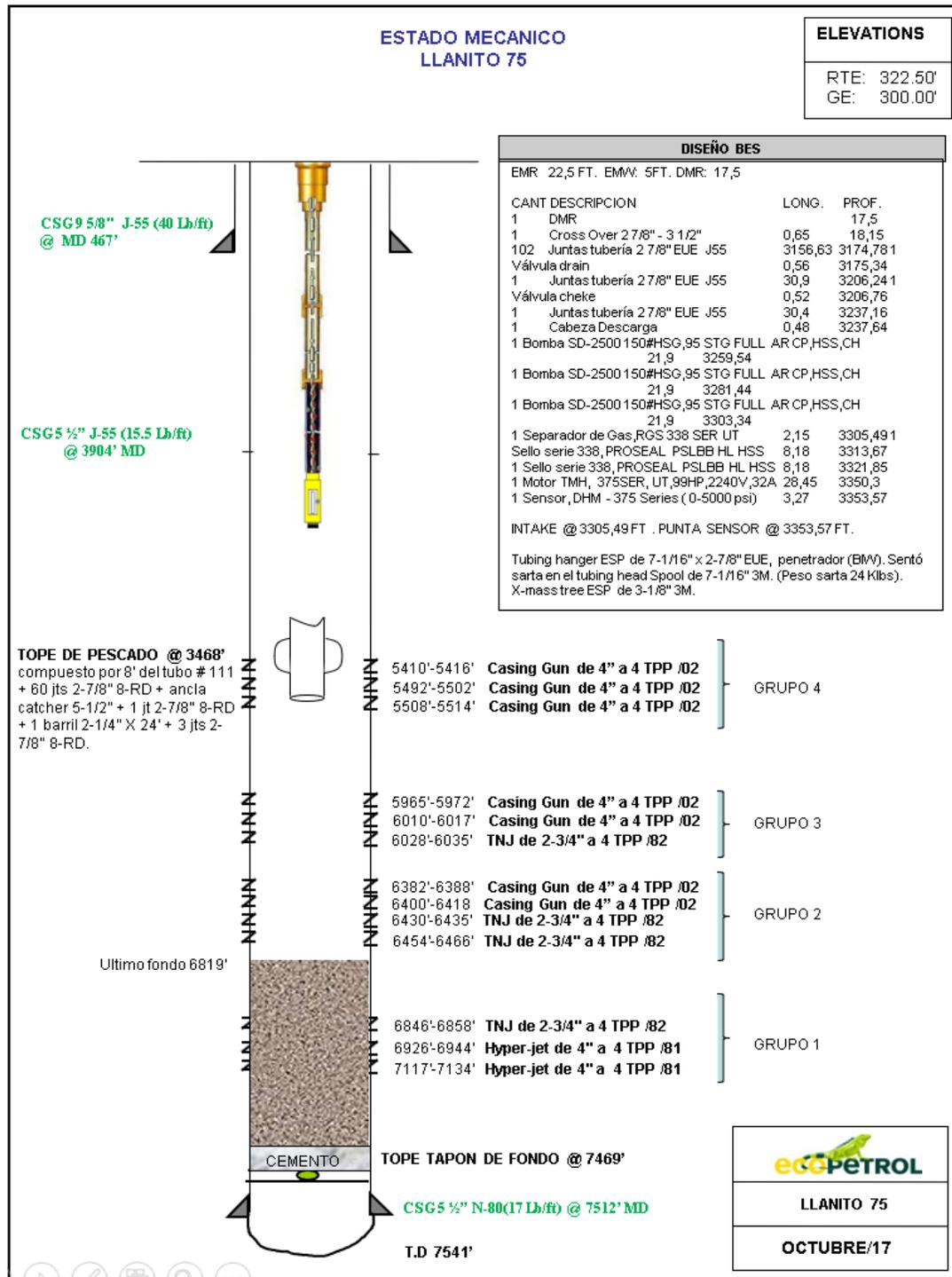
Fuente: Ingeniería de Producción Campo Llanito Unificado, Ecopetrol.

Figura 8. Estado Mecánico pozo Llanito 75 con sistema de levantamiento artificial PCP.



Fuente: Ingeniería de Producción Campo Llanito Unificado, Ecopetrol.

Figura 9. Estado Mecánico pozo Llanito 75 con sistema de levantamiento artificial BES



Fuente: Ingeniería de Producción Campo Llanito Unificado, Ecopetrol

3.1.3 Curvas IPR pozo Llanito 75. Antes de entrar en detalle sobre el índice de productividad y el IPR del pozo, es importante aclarar estos conceptos. Como primera instancia, el Índice de Productividad (J), permite la predicción del comportamiento de producción para diferentes escenarios propuestos con unos mínimos datos a evaluar. Se define como la relación entre el caudal producido (Q) y la caída de presión del yacimiento (Pyac). Pero esta relación solo se puede aplicar cuando la presión de fondo fluyendo (Pwf) es mayor que la presión de burbuja (Pb), el flujo de fluido es monofásico, representando gráficamente una línea recta.

$$J = (Q)/(Pr - PWf)$$

Ecuación 1. Índice de Productividad.

J = índice de productividad.

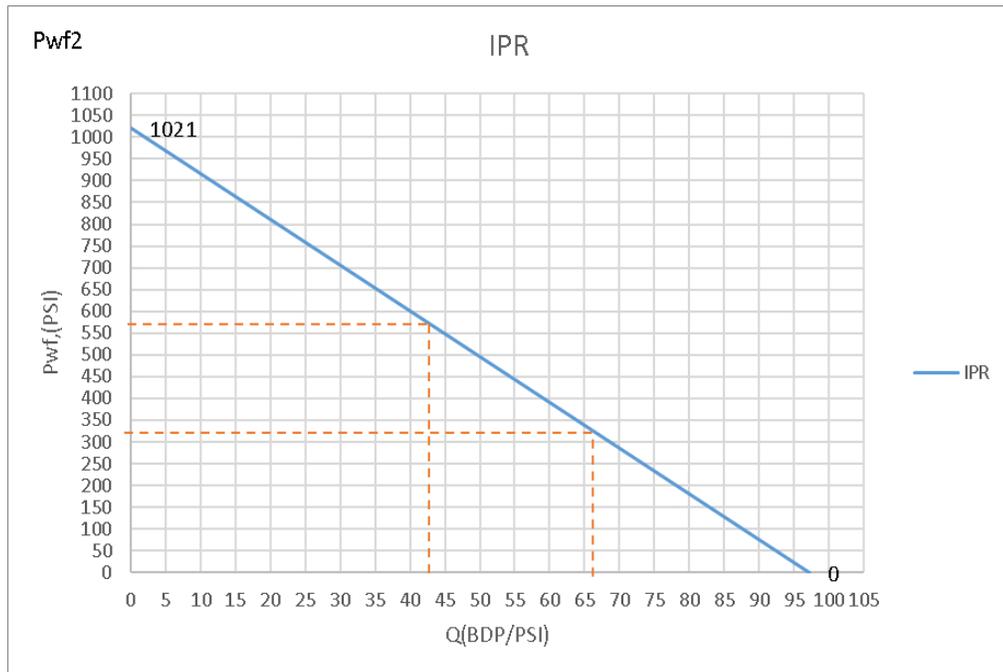
Pr = Presión de yacimiento.

Pwf = Presión de fondo fluyendo.

Q = Caudal.

En la siguiente figura, se puede observar un ejemplo del cálculo realizado sobre el índice de productividad en fluidos monofásico.

Gráfica 1. Ejemplo de índice de productividad, fluido monofásico



Fuente. Cálculos el autor

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

M.V. Vogel⁹ (1968) desarrolló una ecuación empírica para la forma del IPR (*Inflow Performance Relationship*) de un pozo productor en un yacimiento con

⁹ VOGEL, J.V. Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Wells. Journal Petroleum Technology, January 1968.

empuje por gas disuelto, si la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) es menor que la presión de burbuja (P_b), optemos un fluido multifásico. La relación está dada por la siguiente ecuación¹⁰:

$$Q_{m\acute{a}x} = (Q_{m\acute{a}x}) / [1 - 0.2(P_{wf}/P_{yac}) - 0.8(P_{wf}/P_{yac})^2]$$

Ecuación 2. Vogel.

Para el pozo Llanito 75, antes de cambiar de sistema de levantamiento artificial, de Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP) a bombeo Electrosurgible (BES), se realizó, en el mes de septiembre del año 2017, la curva IPR del pozo. Para ese entonces, los datos de salida más representativos arrojarían valores importantes a considerar, como una presión de yacimiento de 2500psi, una presión de fondo fluyente (P_{wf}) de 1801psi, una Tasa de flujo máximo (AOF) de 2166bls/d y una tasa máxima de aceite (AOF oil) de 303bls/d. Su índice de productividad tenía un valor de 0,2184 bls/d/psi.

La siguiente tabla muestra los valores de entrada para consideraciones de cálculo de la IPR del pozo Llanito 75:

¹⁰ LARA MATEUS, Mónica. M; TOLOSA AMARO, Noridasa Amado N. L, (2012) Optimización de la producción de los pozos asociados a la estación tres del campo llanito de ECOPEPETROL S.A. Utilizando el método de análisis nodal. [recurso electrónico]. Bucaramanga: UIS 2012. <http://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2070/login.aspx?direct=true&db=cat00066a&AN=BUIS.1-162033&lang=es&site=eds-live>

Tabla 4. Datos de ENTRADA para el cálculo IPR pozo LL 75

ENTRADA		
Presión Estática	psi	2500
Intake Bomba	Ft	3472
Sumergencia Efectiva	Ft	1522
Tope Perforaciones	Ft	5410
Base Perforaciones	Ft	6446
BSW	%	86
°API	°	25
THP	psi	100
CHP	psi	101,5
Total Fluid Rate	Bbls/d	955

Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

Los siguientes datos representan la salida para interpretación de la curva IPR del pozo:

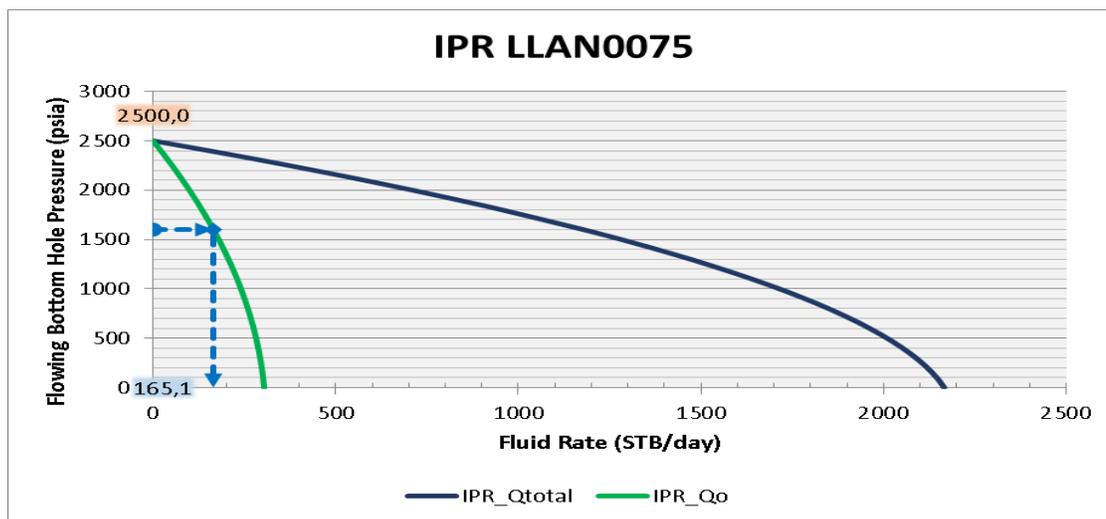
Tabla 5. Datos de SALIDA para el cálculo IPR pozo LL 75

SALIDA			
Presión de yacimiento	Pr	psi	2500
Presión de fondo fluyente	Pwf	psi	1801,03181
Caudal total prueba	Qt	Bbls/d	955
Tasa de flujo máxima (Total)	AOF	Bbls/d	2166,89954
Tasa de flujo máxima (Oil)	AOF_oil	Bopd	303,365935
Índice de productividad	J	Bbls/d/psi	0,21842347

Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

Cabe resaltar, que al realizar la curva IPR con los datos recolectados, se tuvo un dato muy importante a considerar como lo es el BSW (*Basic sediment and water*), que para este período de tiempo tenía un valor de 86%. Adicional de un nivel de sumergencia efectiva de 1522ft.

Gráfica 2. IPR del pozo LL 75



Fuente. Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

3.1.4 Niveles Dinámicos del pozo LL-75 (sumergencia). Para el año 2014, antes que comenzara la inyección de agua como recobro secundario en el campo, el pozo LL 75 mantenía un nivel de sumergencia Efectiva en promedio, de 1704ft. En el año 2015 su nivel aumenta a 2087ft. Para el año 2016 mantiene un nivel óptimo de 1820ft, en promedio. En el 2017 su nivel de sumergencia alcanza valores por encima de los 2410ft, viéndose más aun la influencia del agua como método de empuje. Ya en el año 2018, la sumergencia empieza a declinar a valores promedio de 1289ft. En el año en curso, sus valores se han estabilizado a 1200ft, con el sistema BES y su ajuste de frecuencia.

Gráfica 3. Comportamiento de Sumergencia efectiva promedio en los últimos 5 años



Fuente Ingeniería de control de producción GMA, Ecopetrol. Gráfica Autor.

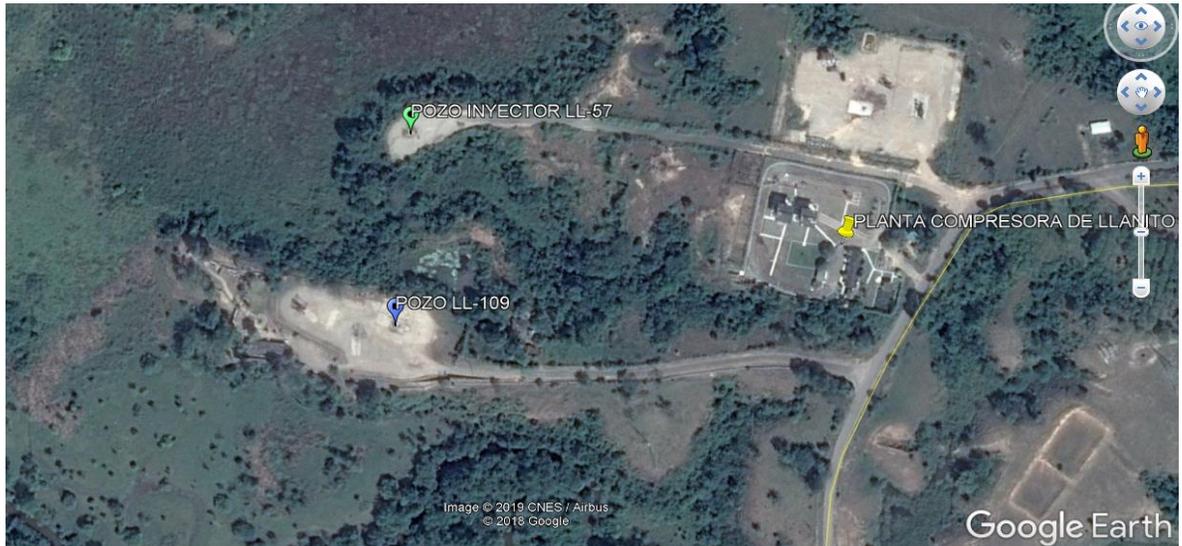
3.2 MODELO DE OPERACIÓN ANTERIOR POZO LL-109

3.2.1 Historia. El pozo Llanito 109, perteneciente al campo Llanito Unificado de la Gerencia Regional de Mares (GRM) y de la vicepresidencia Regional Central (VRC) de Ecopetrol, fue perforado y completado en abril de 2005, hasta una profundidad de 7730', en la formación Mugrosa. Ubicado en las siguientes coordenadas:

NS: 1,284,196.29

EW: 1,026,248,60

Figura 10. Ubicación en mapa satelital pozo Llanito 109



Fuente *Google Earth*.

En la siguiente tabla se expresa detalladamente los datos de perforación y completamiento del pozo:

Tabla 6. Datos de perforados y completamiento del pozo LL-109

TD:	7730 '
CASING DE SUPERFICIE:	9 5/8"
FS:	1024 '
CASING DE PRODUCCION:	7"
FS:	7722'
FC:	7625'

Fuente OpenWell.

En mayo de 2005, se realiza el cañoneo del pozo a los siguientes grupos de intervalos referidos al registro de resistividad: 7261'-7266', 7113'-7118', 6396'-6402', 6138'-6144' Y 6098'-6104', sin ninguna manifestación de crudo en superficie.

En los intervalos de 5906'-5923', presentó disparo en aceite sin presencia de gas. Para los siguientes grupos de intervalos referidos al registro de resistividad: 5584'-5594', 5561'-5568', 5548'-5553', 5539'-5546', 5480'-5486'c, no se obtuvo manifestación en superficie. Ya para los siguientes grupos de intervalos referidos al registro de resistividad: 5316'-5324', presentaron aporte en superficie.

Entre los meses de agosto y noviembre, se realiza cementación forzada a los intervalos 5906' - 5923'. Ya en mayo de 2007, se realiza nuevamente una cementación en los mismos intervalos.

En el mes de diciembre del año 2009, el principal objetivo del ingreso del equipo de workover, era realizar un cañoneo en los intervalos 6113'-6117', adicional a los intervalos 6098-6104, 5585-5593, 5541-5545, pero sin ninguna manifestación en superficie.

Para el mes de enero de 2012 y octubre del mismo año, se realizan aislamientos, en particular el segundo con MetalSkin® de Weatherford. Esta herramienta

consiste en un forro robusto (o revestido) que sella y aísla la carcasa dañada o las perforaciones. Se cierra la brecha en reparación de la carcasa entre el estrujado de cemento y los revestimientos de costra. El sistema proporciona aislamiento permanente y elimina la repetición de operaciones de reparación. Lo más importante, proporciona una identificación más grande y mejor acceso que los revestimientos de costra para futuras perforaciones, terminaciones, operaciones de producción o inyección.

El forro interior de MetalSkin® combina la experiencia adquirida a través de miles de instalaciones de productos expandibles heredados y la tecnología avanzada de expansión de tubería sólida. El resultado es un sistema altamente confiable y robusto que proporciona una explosión mejorada y resistencia al colapso. La capacidad de conectar múltiples articulaciones permite que el revestimiento se personalice para adaptarse a objetivos específicos del pozo¹¹.

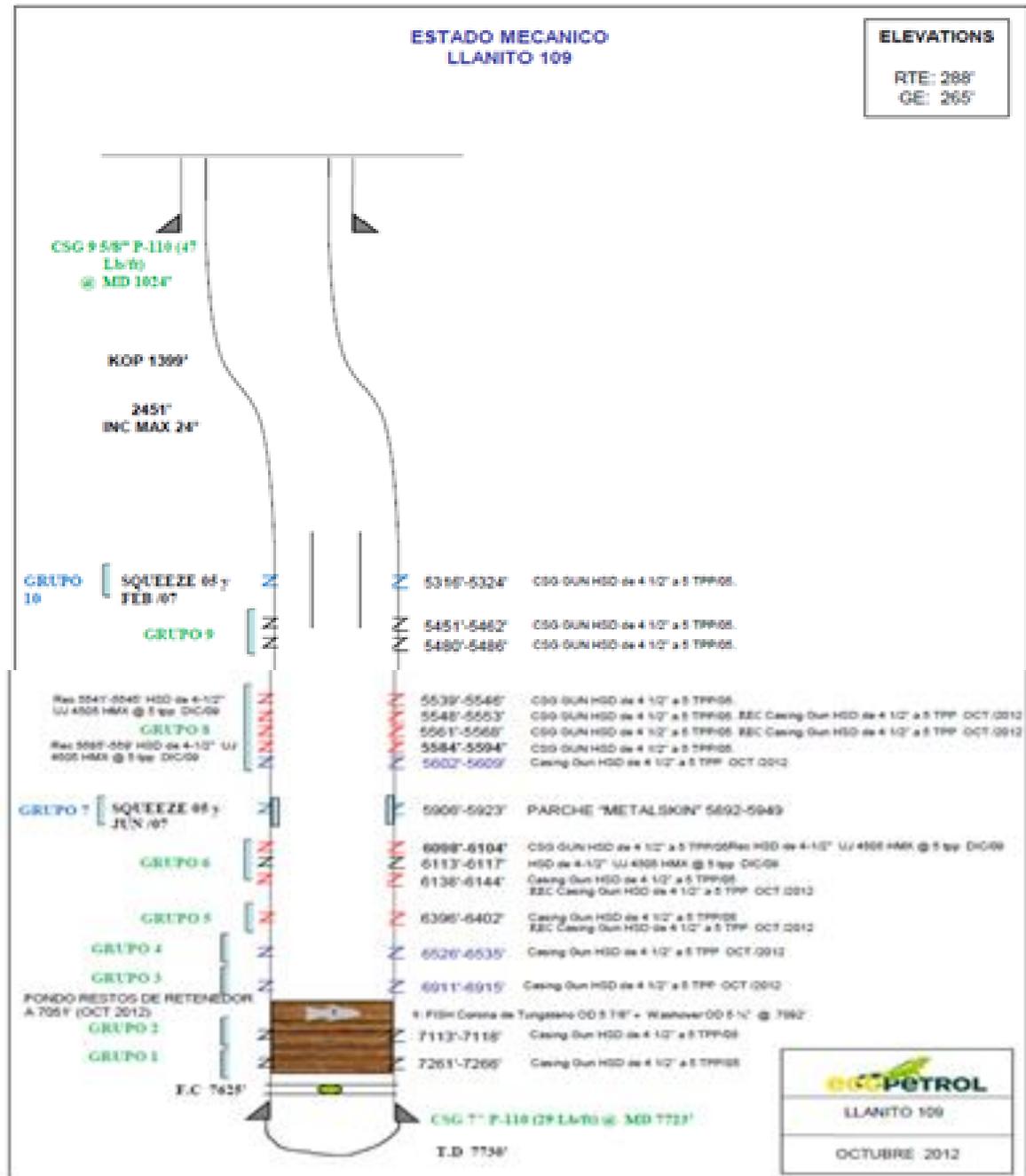
Para el año 2014, durante el mes de marzo, se realizó una optimización en el cambio de bomba, al pasar de una 25-175-RPAC-20-1,8 al bajar un diseño de producción con Empaque AD-1 sin cauchos 7" @ 5185', con 8K lbs, WS 38k lbs y Barril 25-225-THC-20-3-2-2. Bajó sarta de bombeo con Pistón 2 ¼" x 4'.

¹¹ WEATHERFORD. MetalSkin, Cased-HoleLiner System. All rights reserved. [En línea]. United States 2011-2014. (Recuperado el 12 de septiembre de 2019). Disponible en <https://www.weatherford.com/en/documents/brochure/products-and-services/drilling/metalskin-cased-hole-liner-system-en/>

3.2.2 Estado mecánico del pozo LL-109. Conociendo de antemano el significado y la importancia de un estado mecánico de cualquier pozo petrolero, se muestran a continuación los estados mecánicos del pozo LL 109, antes de su conversión a corto plazo a BES, pasando por un sistema de levantamiento artificial con bombeo mecánico y luego a PCP.

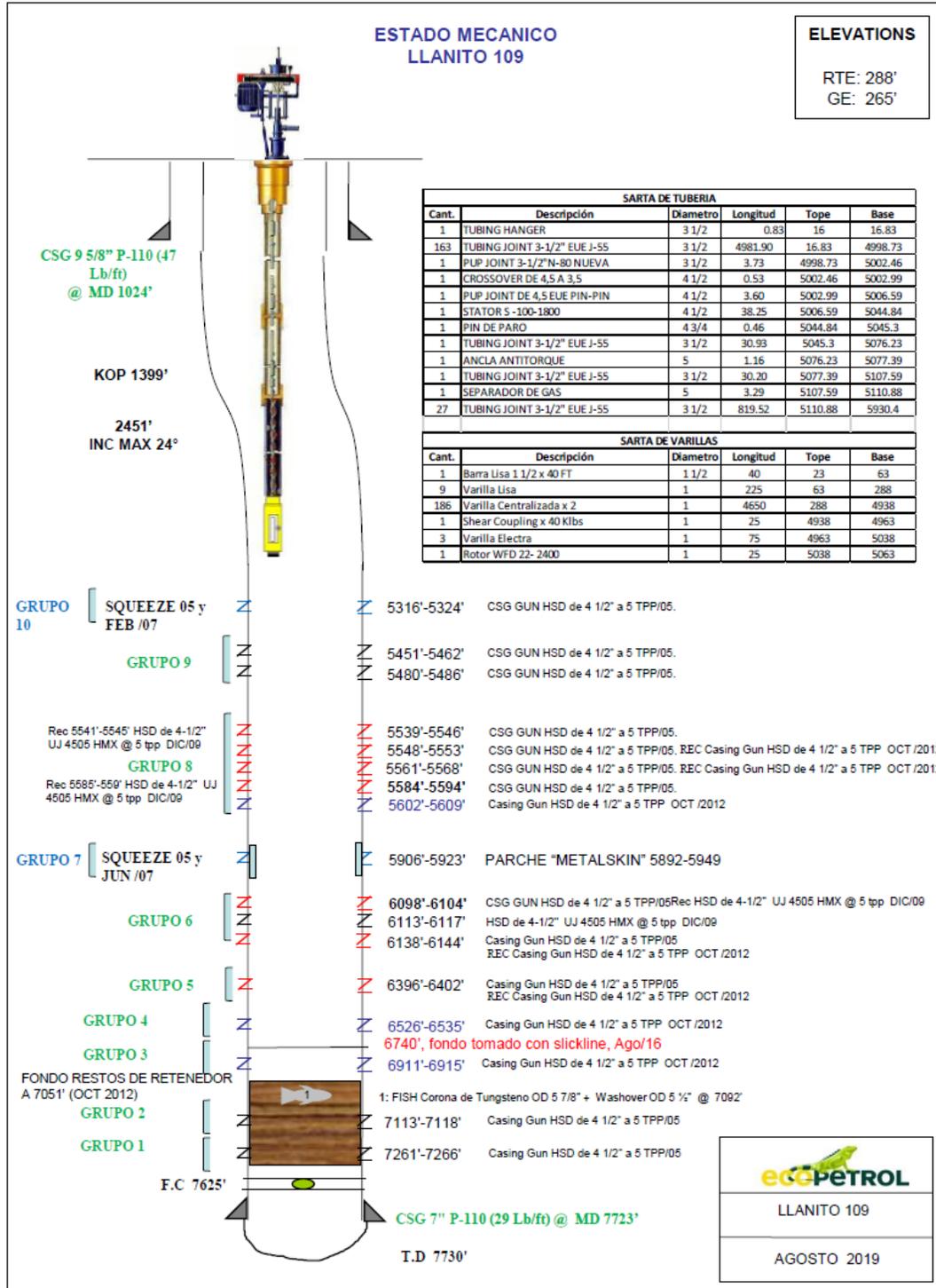
Cabe aclarar que, a la fecha, es el único pozo (en los de estudio que trata esta monografía) que aún no se ha hecho el proceso de cambio de sistema, por razones de atraso en el ingreso del equipo de perforación en el mismo plano y afectación a la integridad del nuevo pozo.

Figura 11. Estado mecánico pozo LL 109. Sin sistema de levantamiento



Fuente: Ingeniería de Producción Campo Ilanito Unificado, Ecopetrol

Figura 12. Estado mecánico pozo LL 109. Con sistema de levantamiento PCP



Fuente: Ingeniería de Producción Campo Llanito Unificado, Ecopetrol.

3.2.3 Curvas IPR pozo LL 109. Para el pozo LL 109, el cual, se encuentra en la etapa de transición de sistema de levantamiento artificial PCP a BES, para el año de 2017 se tenían los siguientes valores para la construcción de su curva IPR: una presión de yacimiento (Pr) de 1950psi con una presión de Fondo Fluyente (Pwf) de 1330psi. Una tasa de flujo máxima (AOF) de 2036bls/d y una tasa de flujo máxima de aceite (AOF-oil) de 570bls/d. Su índice de productividad arrojaba un valor de 0,52 bls/d/psi. Para consideraciones de cálculos en la entrada, el pozo poseía en su momento un valor de 72% de BSW y una sumergencia efectiva de 2888ft.

La siguiente tabla muestra los valores de entrada para consideraciones de cálculo de la IPR del pozo LL-109:

Tabla 7. Datos ENTRADA para el cálculo IPR pozo LL 109

ENTRADA		
Presión Estática	psi	1950
Intake Bomba	Ft	6052
Sumergencia Efectiva	Ft	2888
Tope Perforaciones	Ft	5316
Base Perforaciones	Ft	7266
BSW	%	72
°API	°	25
THP	psi	90
CHP	psi	12,8
Total Fluid Rate	Bbls/d	1000

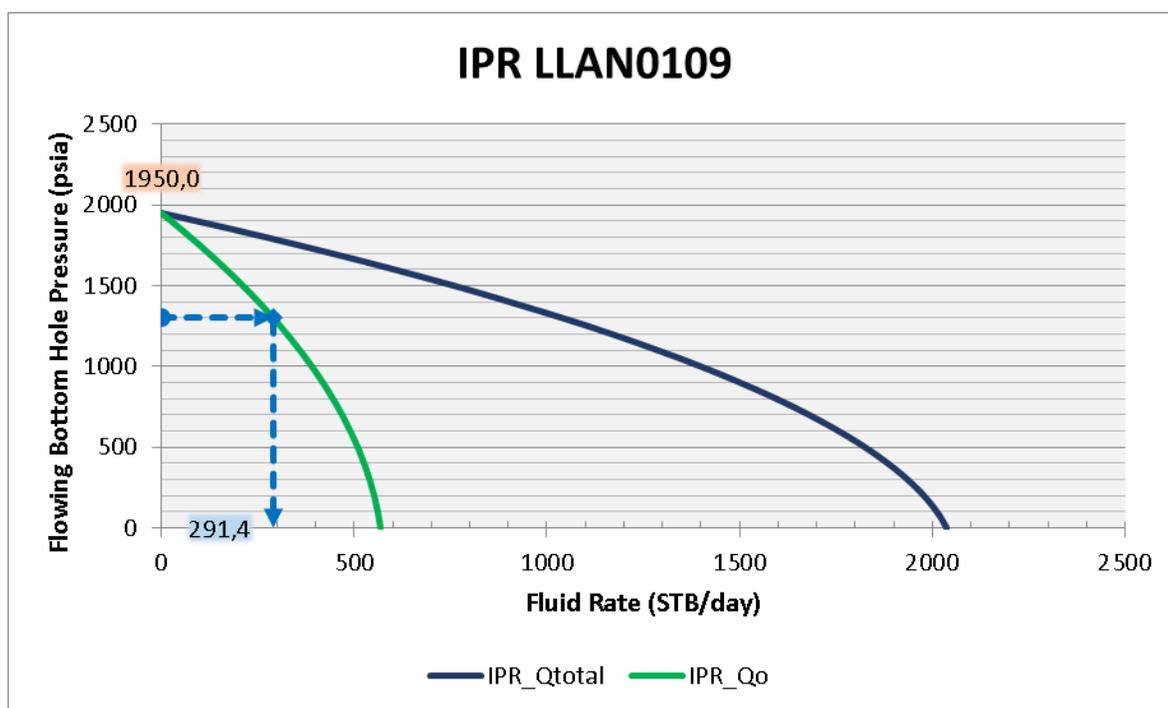
Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

Tabla 8. Datos de SALIDA para el cálculo IPR pozo LL 109.

SALIDA			
Presión de yacimiento	Pr	psi	1950
Presión de fondo fluyente	Pwf	psi	1330,45386
Caudal total prueba	Qt	Bbls/d	1000
Tasa de flujo máxima (Total)	AOF	Bbls/d	2036,10422
Tasa de flujo máxima (Oil)	AOF_oil	Bopd	570,109183
Índice de productividad	J	Bbls/d/psi	0,52625463

Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

Figura 13. Gráfica IPR del pozo LL 109.



Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

3.2.4 Niveles Dinámicos del pozo LL-109 (sumergencia). Para el año 2014, el pozo LL-109 presentaba un nivel de sumergencia efectiva de 4250ft. En 2015 su

nivel alcanzaba valores de 3253ft. Para el año 2016 su nivel efectivo era de 3770ft, en promedio. En el año 2017, 2404ft de nivel efectivo. Para el año 2018 su nivel de sumergencia bajaba considerablemente a valores de 1586ft. En la actualidad (2019) ha mantenido valores de 2128ft.

Gráfica 4. Comportamiento de Sumergencia efectiva promedio en los últimos 5 años.



Fuente Ingeniería de control de producción GMA, Ecopetrol. Gráfica Autor.

3.3 MODELO DE OPERACIÓN ANTERIOR POZO LL-112

3.3.1 Historia. El pozo Llanito 112, perteneciente al campo Llanito Unificado de la Gerencia Regional de Mares (GRM) y de la vicepresidencia Regional Central (VRC) de Ecopetrol, fue perforado el 11 de febrero de 2007 y terminado el 07 de

marzo del mismo año, hasta una profundidad de 7961' MD, en la formación Esmeralda zona D. Ubicado en las siguientes coordenadas:

NS: 1,284,236.49

EW: 1,026,594.24

Figura 14. Ubicación en mapa satelital pozo Llanito 112



Fuente *Google Earth*.

En la siguiente tabla se expresa detalladamente los datos de perforación y completamiento del pozo:

Tabla 9. Datos de perforados y completamiento del pozo LL-112

TD:	7961 '
CASING DE SUPERFICIE:	9 5/8"
FS:	987 '
CASING DE PRODUCCION:	7"
FS:	7961'
FC:	7807'

Fuente OpenWells- Ecopetrol.

En marzo 16 de 2007 se empezó a realizar estimulación Mecánica (Suabeo) de los intervalos: 7448'-62' (Toro-Shale), encontrándose nivel de fluido @ 100' de superficie. Se llevó a seco estimulando seguido durante 7 horas. Esperó en intervalos de 2hrs-2hrs-4hrs y 5 horas sin obtener aportes de la formación.

Luego se inició estimulación Mecánica intervalo 7216'-24' (Esmeraldas). Se encontró nivel de fluido @ 800' de superficie. Llevó nivel @ 6000' después de 24 horas de estimulación. Se recuperó 168 Bls de fluido, 68 Bls iniciales de salmuera con agua sucia más 100 Bls de aceite. Inició por segunda vez Estimulación mecánica intervalo: 7216'-24' (Esmeraldas). Encontró nivel de líquido @ 400' de superficie. Se llevó a seco (7000') después de 13,5 horas de estimulación, recuperándose 106 Bls de fluido (68 iniciales de agua más 38 finales de aceite). Fracturó el intervalo 7216'-24' con los siguientes parámetros: presión de rompimiento en superficie 5385 psi, presión máxima en superficie 5780 psi,

presión promedio en superficie 5000 psi, tasa máxima de bombeo 20, 7 bpm, y tasa promedio de bombeo 20 bpm, volumen bombeado 200 bls.

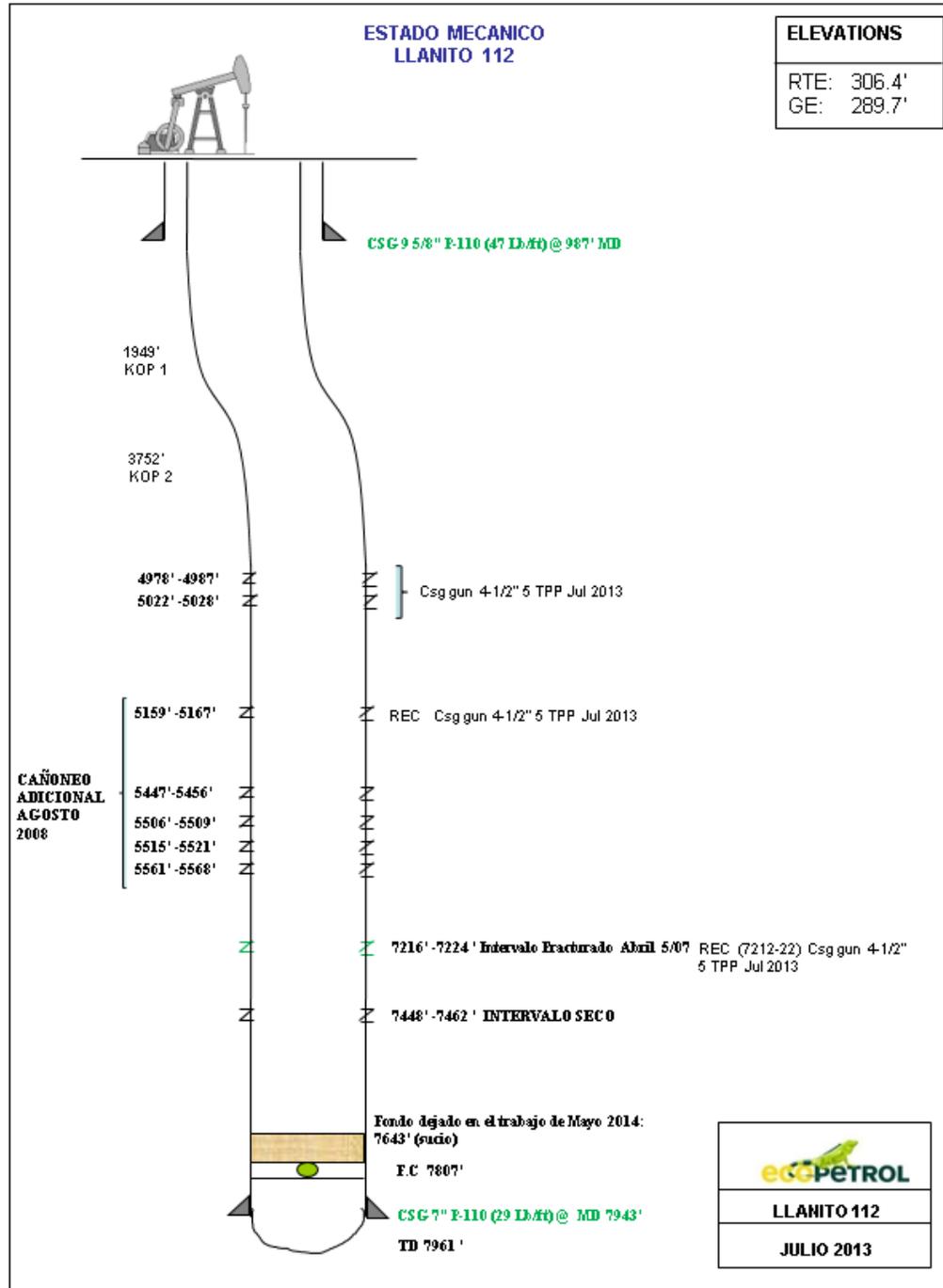
En mayo 12 del 2007, se realizó cambio de bomba a RHBC 2 1/2" x 1 1/4" 20x24.

En julio 25 de 2008 se realiza un cañoneo adicional a los siguientes intervalos referidos al registro de inducción/litología: 5561'-68', 5515'-21', 5506'-09', 5447'-56', 5159'-67' y bajando diseño de producción de bombeo mecánico. En junio de 2013 se realiza un cañoneo adicional los siguientes intervalos referidos al registro de inducción/litología: (recañoneo) 7212'-22', 5159'-67', (cañoneo) 5022'-28', 4978'-87', bajó diseño de producción de Bombeo Mecánico y dejó en producción.

Ya en diciembre de 2016 se realiza el cambio de sistema de levantamiento por bombeo mecánico, bajando diseño de producción PCP.

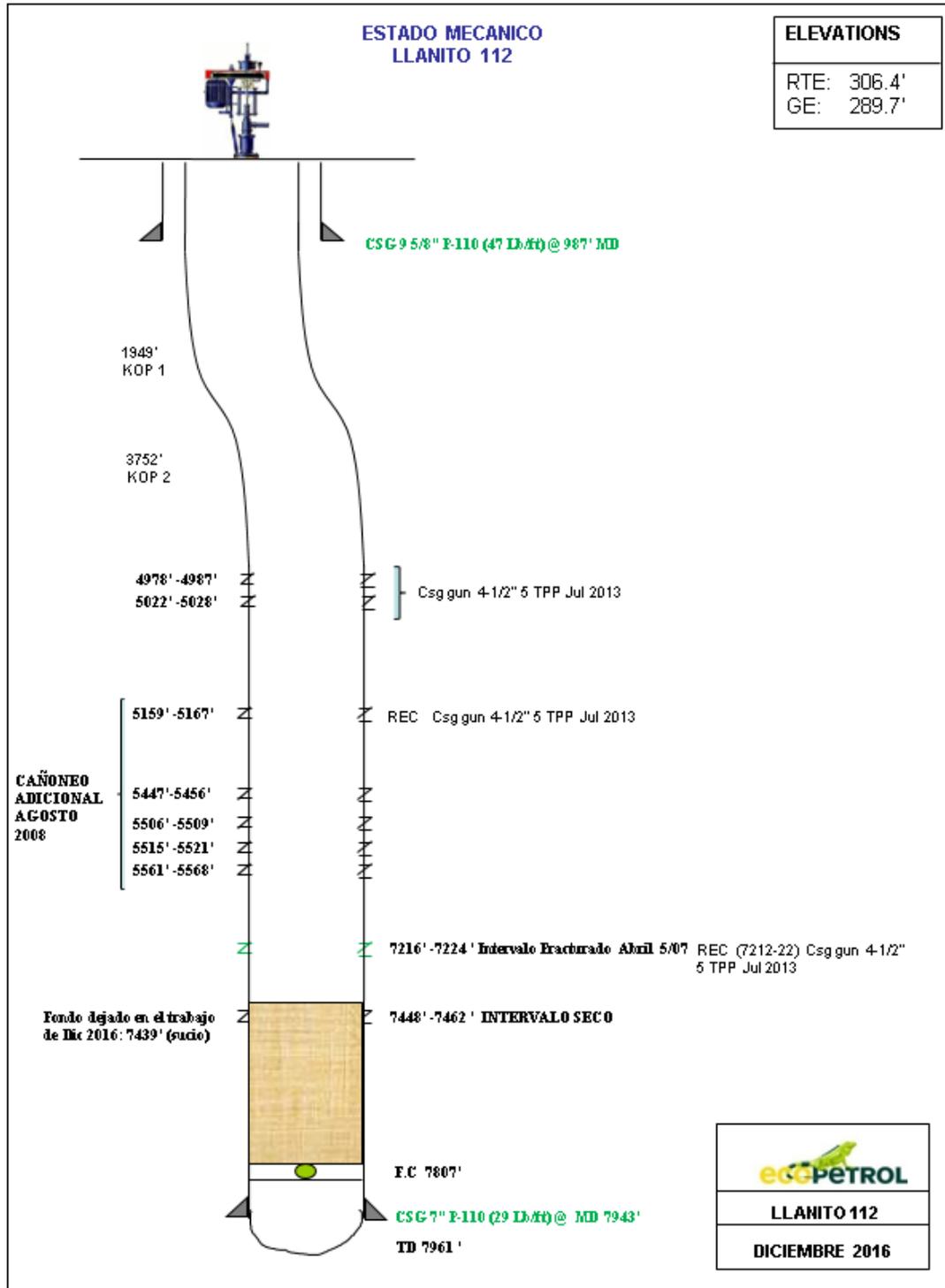
3.3.2 Estado mecánico del pozo LL-112. Como se puede evidenciar a continuación, en los estados mecánicos del pozo LL-112, se contempla la transformación en los diferentes sistemas de levantamiento artificial, pasando por sus inicios por bombeo mecánico, luego a finales del año 2016 pasa a PCP, consiguiendo incrementales importantes, debido a la afectación en primera línea por el patrón de inyección del pozo inyector LL-57, manteniéndose los niveles de sumergencia altos. Luego se evidencia la necesidad de cambiar de sistema de levantamiento a BES, con la intención de obtener una producción neta de 200 BOPD.

Figura 15. Estado mecánico pozo LL 112. Sistema de levantamiento mecánico



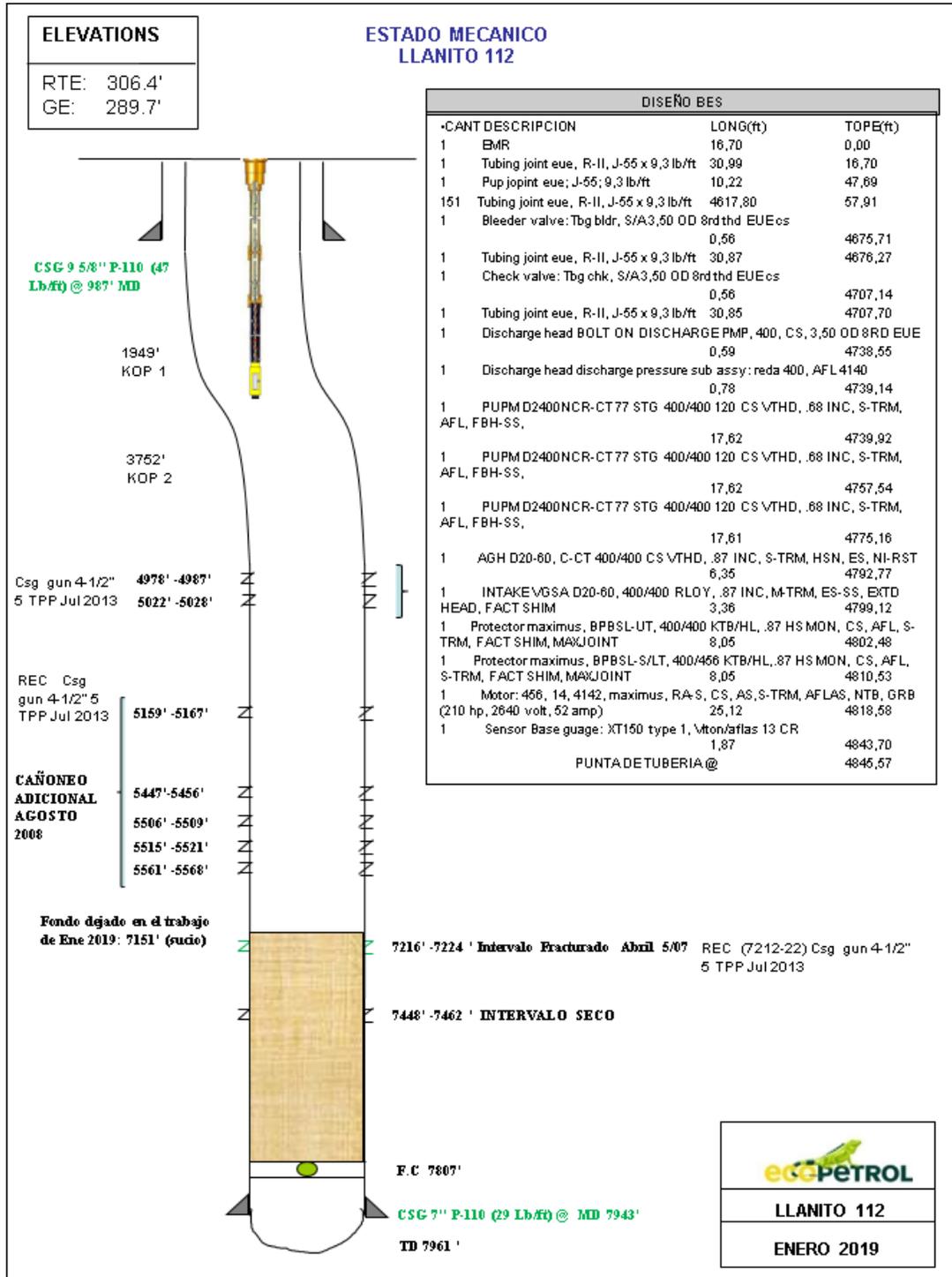
Fuente: Ingeniería de Producción Campo Llanito Unificado, Ecopetrol

Figura 16. Estado mecánico pozo LL 112. Sistema de levantamiento PCP



Fuente: Ingeniería de Producción Campo Llanito Unificado, Ecopetrol

Figura 17. Estado mecánico pozo LL 112. Sistema de levantamiento BES



Fuente: Ingeniería de Producción Campo Llanito Unificado, Ecopetrol

3.3.3 Curvas IPR pozo LL 112. Para el pozo LL 112, el cual, a finales del año 2018 se realizó la conversión de sistema PCP a levantamiento por BES, para el año de 2017 se tenían los siguientes valores para la construcción de su curva IPR: una presión de yacimiento (Pr) de 2800psi con una presión de Fondo Fluyente (Pwf) de 2079psi. Una tasa de flujo máxima (AOF) de 2629bls/d y una tasa de flujo máxima de aceite (AOF-oil) de 368bls/d. Su índice de productividad arrojaba un valor de 0,23 bls/d/psi.

Para consideraciones de cálculos en la entrada, el pozo poseía en su momento un valor de 86% de BSW y una sumergencia efectiva de 3520ft. La siguiente tabla muestra los valores de entrada para consideraciones de cálculo de la IPR del pozo LL-112:

Tabla 10. Datos ENTRADA para el cálculo IPR pozo LL 112

ENTRADA		
Presión Estática	psi	2800
Intake Bomba	Ft	5060
Sumergencia Efectiva	Ft	3520
Tope Perforaciones	Ft	4978
Base Perforaciones	Ft	7462
BSW	%	86
°API	°	25
THP	psi	100
CHP	psi	80,1
Total Fluid Rate	Bbls/d	1079

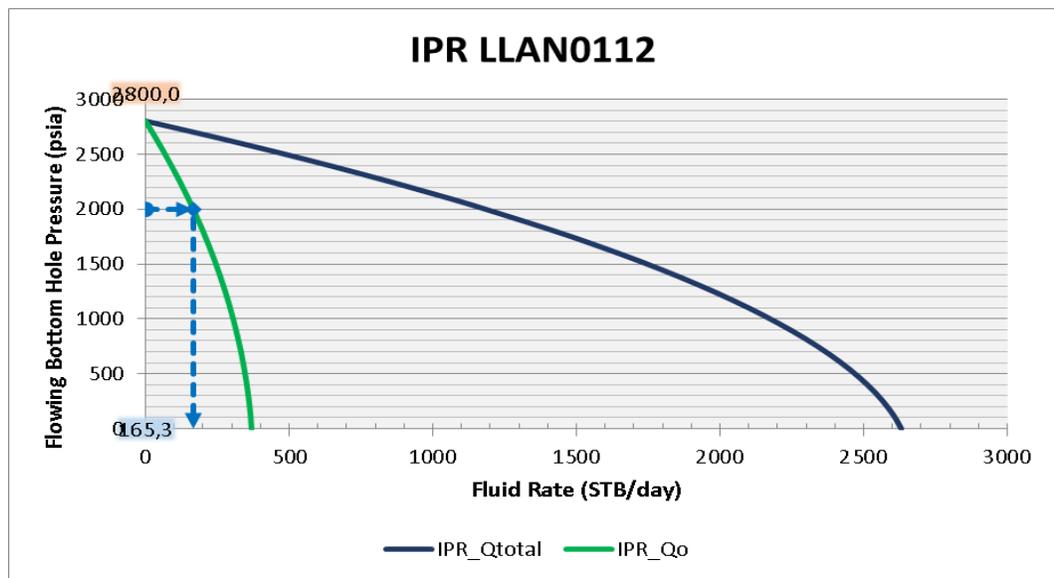
Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

Tabla 11. Datos SALIDA para el cálculo IPR pozo LL 112

SALIDA			
Presión de yacimiento	Pr	psi	2800
Presión de fondo fluente	Pwf	psi	2079,27696
Caudal total prueba	Qt	Bbls/d	1079
Tasa de flujo máxima (Total)	AOF	Bbls/d	2629,66963
Tasa de flujo máxima (Oil)	AOF_oil	Bopd	368,153749
Índice de productividad	J	Bbls/d/psi	0,23667027

Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

Gráfica 5. IPR del pozo LL 112

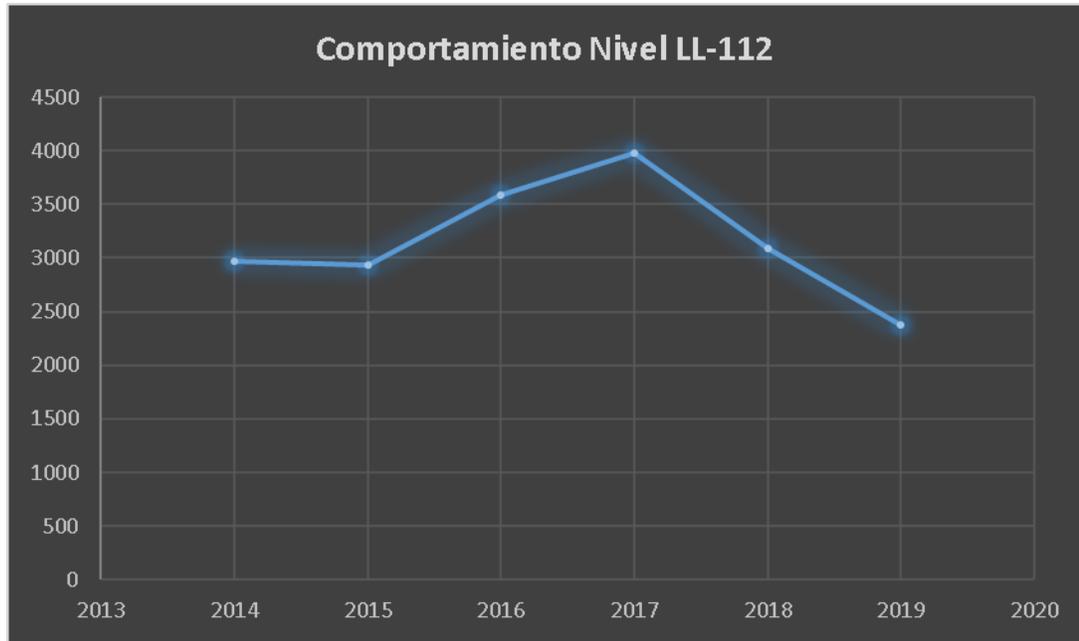


Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

3.3.4 Niveles Dinámicos del pozo LL-112 (sumergencia). Para el año 2014, el pozo LL-112 presentaba un nivel de sumergencia efectiva de 2965ft. En 2015 su nivel alcanzaba valores de 2931ft. Para el año 2016 su nivel efectivo era de 3583ft, en promedio. En el año 2017, 3978ft de nivel efectivo. Para el año 2018 su

nivel se mantiene en valores de 3084ft. En la actualidad (2019) ha bajado en promedio a valores de 2379ft.

Gráfica 6. Comportamiento de Sumergencia efectiva promedio en los últimos 5 años.



Fuente Ingeniería de control de producción GMA, Ecopetrol. Gráfica Autor.

3.4 MODELO DE OPERACIÓN ANTERIOR POZO LL-128

3.4.1 Historia. El pozo Llanito 128, perteneciente al campo Llanito Unificado de la Gerencia Regional de Mares (GRM) y de la vicepresidencia Regional Central (VRC) de Ecopetrol, fue perforado el 11 de mayo de 2009 y terminado el 28 del

mismo mes y año, hasta una profundidad de 7314' MD, en la formación Mugrosa.

Ubicado en las siguientes coordenadas:

LATITUD: 7°10'26.06"N

LONGITUD: 73°50'24.11"O

En junio de 2009 se realiza el completamiento del pozo y se realiza cañoneo con cargas HMX 4 1/2" @ 5 tpp de alta penetración a los intervalos:

Intervalo	Tope-Base	Observaciones.
1	7168-7172	Nf: 50 pies. Sin manifestación en superficie.
2	7156-7160	Nf. 50 pies. Sin manifestación en superficie.
3	7128-7132	Nf. no determinado. Agregó pozo 10 bls de salmuera 8,6 lpg.
4	6895-6898	Nf. Lleno. Sin manifestación en superficie.
5	6859-6862	Nf. Lleno. Sin manifestación en superficie.
7	6436-6440	Nf. Lleno. Sin manifestación en superficie.
8	5876-5883	Nf. Lleno con 5 bls. Sin manifestación en superficie.
9	5438-5441	Nf. Lleno. Sin manifestación en superficie.

Se bajó diseño de tubería calibrado y probado. Ancla Catcher B-2 7 x 29# @ 5323', Barril 25-225-THC-20-3-2-2, 2-1/4 @ 5992', punta @ 6667', Intake @ 5992'.

Figura 18. Ubicación en mapa satelital pozo Llanito 128



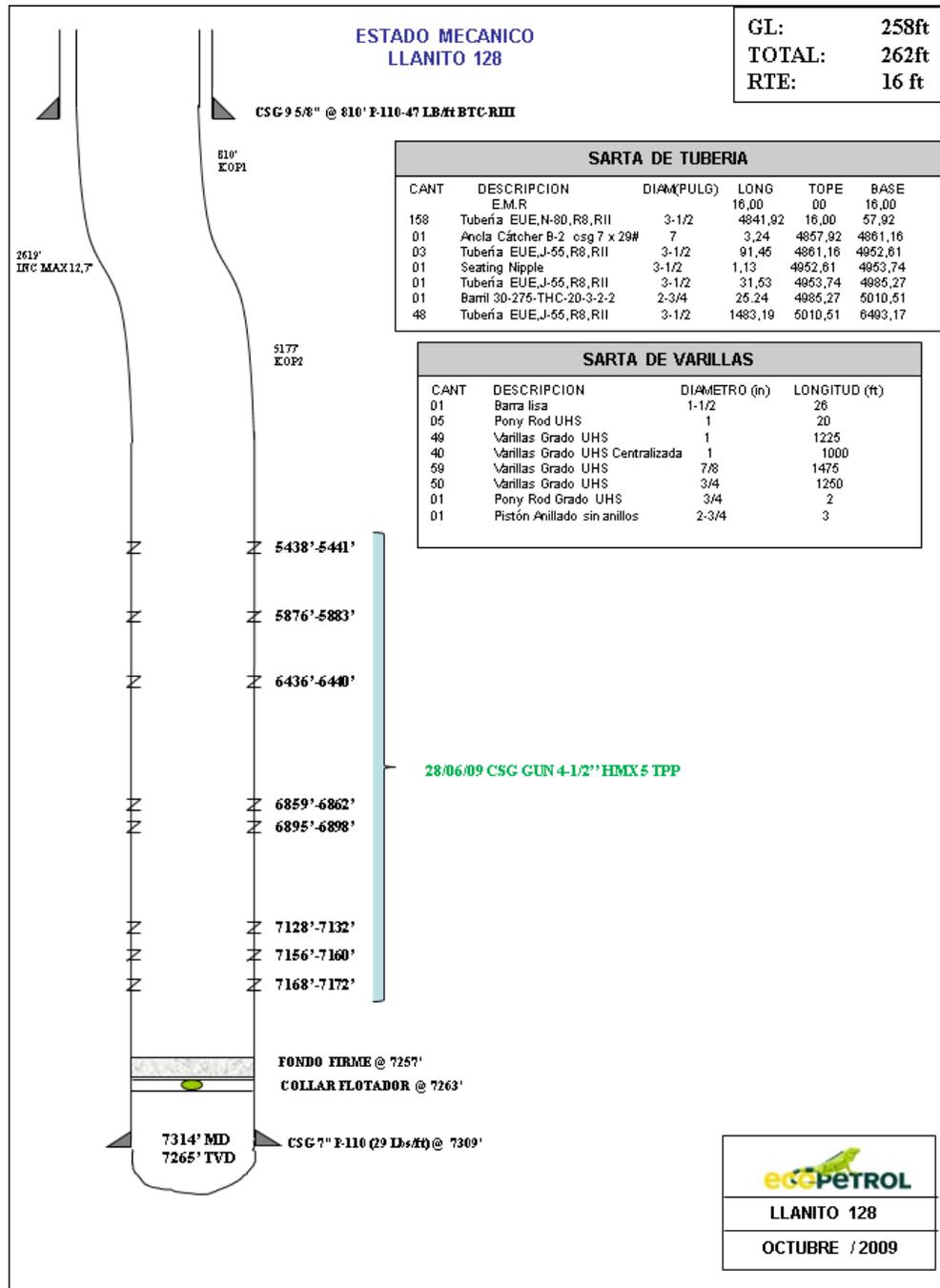
Fuente Google Earth.

En diciembre de 2016 se realiza el cambio de sistema de levantamiento artificial de Bombeo mecánico a PCP. Sacó sarta de varillas en sencillos y tubería en dobles. Calibró revestimiento, encontrando tope de sucio a 6996', 228' sucio, 4 intervalos tapados. Bajó bomba desarenadora 3 1/2 + 20 juntas 3-1/2 de recamara, verificó tope de sucio a 6990', trabajó bomba desarenadora hasta llegar a fondo real: 7224 ft, sacó sarta, saliendo 12 juntas llenas de arena y 8 de agua con lodo.

Bajó diseño de producción PCP; Punta de Tubería @ 5405 ft; INTAKE: 5400,46 ft.

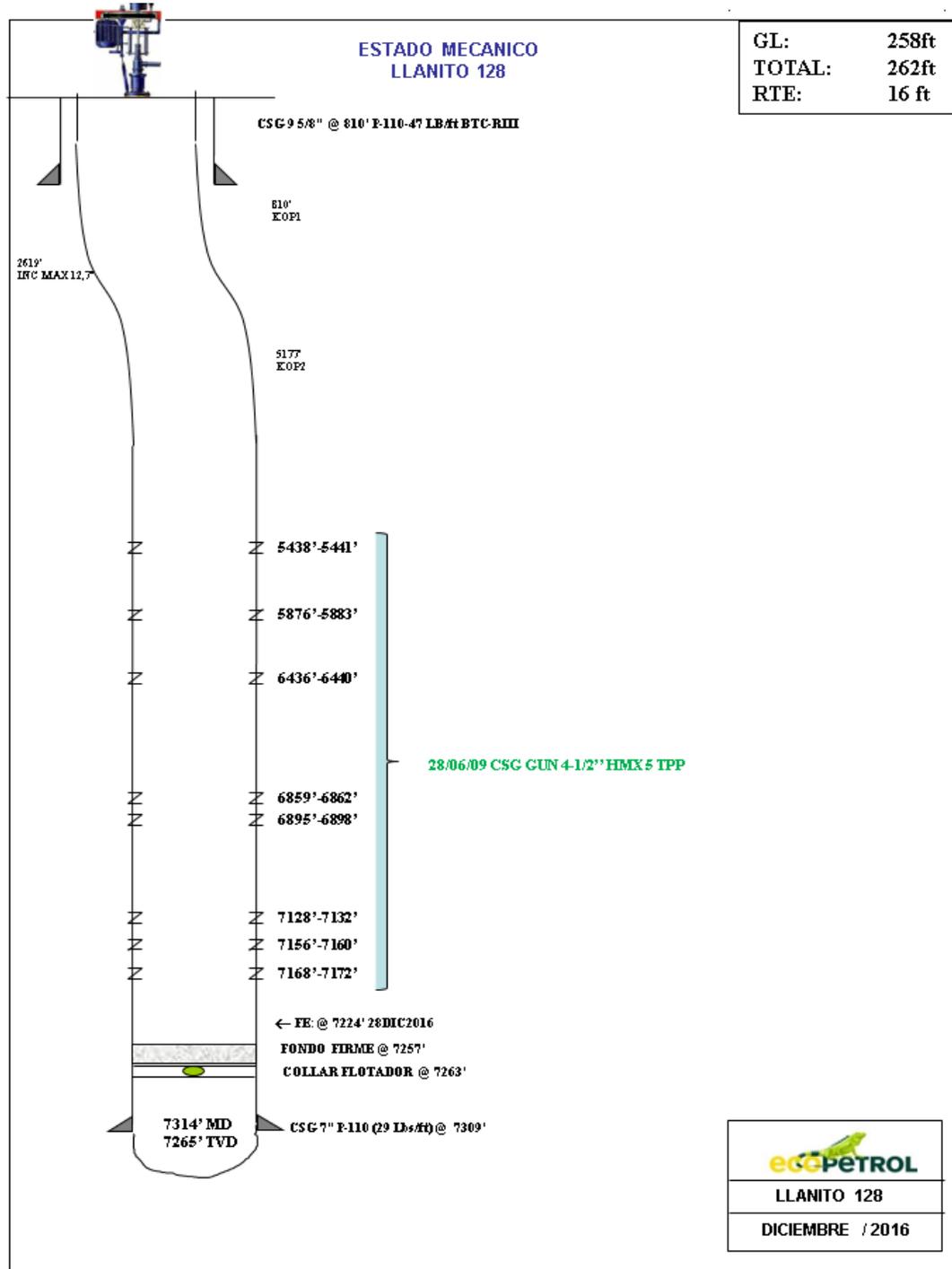
3.4.2 Estado mecánico del pozo LL-128. Siendo un pozo relativamente nuevo en el campo, sufrió una serie de cambios en sus sistemas de levantamiento artificial, para llegar hasta el punto de optimizar su producción, pasando en sus inicios por bombeo mecánico y PCP. Para finales de octubre del presente año (2019) se tiene contemplado realizar su arranque con el nuevo sistema BES, el cual estuvo afectado sus pruebas iniciales por el ingreso del equipo de perforación al mismo plano.

Figura 19. Estado mecánico pozo LL-128



Fuente: Ingeniería de Producción Campo llanito Unificado, Ecopetrol.

Figura 20. Estado mecánico pozo LL-128 con PCP



Fuente: Ingeniería de Producción Campo Llanito Unificado, Ecopetrol.

3.4.3 Curvas IPR pozo LL 128. Para el pozo LL 128, se tenían los siguientes valores para la construcción de su curva IPR el año de 2017: una presión de yacimiento (Pr) de 1700psi con una presión de Fondo Fluyente (Pwf) de 1118psi. Una tasa de flujo máxima (AOF) de 938bbls/d y una tasa de flujo máxima de aceite (AOF-oil) de 206bbls/d. Su índice de productividad arrojaba un valor de 0,21 bls/d/psi.

Para consideraciones de cálculos en la entrada, el pozo poseía en su momento un valor de 78% de BSW y una sumergencia efectiva de 1476ft.

La siguiente tabla muestra los valores de entrada para consideraciones de cálculo de la IPR del pozo LL-128:

Tabla 12. Datos ENTRADA para el cálculo IPR pozo LL 128

ENTRADA		
Presión Estática	psi	1700
Intake Bomba	Ft	5429
Sumergencia Efectiva	Ft	1476
Tope Perforaciones	Ft	5438
Base Perforaciones	Ft	7172
BSW	%	78
°API	°	25
THP	psi	80
CHP	psi	121,4
Total Fluid Rate	Bbls/d	490

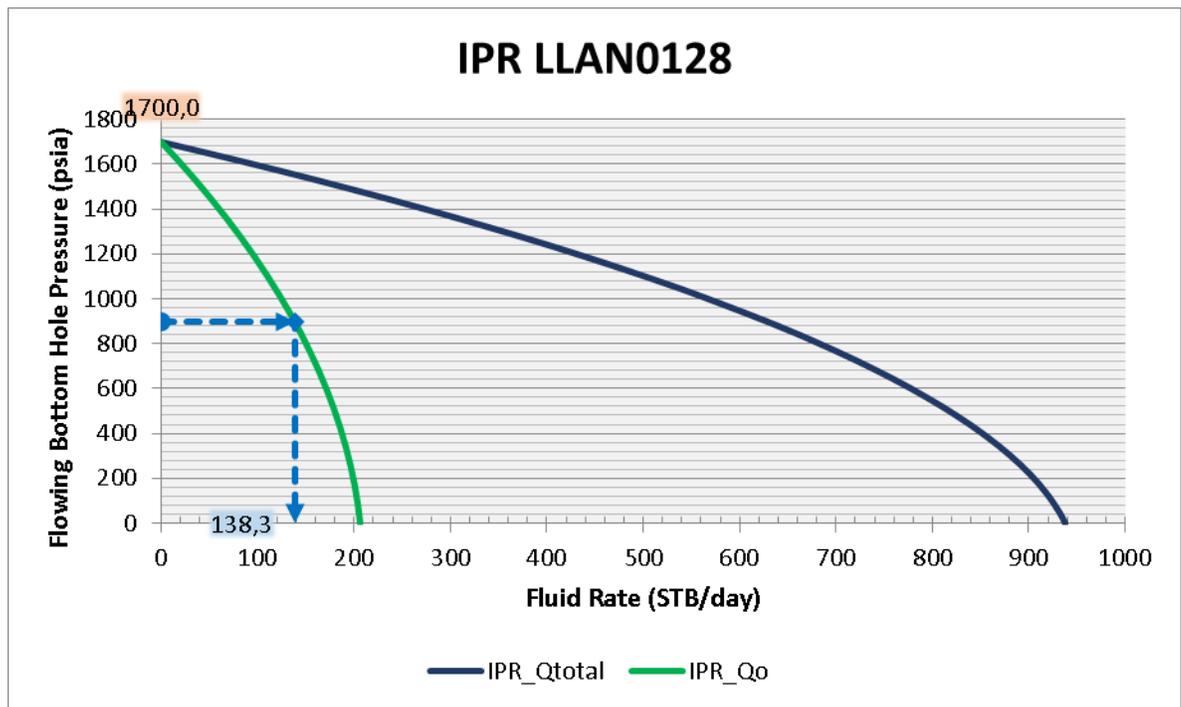
Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

Tabla 13. Datos SALIDA para el cálculo IPR pozo LL 128

SALIDA			
Presión de yacimiento	Pr	psi	1700
Presión de fondo fluyente	Pwf	psi	1118,38851
Caudal total prueba	Qt	Bbls/d	490
Tasa de flujo máxima (Total)	AOF	Bbls/d	938,365397
Tasa de flujo máxima (Oil)	AOF_oil	Bopd	206,440387
Índice de productividad	J	Bbls/d/psi	0,21858394

Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

Gráfica 7. Gráfica IPR del pozo LL 128



Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

3.4.4 Niveles Dinámicos del pozo LL-128 (sumergencia). Para el año 2014, el pozo LL-128 presentaba un nivel de sumergencia efectiva de 1608ft. En 2015 su nivel alcanzaba valores de 1240ft. Para el año 2016 su nivel efectivo era de

1563ft, en promedio. En el año 2017, 1306ft de nivel efectivo. Para el año 2018 su nivel aumenta en valores de 2346ft. En la actualidad (2019) ha bajado en promedio a valores de 2174ft.

Gráfica 8. Comportamiento de Sumergencia efectiva promedio en los últimos 5 años



Fuente Ingeniería de control de producción GMA, Ecopetrol. Gráfica Autor.

4. DESCRIPCIÓN DISEÑO DEL SISTEMA BES POZOS A EVALUAR

Después de haber realizado una descripción a los modelos de operación de los pozos de estudio, antes del proceso de inyección de agua como factor de recobro secundario, se describirá ahora el diseño del sistema BES utilizado en cada pozo como la mejor alternativa para el manejo de mayores volúmenes y disminución de fallas.

4.1 DISEÑO POZO LL-75

Descripción del equipo a instalar:

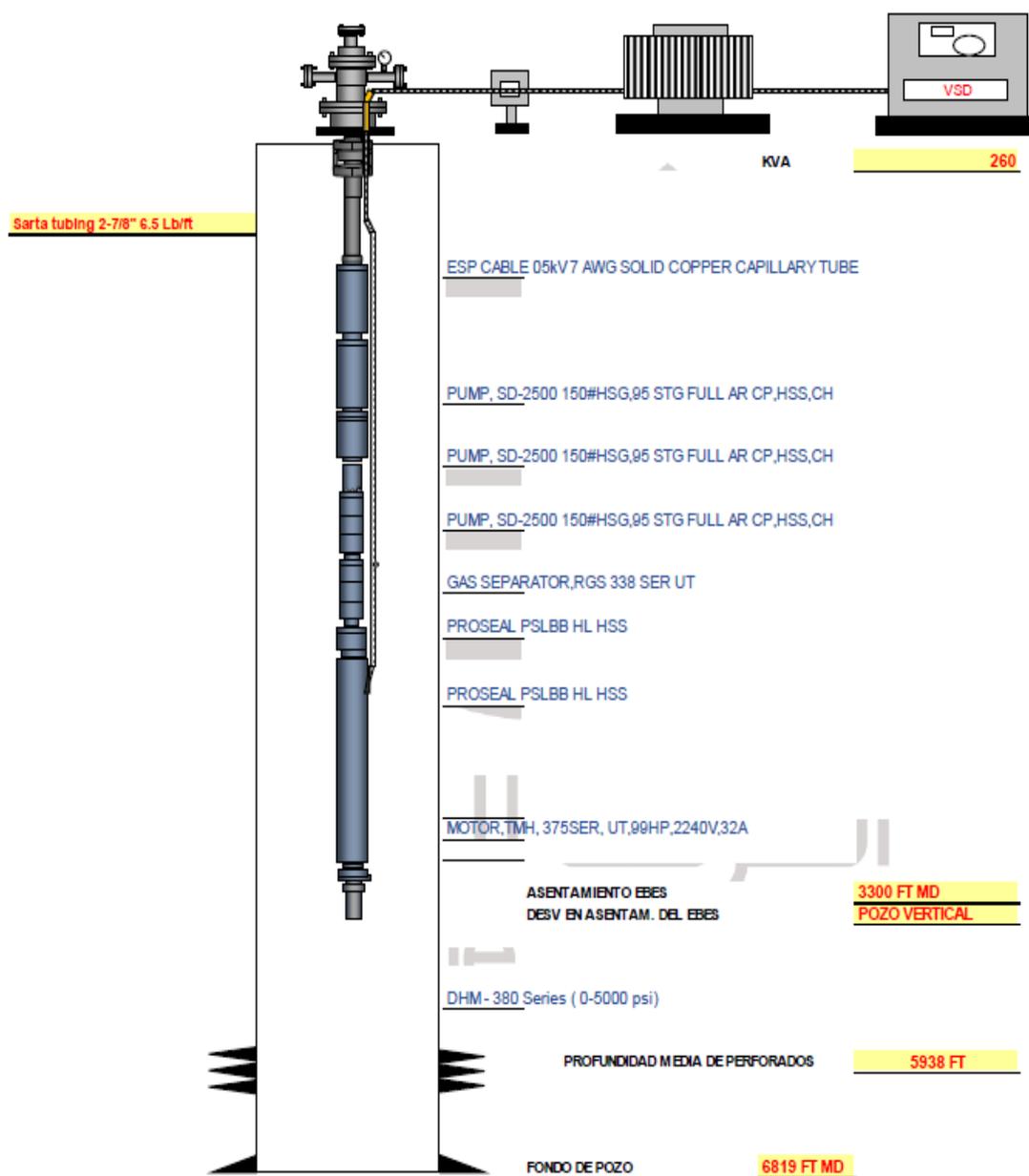
Tabla 14. Equipos a instalar en el pozo LL-75, suministrado por Alkhorayef Petroleum

EQUIPMENT	# STAGES	DESCRIPTION	P/N	LENGHT FT	WEIGHT lbs	SERIES
TUBING	-	TUBO DE 2 7/8" EUE J-55 RII	-	3292	30619	287
DRAIN	-	VALVULA DRAIN 2 7/8" EUE	-	0.5	9	287
TUBING	-	TUBO DE 2 7/8" EUE J-55 RII	-	30.6	285	287
CHECK VAL	-	VALVULA CHEKE 2 7/8" EUE	-	0.5	9	287
TUBING	-	TUBO DE 2 7/8" EUE J-55 RII	-	30.6	285	287
APC DISCHARGE	-	DESCARGA APC 2 7/8" EUE	-	0.86	12	287
DISCHARGE	-	DESCARGA 2 7/8" EUE	-	0.5	9	287
PUMP	95	SD-2500 150#HSG,95 STG FULL AR CP,HSS,CH	100000019	22.2	399	338
PUMP	95	SD-2500 150#HSG,95 STG FULL AR CP,HSS,CH	100000019	22.2	399	338
PUMP	95	SD-2500 150#HSG,95 STG FULL AR CP,HSS,CH	100000019	22.2	399	338
GAS SEP	-	GAS SEPARATOR,RGS 338 SER UT	100000021	2.6	72	338
SEAL	-	PROSEAL PSLBB HL HSS	100000022	8.6	180	338
SEAL	-	PROSEAL PSLBB HL HSS	100000022	8.6	180	338
MOTOR	-	MOTOR,TMH, 375SER, UT,99HP,2240V,32A	100000023	28.4	951	375
SENSOR	-	DHM - 380 Series (0-5000 psi)	TBA	2.8	15	375
Total # Stages	285		Total	181.16	3203	

Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

Figura 21. Montaje del SLA BES en pozo LL-75, suministrado por Alkhorayef

Petroleum



Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

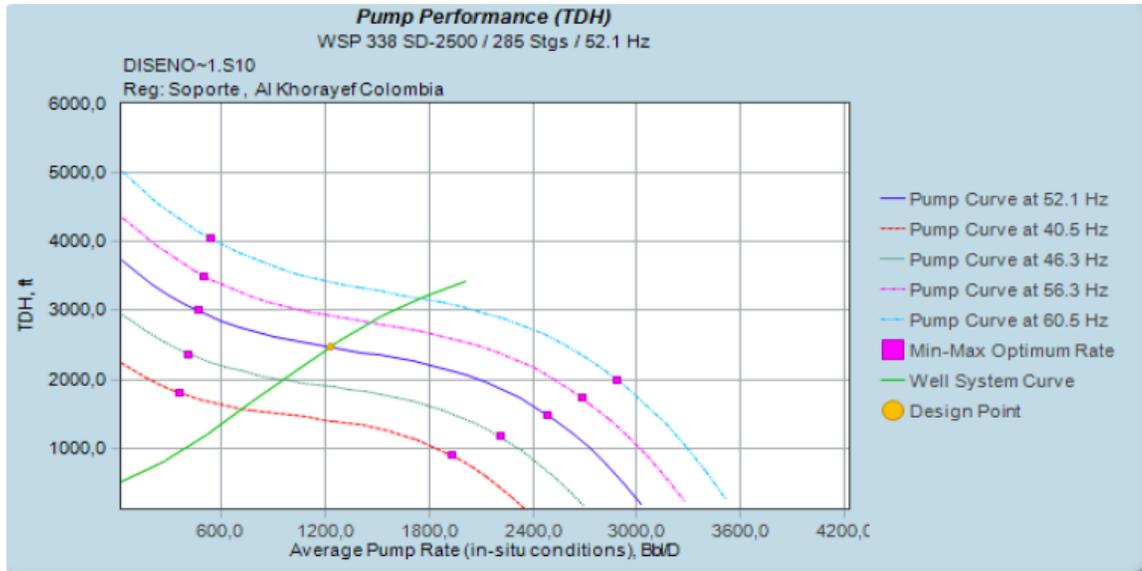
4.1.1 Consideraciones durante el diseño. La ubicación para instalar la BES fue de 3300 ft (Sep. Gas) en pozo vertical. Se instalaron dos cuerpos de sellos para garantizar una buena protección al motor y el correcto funcionamiento del mismo. Su configuración fue de 3 cámaras LsBsB y LsBsB con zapata de alta carga, eje HSS y elastómero de AFLAS para manejar temperaturas máximas de 400°F.

La tasa simulada para este pozo con una IP 1.3 BPD/psi fue de 1200 BFPD, para la cual la bomba quedaría dentro del Rango Recomendado de Operación como se observa en la gráfica 9. En la gráfica 10 se aprecia la curva característica de esta bomba (1 etapa manejando fluido con gravedad específica 1.0).

El comportamiento eléctrico del motor se aprecia en la gráfica 11. Días después del arranque del pozo y hasta su estabilización, se tomaron mediciones eléctricas a la salida del SUT y del VSD durante el monitoreo, usando equipos de medición de calidad de energía a fin de disminuir el consumo de corriente para optimizar el sistema eléctrico y bajar la carga del motor.¹²

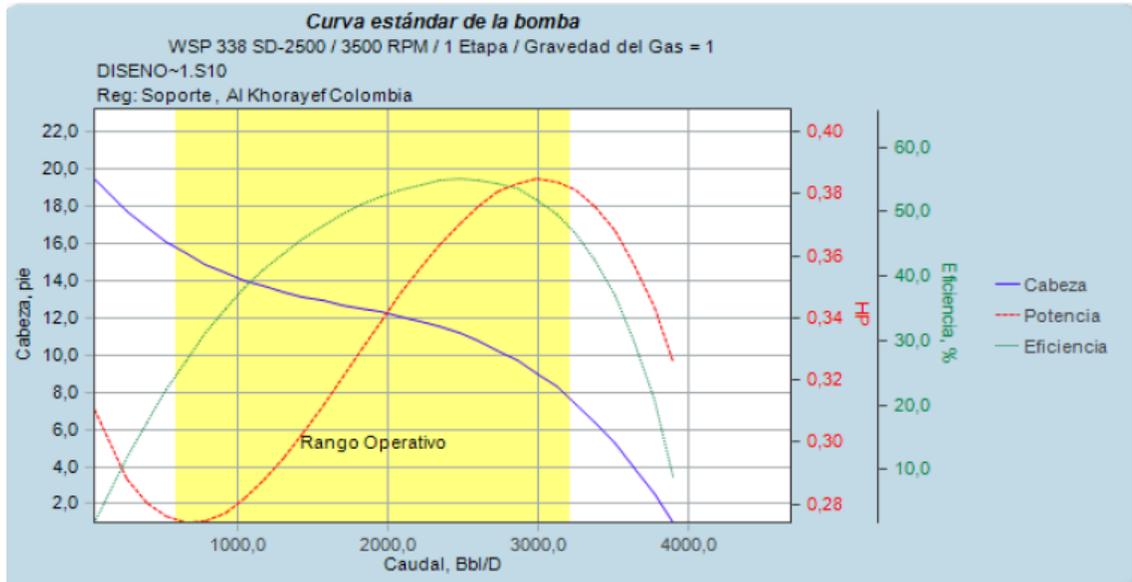
¹² EQUIPO DE INGENIERIA DE APLICACIONES BES, Alkhorayef Petroleum Colombia. Edición 16 agosto 2017. Versión 3. Programa de Corrida Pozo LLto-75#01, Septiembre 13 de 2017. Disponible Ingeniería de Control de Producción Llanito GMA, VRC, Ecopetrol S.A.

Gráfica 9. Rango recomendado de operación Bomba BES LL-75. Suministrado por Alkhorayef Petroleum



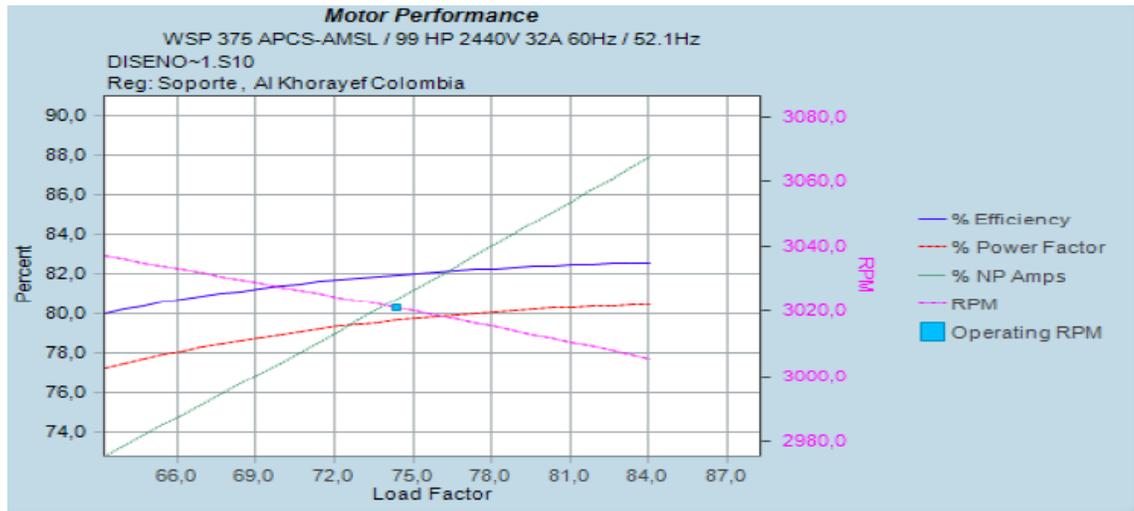
Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

Gráfica 10 Rango recomendado de operación Curva característica de la bomba. Suministrado por Alkhorayef Petroleum



Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

Gráfica 11. Rango de comportamiento eléctrico del motor

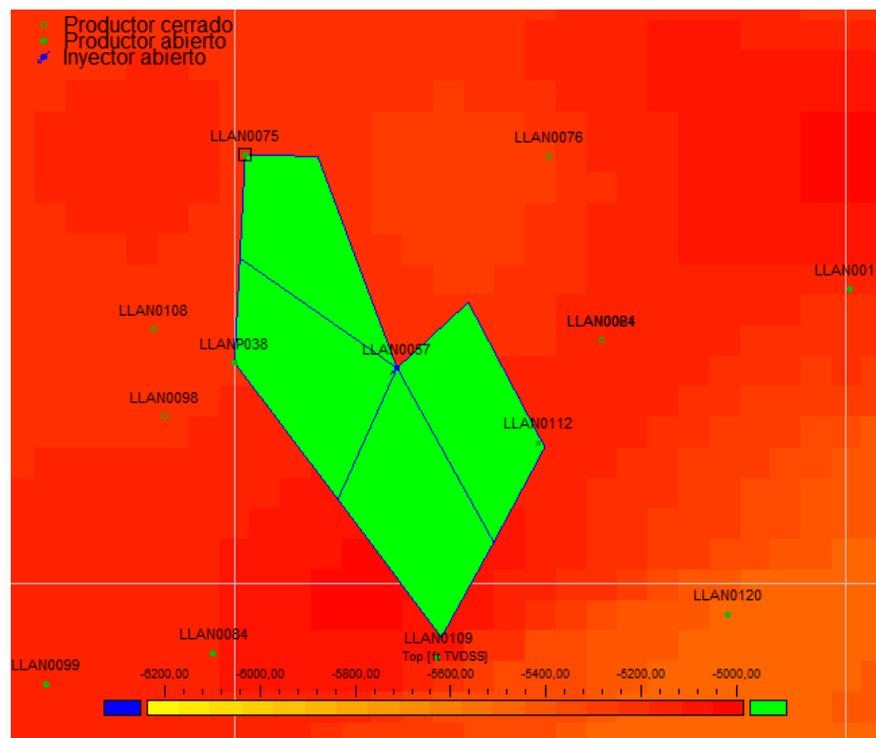


Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

4.1.2 Justificación de intervención para cambio de sistema de levantamiento artificial. El pozo LL-75 se encontraba afectado en primera línea por el patrón de inyección del pozo LL-57 (figura 22), el cual poseía altos niveles y la extracción no era óptima con bombeo Mecánico, se convirtió a PCP con una bomba de 7.85 BLS/RPM y se lograron conseguir incrementales importantes del orden de 70BOPD. Los niveles de sumergencia del pozo se mantuvieron. En febrero de 2017 el pozo falla y no se pudo conseguir la bomba adecuada, por lo cual se optó por una más pequeña de 2BLS/RPM, dando una producción de 24BOPD. Ante este problema, de conseguir una bomba de PCP adecuada, se decide convertir a BES, con la intención de obtener una producción bruta de 1400BLS y una producción neta de 140BOPD (BSW del 90%).

Como punto importante y adicional para que se diera el cambio de sistema de levantamiento artificial, a septiembre de 2019, el pozo cumplió dos años sin presentar ningún tipo de falla: varilla partida o tubería rota en bombeo mecánico, desconexión o back spin en PCP, llevando a considerar el sistema como el más óptimo para los grandes caudales presentados en los últimos años.

Figura 22. Patrón de inyección del pozo LL-57, afectando pozos LL-75-109-112-P38

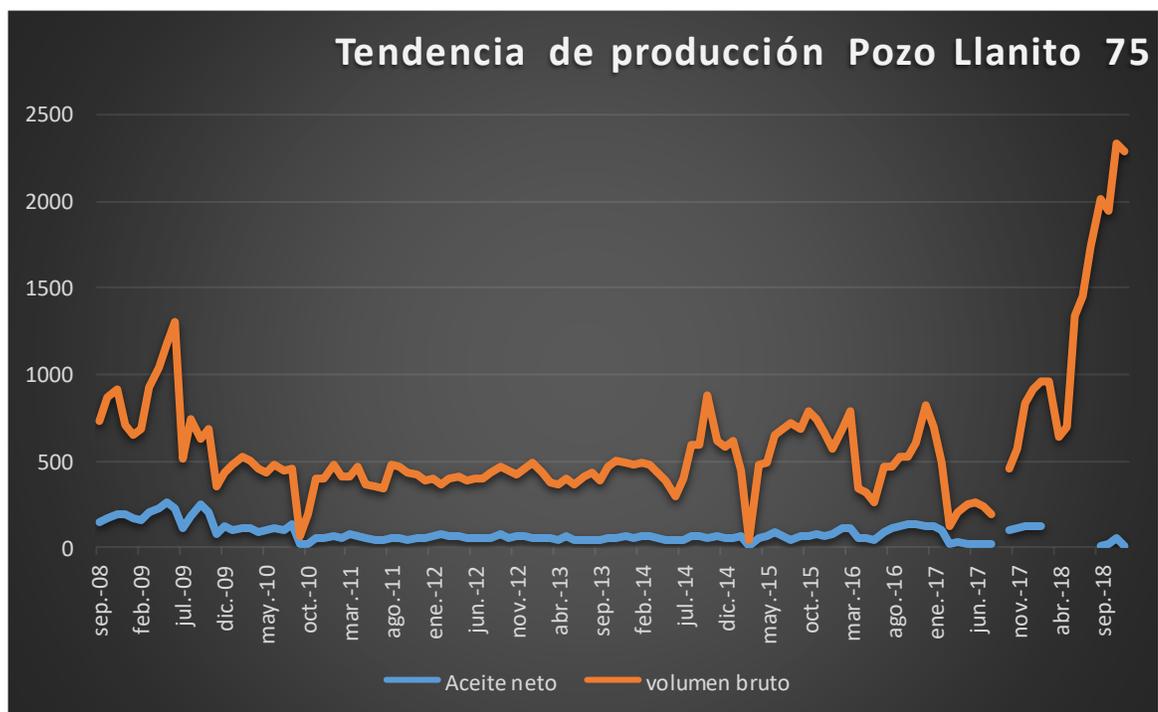


Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

4.1.3 Tendencia de producción pozo LL-75. A continuación, se describe, de una manera gráfica, el comportamiento del pozo LL-75 en producción, total y neta, de

los últimos diez (10) años, en donde se interpreta el aumento en la extracción de fluido a partir del 2017, año en el que se opta por el cambio de sistema de levantamiento a BES, adicional de la afectación del patrón de inyección en los inicios del recobro secundario en el campo en el año 2014.

Gráfica 12 Tendencia de producción pozo LL-75



Fuente Autor.

4.2 DISEÑO POZO LL-112.

Descripción del equipo a instalar:

Tabla 15. Equipos a instalar en el pozo LL-112, suministrado por Schlumberger

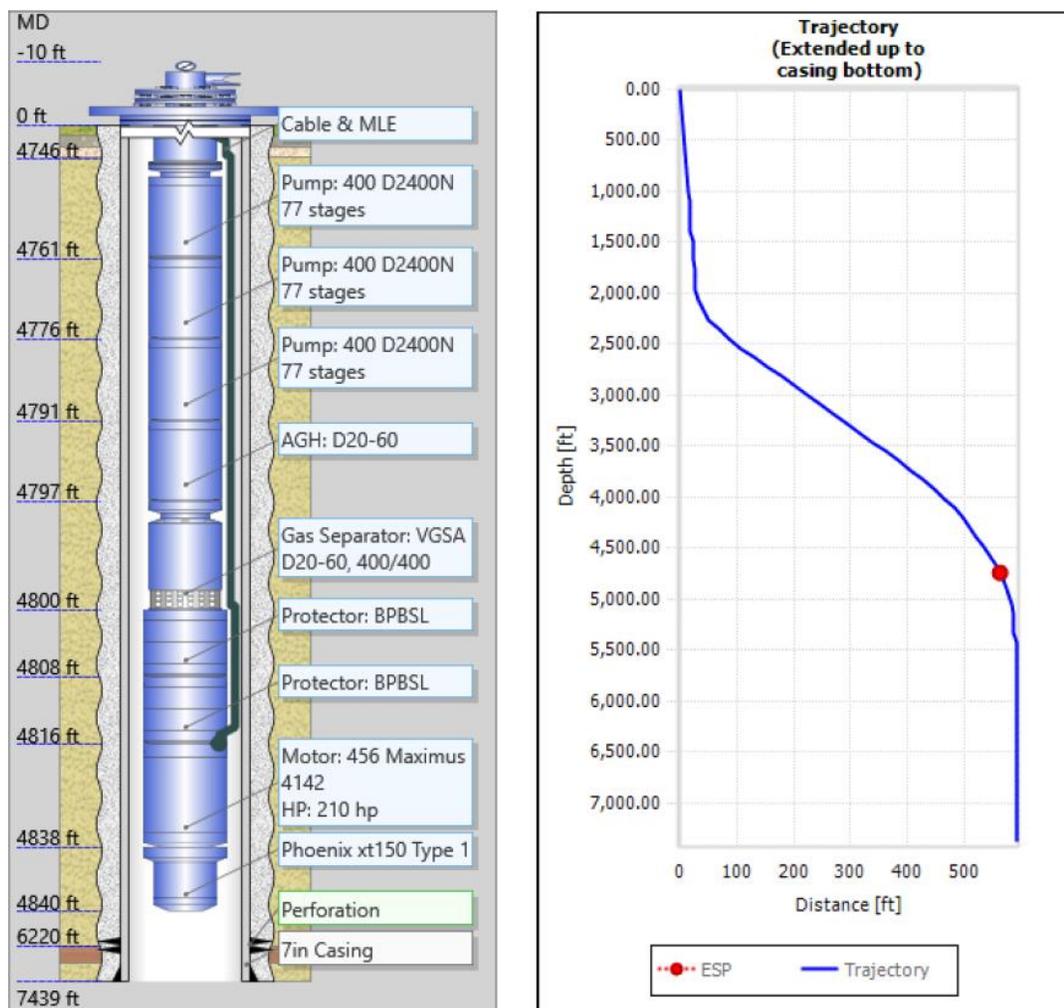
EQUIPMENT	ESTADO	SERIE	DESCRIPTION	PART NUMBER	SERIAL NUMBER	MAX O.D.	LENGTH	TO
PROD. CSG			7" 29#			7.00	11,550'	
SURFACE POWER	NUEVO	N/A	SpeedStar SWD VSD:S7+,260KVA,N3R,12P,Instruct	101350111	140402841	N/A		
BLEEDER VALVE	NUEVO	N/A	VALVE: TBG BLDR, S/A 3.50 OD 8RD THD EUE, CS	77172		3.50		
CHECK VALVE	NUEVO	N/A	VALVE: TBG CHK, S/A 3.50 OD 8RD THD EUE, CS	77198		3.50		
TRANSFER LINE	NUEVO	N/A	ASSY: PRESSURE TRANSFER LINE, 160 FT, 316SS	100120402		N/A	160.0'	
POWER CABLE	NUEVO	N/A	CABLE: LEAD-B 4, 5KV (4/1 ELB G5F) W/ 3/8 TUBE	102838545	18.A0233.000.50.0	N/A	5,000.0'	
MLE	NUEVO	N/A	MLE:456 MAXLOK-400, 75FT, KELB G, 5KV, 6/1, P/I	100726040	K10063623	N/A	75.0'	4,732.2'
DISCHARGE HEAD	NUEVO	400	HEAD: BOLT ON DISCHARGE PMP, 400, CS, 3.50 OD 8RD EUE	1289800		3.50	0.8'	4,733.0'
DISCHARGE HEAD	NUEVO	400	DISCHARGE PRESSURE SUB ASSY: REDA 400, AFL, 4140	100144513		4.63	0.8'	4,733.8'
PUMP	NUEVO	400	PUMP: D2400N CR-CT 77 STG 400/400 120 CS VTHD, .68 INC, S-TRM, AFL, FBH-SS,	101065295	2FP8I53108	4.00	18.5'	4,752.3'
PUMP	NUEVO	400	PUMP: D2400N CR-CT 77 STG 400/400 120 CS VTHD, .68 INC, S-TRM, AFL, FBH-SS,	101065295	2FP8I53109	4.00	18.5'	4,770.8'
PUMP	NUEVO	400	PUMP: D2400N CR-CT 77 STG 400/400 120 CS VTHD, .68 INC, S-TRM, AFL, FBH-SS,	101065295	2FP8I53110	4.00	18.5'	4,789.3'
AGH	NUEVO	400	AGH: D20-60 C-CT 400/400 CS VTHD, .87 INC, S-TRM, HSN, ES, NI-RST	1345859	8DS4J6003979	4.00	6.6'	4,796.2'
INTAKE	NUEVO	400	INTAKE: VGSA D20-60, 400/400 RLOY .87 INC, M-TRM, ES-SS, EXTD HEAD, FACT SHIM	101534105	4BS8D8350411	4.00	3.8'	4,800.0'
PROTECTOR	NUEVO	400	PROTECTOR: MAXIMUS, BPBSL-UT, 400/400, KTB/HL, .87 HS MON, CS, AFL, S-TRM, FACT SHIM, MAXJOINT	100291988	3TP8I53101	4.00	10.1'	4,810.1'
PROTECTOR	NUEVO	400/456	PROTECTOR: MAXIMUS, BPBSL-S/LT, 400/456, KTB/HL, .87 HS MON, CS, AFL, S-TRM, FACT SHIM, MAXJOINT	100293049	3CP8I53102	4.50	9.9'	4,820.0'
MOTOR	NUEVO	456	MOTOR: 456, 14, 4142, MAXIMUS, RA-S, CS, AS, S-TRM, AFLAS, NTB, GRB (210 Hp, 2640 volt, 52 Amp)	100368281	1CP8B49964	4.56	27.2'	4,847.2'
SENSOR	NUEVO	450	BASE GAUGE: XT150 TYPE 1, VITON/AFLAS, 13CR		S113XL16N09382	4.50	1.2'	4,848.4'

Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

4.2.1 Consideraciones especiales. Antes de la puesta en servicio del pozo se realizaron las siguientes recomendaciones: verificar que el DLS < 1.0 en casing de 9-5/8" y el ángulo de inclinación no mayor de 45 grados para el punto de operación. El Intake debe dejarse a una profundidad de 4800 ft MD; bajo ninguna circunstancia la profundidad de asentamiento del equipo propuesto en el programa

debe ser modificada; de presentarse esta situación, se debe informar a *design and technical engineer* y al PSD para evaluar esta decisión y responsabilidades asociadas al tiempo de vida del equipo y riesgos. Es importante verificar la capacidad del equipo de superficie a instalar. Capacidad notificada 260 KVA.¹³

Figura 23. Componentes de la bomba BES y trayectoria en pozo desviado LL-112. Suministrado por Schlumberger.



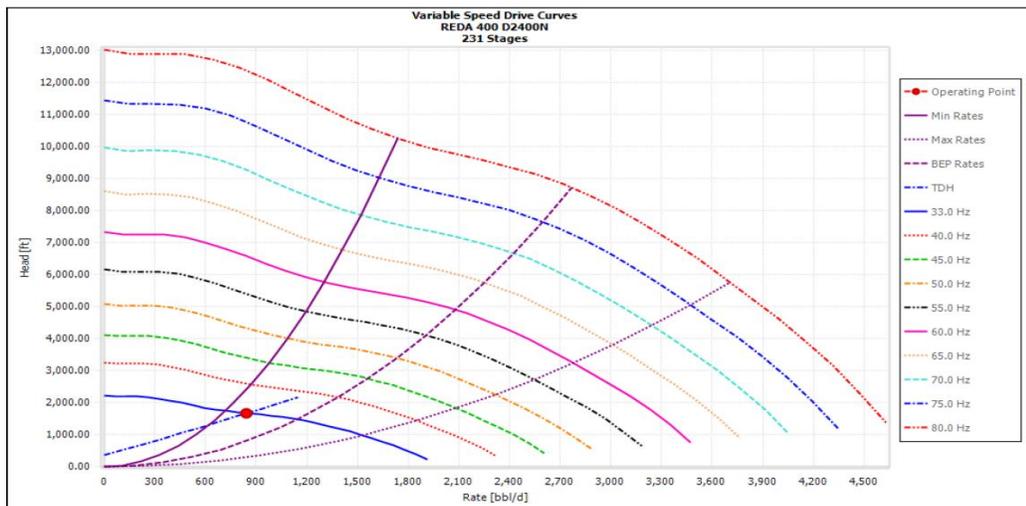
Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

¹³ TORRES, Vanessa. RUNNING PROGRAM LLANITO 112, Schlumberger, Colombia. Consultado en septiembre 2019. Disponible Ingeniería de Control de Producción Llanito GMA, VRC, Ecopetrol S.A.

4.2.2 Curvas de operación del sistema de levantamiento. Como es bien conocido, un sistema de levantamiento BES tiene una bomba centrífuga multietapas, la cual se puede variar su velocidad para conseguir la producción requerida en superficie. El punto de intersección de la curva del sistema con cualquiera de las curvas a velocidades diferentes se puede considerar como punto óptimo de operación, dependiendo de las necesidades de extracción. Para nuestro pozo de interés, LL-112 se tuvieron en cuenta tres puntos importantes de frecuencia con su respectivo caudal de producción:

- Caso mínimo. 800BFPD. Frecuencia de operación @33Hz:

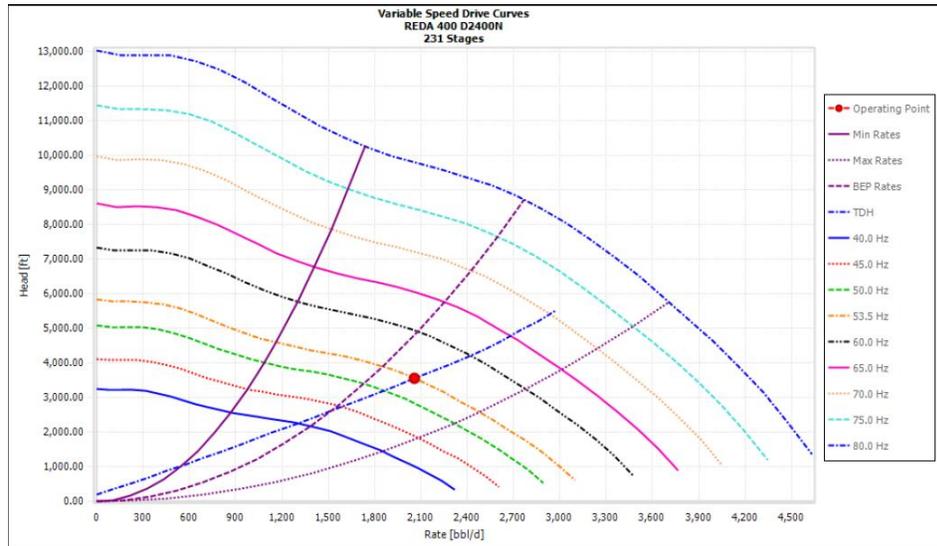
Gráfica 13 Curvas de velocidad variable, frecuencia 33Hz. Suministrado por Schlumberger.



Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

- Caso óptimo 2000BFPD. Frecuencia de operación @53.5Hz:

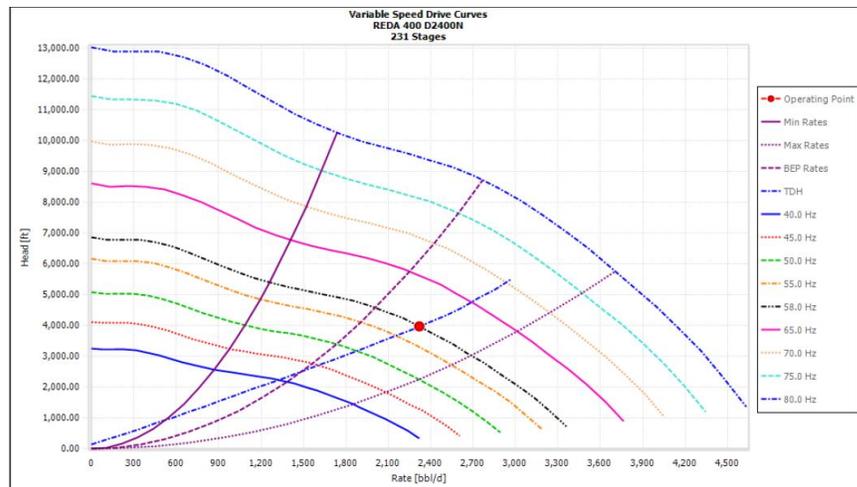
Gráfica 14. Curvas de velocidad variable, frecuencia 53.5Hz. Suministrado por Schlumberger.



Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

- Caso máximo 2200BFPD. Frecuencia de operación @58Hz:

Gráfica 15. Curvas de velocidad variable, frecuencia 58Hz. Suministrado por Schlumberger



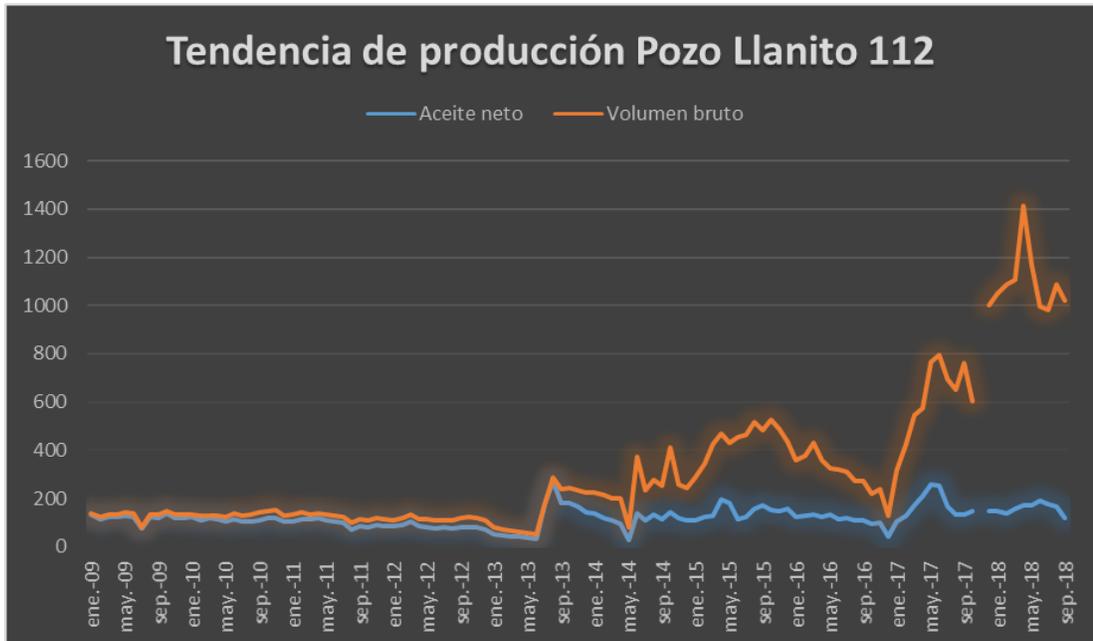
Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

4.2.3 Justificación de intervención para cambio de sistema de levantamiento artificial. El pozo LL-112, a raíz de la inyección de agua en el campo, se encontraba afectado en primera línea por el patrón de inyección del pozo LL-57 (figura 22), encontrándose altos niveles dinámicos y siendo no muy óptima la extracción con bombeo mecánico. Se convirtió a sistema de levantamiento artificial PCP consiguiendo incrementales importante, adicional de mantenerse los niveles de sumergencia. Con este cambio de sistema a BES se pretendió obtener una producción bruta de 2000BLS, con un BSW del 90% y una producción neta de 200BOPD. Adicional de apuntar, con el recobro por inyección de agua, a un objetivo del campo de cero vertimientos de aguas residuales al ambiente.

A la fecha, el pozo cumple más de un año sin presentar ningún tipo de falla: varilla partida o tubería rota en bombeo mecánico, desconexión o back spin en PCP, llevando a considerar el sistema como el más óptimo para los grandes caudales presentados en los últimos años.

4.2.4 Tendencia de producción pozo LL-112. Para el pozo LL-112, se recolecta la información de los últimos 10 años, en donde al igual que el pozo LL-75, se observa la tendencia de aumento de la producción, producto de la inyección a inicios del año 2014, viendo la necesidad del cambio de sistema de levantamiento a BES en el año 2017.

Gráfica 16. Tendencia de producción Pozo LL-112



Fuente Autor.

4.3 DISEÑO POZO LL-128.

Para a mediados del año 2019, se contempló, por parte de la Coordinación de Producción Llanito Unificado, realizar un cañoneo de nuevas zonas en la formación Mugrosa y el cambio de sistema de levantamiento artificial de PCP a BES. La idea, es que, para finales del mes de octubre o principios de noviembre del presente año, se logre poner en servicio el pozo con el nuevo sistema de levantamiento. A continuación, se describe las características del equipo de fondo:

Tabla 16. Equipos a instalar en el pozo LL-128, suministrado por Borets.

COMPONENTE	DESCRIPCION	STATUS	SERIE	LONGITUD (ft)	PESO (lbs)	DESDE (ft)	HASTA (ft)
TUBERIA	3 1/2" 9.3 Lib/Pies 217 juntas	USADA	3.5	5024.23	46725	15	5024.23
Valve Drain	VALVE, DRAIN 3-1/2IN STAINLESS STEEL	NUEVO	4.5	0.55	12	5024.23	5024.78
TUBERIA	3 1/2" 9.3 Lib/Pies (1 junta)	USADA	3.5	31.5	279	5024.78	5056.28
Valve Check	Valve, check 3 1/2 EUE	NUEVO	4.5	0.55	6	5056.28	5056.83
TUBERIA	3 1/2" 9.3 Lib/Pies (1 junta)	USADA	3.5	31.5	279	5056.83	5088.33
Subdescarga	Subdescarga (DISCHARGE PRESSURE SUB ASSEMBLY 3 1/2 EUE)	NUEVO	4.5	1.5	8	5088.33	5089.83
Discharge	Bolt on Discharge Head, ESP 400 3 1/2 EUE	NUEVO	4	0.5	6	5089.83	5090.33
Bomba Superior	Pump, ESP B 400-1050 CW 4M HSG 81 STG CP CT HSS XA MT HT	NUEVO	4	13.8	365	5090.33	5104.13
Bomba Center	Pump, ESP B 400-1050 CW 5M HSG 102 STG CP CT HSS XA MT HT	NUEVO	4	17.1	453	5104.13	5121.23
Bomba Lower	Pump, ESP B 400-1050 CW 5M HSG 102 STG CP CT HSS XA MT HT	NUEVO	4	17.1	453	5121.23	5138.33
Manejadora de gas	Pump, ESP B 400 Vapro 3200 CW PK CT HSS TA MT HT	NUEVO	4	5.57	185	5138.33	5143.9
Separador Upper	ESP 400 UT-VGS HSS SS	NUEVO	4	3.05	64.2	5143.9	5146.95
Separador Lower	ESP 400 VGS HSS SS	NUEVO	4	3.05	74.8	5146.95	5150
Sello Upper	Motor Seal, ESP B 400 PB102 BPBSL HL HT MT	NUEVO	4	7.7	220	5150	5157.7
Sello Lower	Motor Seal, ESP B 400 PB102 BPBSL HL HT MT	NUEVO	4	7.7	220	5157.7	5165.4
Motor Upper	Motor, ESP B 456 IL200P 150HP 2363V 39A 10R UT MT HT	NUEVO	4.56	20.7	1113	5165.4	5186.1
Adapter Motor -Sensor	Motor base, universal adapter 456 IL200 HT	NUEVO	4.56	0.6	12	5186.1	5186.7
Sensor	ESP E-Series downhole E7 Zenith	NUEVO	3.75	4.23	70.5	5186.7	5190.93
LONGITUD Y PESO TOTAL DEL EQUIPO				102.6	3244.5		

Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

4.3.1 Consideraciones especiales. Antes del arranque, el técnico de Servicio de Campo debe empezar verificando la presión PIP (estática) y la temperatura de motor registradas por el sensor y registrarlas en la bitácora de la operación y en el reporte de arranque.

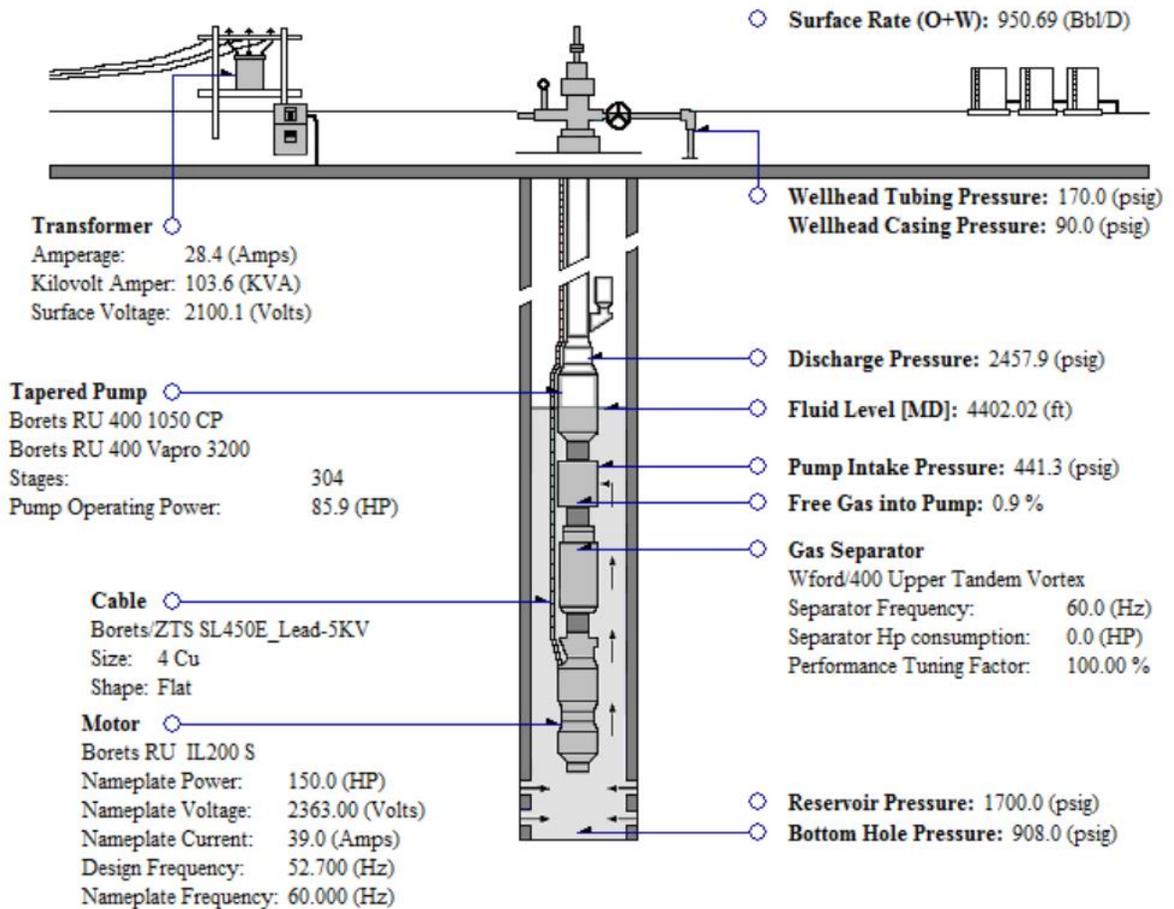
Adicionalmente configurar el TAP en el transformador SUT un valor similar o cercano a 2479V para una frecuencia máxima de 60Hz. El técnico de Servicio de Campo debe asegurarse que el equipo en superficie se encuentre en las condiciones adecuadas de operación. Posteriormente, el técnico debe configurar el controlador de superficie (VSD) y arrancar el equipo ESP a 40 Hz, verificar que

el sentido de giro sea el correcto comparando el consumo de corriente y la caída de presión de admisión (PIP) registrados durante el proceso de arranque. De igual manera verificar que el pozo fluya y hacer los ajustes necesarios para que no se excedan los límites de temperatura del equipo y así proteger el sistema (máxima Temperatura admitida por el motor durante el arranque (350 [°F]). La protección por baja PIP debe quedar configurada para que no disminuya de 150 [Psi]. Mantener esta frecuencia hasta obtener condiciones estables de PIP.

Posterior al arranque del equipo y luego de su estabilización, se recomienda suministrar al personal de Aplicaciones de Borets International Ltd. los datos de prueba de producción y los parámetros de operación del equipo con el propósito de efectuar un match y corroborar las condiciones del pozo y retroalimentar el programa de operación con los datos actuales, y de ser necesario se ajustará la frecuencia para optimizar la producción. En caso de que el equipo no se arranque por alguna razón ajena a problemas del equipo de fondo, el técnico de campo deberá dejar las recomendaciones de arranque y la configuración adecuada del equipo de superficie para el posterior arranque del equipo de fondo, con la finalidad de que la persona que arranque el sistema esté al tanto de la forma correcta del arranque y se eviten daños al equipo Electro sumergible¹⁴.

¹⁴ MONTIEL, Jesús. PROGRAMA DE INSTALACIÓN POZO LL-128, Borets, Colombia. Consultado en septiembre 2019. Disponible Ingeniería de Control de Producción Llanito, GMA, VRC, Ecopetrol S.A.

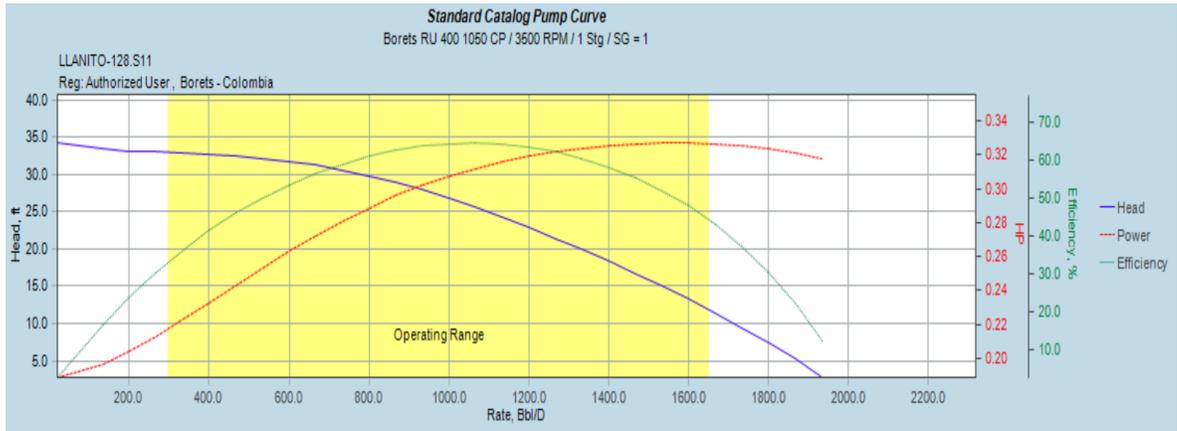
Figura 24. Condiciones y parámetros esperados de operación. Borest



Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

4.3.2 Curvas de operación del sistema de levantamiento. Para el pozo LL-128 se tuvo a consideración una bomba 400-1050, con una eficiencia máxima al 65%, gravedad específica igual a 1, considerando una sola etapa y un rango de operación entre 300Bbl/D y 1650Bbl/D.

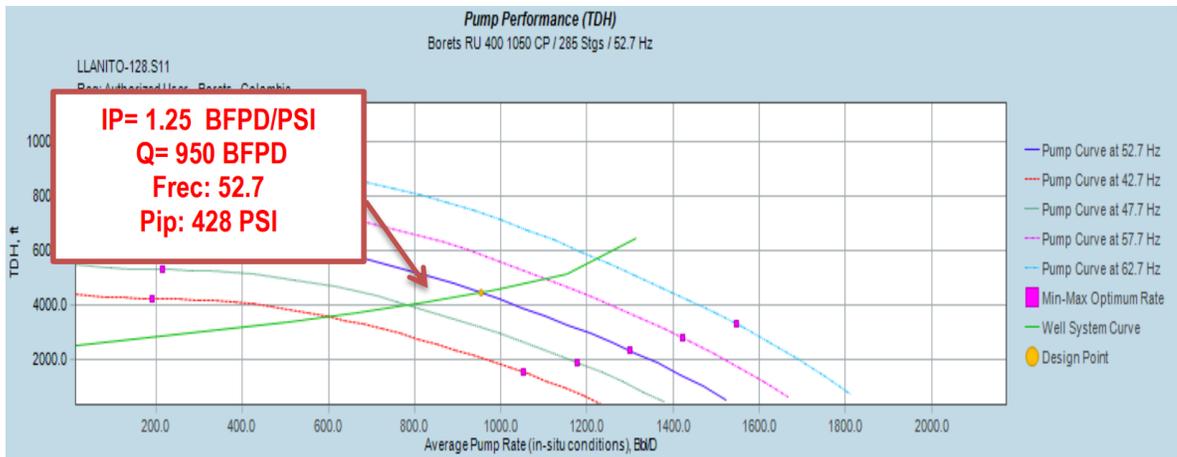
Gráfica 17. Curva de desempeño bomba 400-1050. Borets



Fuente: Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

En la siguiente gráfica, se muestra la misma bomba 400-1050 CP, con 285 etapas a una frecuencia óptima de 52.7Hz, con un caudal esperado de 950BFPD y una PIP de 428Psi. Adicional a una profundidad de 5150ft.

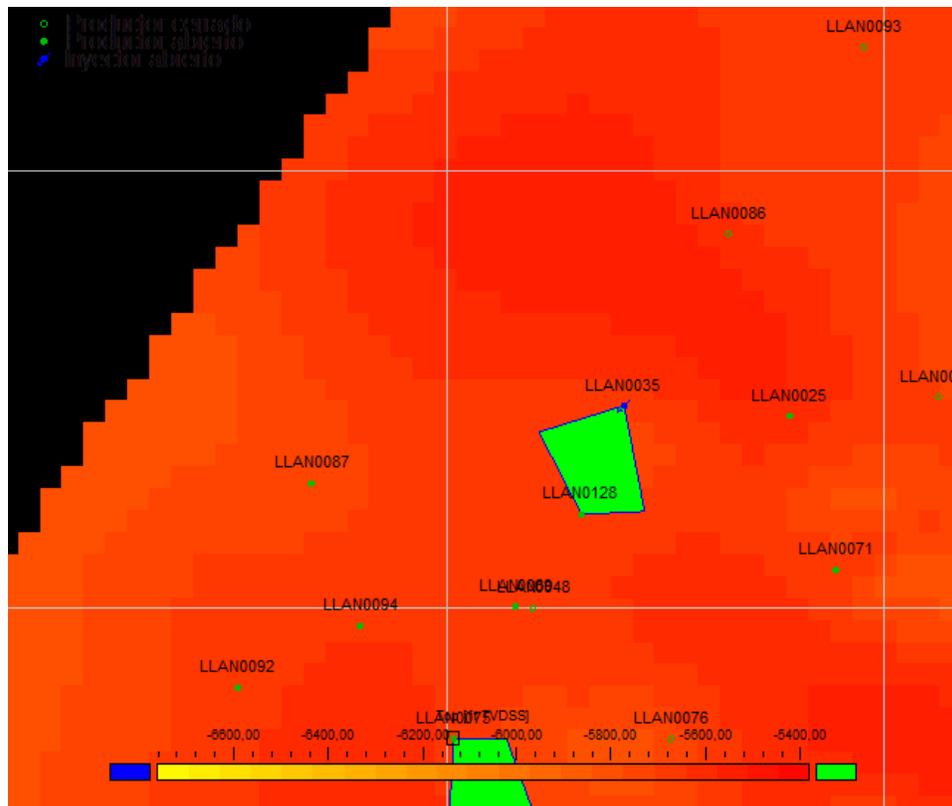
Gráfica 18. Comportamiento de la bomba 400-1050 285 etapas. Borets



Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

4.3.3 Justificación de intervención para cambio de sistema de levantamiento artificial. El pozo LL-128 está afectado en primera línea por el pozo inyector LL-35 (figura 25) y afectado también en primera línea por la conversión a inyector del pozo LL-69, pretendiendo cañonear nuevas zonas en mugrosa y realizar cambio de sistema, que permita manejar mayores caudales de producción y de esta forma recuperar los incrementales por primaria y secundaria. Se espera una producción neta de 161BOPD, consiguiendo un incremental neto de 62BOPD.

Figura 25. Patrón de inyección del pozo LL-35, afectando pozo LL-128



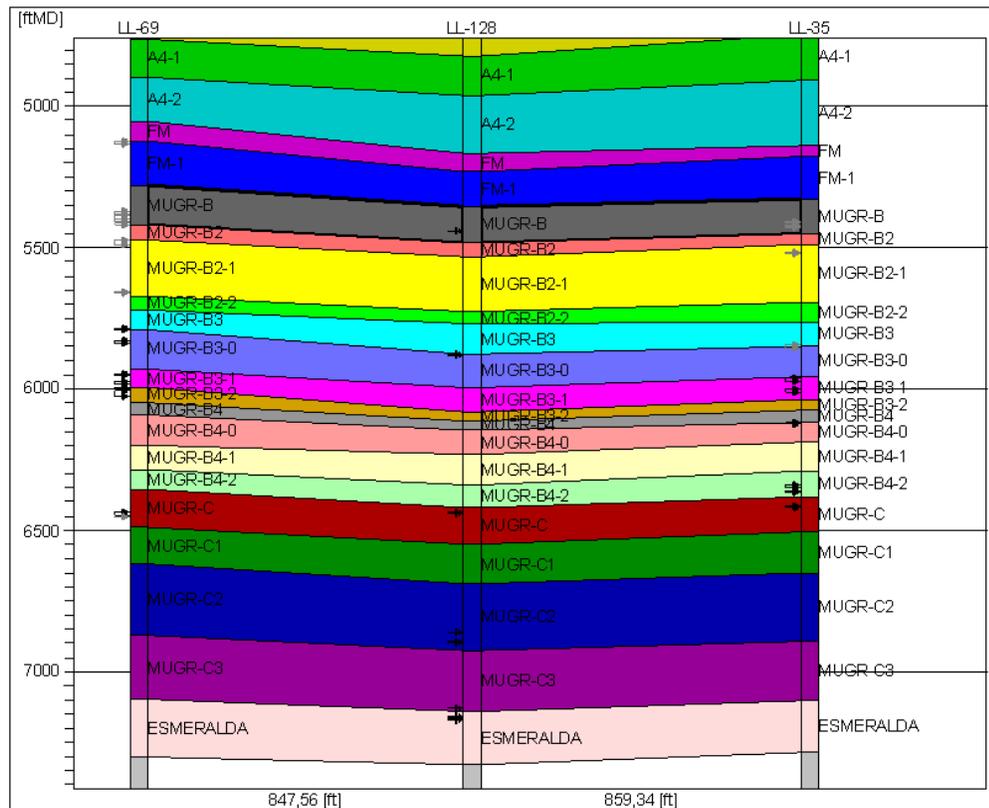
Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

En revisión de los registros eléctricos y petrofísicos en las formaciones de interés, se evidencian buenas medidas de resistividad y bajas conductividades.

Se posee una aceptable calidad de cemento en los intervalos propuestos a cañonear, con sellos hidráulicos.

Los intervalos visualizados para cañonear son: 6940'-6944'; 6955'-6971'.

Figura 26. Esquema de afectación del pozo LL-128 con el pozo inyector



Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

4.3.4 Tendencia de producción pozo LL-128. Como se ha mencionado en textos anteriores, el pozo LL-128 fue seleccionado como candidato para realizar el cambio de sistema de levantamiento a BES, con el propósito de aumentar extracción y por estar afectado en primera línea por el patrón de inyección del pozo LL-35. Su arranque oficial fue dado a finales del mes de octubre del presente año (2019) y no se tiene una tendencia de aumento de producción gracias al nuevo sistema. Pero en la gráfica se puede observar la influencia de la inyección de agua en el pozo a partir del año 2014:

Gráfica 19 Tendencia de producción pozo LL-128



Fuente: Cálculos elaborado por el Autor.

4.4 DISEÑO POZO LL-109.

A continuación, se tienen estas consideraciones de equipos a instalar, para el único pozo de esta monografía, que, a la fecha, no se ha realizado el cambio de sistema de levantamiento a BES:

Tabla 17. Equipos a instalar en el pozo LL-109, suministrado por Ecopetrol

CAMPO	LLANITO UNIFICADO	YACIMIENTO	MUGROSA		
POZO A SER INSTALADO	LLANITO 109	CORRIDA #	1		
EQUIPO A INSTALAR (Valores de placa a 60Hz)					
BOMBA:	PUMP: DN1800 CR-CT 97 STG 400/400 150 CS VTHD, .68 INC, S-TRM, AFL, FBH-TT PUMP: DN1800 CR-CT 97 STG 400/400 150 CS VTHD, .68 INC, S-TRM, AFL, FBH-TT PUMP: DN1800 CR-CT 97 STG 400/400 150 CS VTHD, .68 INC, S-TRM, AFL, FBH-TT PUMP: DN1800 CR-CT 97 STG 400/400 150 CS VTHD, .68 INC, S-TRM, AFL, FBH-TT	Compresora	1:1, Ni-Resist		4
MANEJADOR DE GAS	AGH: D5-21 CR-CT 400/400 CS BTHD, .68 INC, M-TRM, AFL, ARZ-TT, NI-RST, FACT SHIM				
SEPARADOR/INTAKE	INTAKE: VGSA D20-60, 400/400 RLOY .87 INC, M-TRM ES-TT, EXTD HEAD	Estático/Dinámico			4
SELLO /PROTECTOR	PROTECTOR: MAXIMUS, BPBSL-UT, 400/400, KTB/HL, .87 INC 625, CS, AFL, S-TRM, FACT SHIM, MAXJOINT PROTECTOR: MAXIMUS, BPBSL-S/LT, 400/456, NTB/HL, .87 INC 625, CS, AFL, S-TRM, FACT SHIM, MAXJOINT	BPBSL - BPBSL	9980		4
MOTOR	MOTOR: 456, 13, 4133, MAXIMUS, RA-S, CS, M-TRM, AS, AFL, KTB, GRB, MAXJOINT (195 HP / 2730 V / 46.6 A)	2730 Volts; 46.6 Amps; 195 HP	400		4,56
SENSOR	BASE GAUGE: XT150 TYPE 1, VITON/AFLAS, 13CR				
CABLE	CABLE: REDALEAD #4 PLANO CON CAPILAR EXTERNO	Calibre # 4	EPDM	Capilar Externo	PLANO
VSD	260 KVA	260	312,73		

Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

4.4.1 Consideraciones especiales. Para el pozo LL-109, se tuvieron en cuenta tres casos importantes para la correcta operación de la bomba, teniendo como consideración varias características importantes del fluido.

En la siguiente tabla se puede observar los parámetros del diseño, como por ejemplo presión de burbuja, GOR, viscosidad de gas, índice de productividad, carga de amperaje del motor entre otros, para los casos 1, 2 y 3.

Tabla 18. Parámetros de diseño caso 1-2-3, pozo LL-109, suministrado por Ecopetrol

PARAMETRO	Caso 1	Caso 2	Caso 3	UNIDADES
Presión de Burbuja	2175,00	2175,00	2175,00	PSI
GOR	400,00	400,00	400,00	SCF/STB
API	20,00	20,00	20,00	°API
Viscosidad del crudo muerto	ND	ND	ND	cP
Viscosidad del gas	ND	ND	ND	cP
Índice de Productividad	1,39	1,39	1,39	BFPD/PSI
Corte de Agua	85,00	85,00	85,00	%
Presión estática a nivel de perforados	1201,00	1201,00	1201,00	PSI
Frecuencia de Operación	37,90	50,90	52,70	HZ
Producción Estimada Fluido (agua + aceite)	905,31	1605,71	1703,11	BFPD
Producción Estimada de Aceite Neto	135,79	240,86	255,47	BOPD
PIP	758,10	178,40	88,21	PSI
TDH	3255,31	4600,65	4760,07	FT
Eficiencia volumétrica de la Bomba en punto de operación	70,70	74,31	73,90	%
Carga de la Zapata del sello/protector	18,61	25,53	26,29	%
Temperatura de embobinado del motor	172,30	188,76	192,29	F
Carga del Amperaje del Motor	44,85	59,44	61,37	%
Voltaje en las terminales del motor	1588,03	2132,74	2208,16	V
Voltaje a la salida del transformador	1639,93	2201,58	2280,08	V
Consumo energético a la salida del SUT	38,49	76,80	68,17	KWh
Carga en eje de la Bomba	15,05	37,90	41,00	%
Carga en eje del intake	7,34	18,48	20,00	%
Carga en eje del sello/protector	7,34	18,48	20,00	%
Carga en eje del motor	6,80	17,14	18,55	%
Modificadores de la Bomba (Cabeza ; Caudal ; Potencia)	100;100;100	100;100;100	100;100;100	Fracción
Modificadores por viscosidad (Cabeza ; Caudal ; Potencia)	0,9;0,9;1,2	0,9;0,9;1,2	0,9;0,9;1,2	Fracción

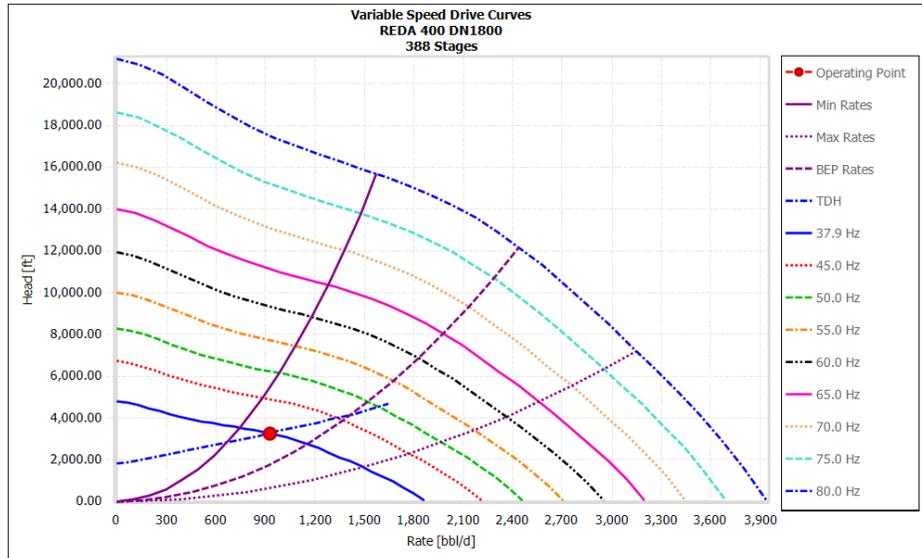
Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

Para condiciones de arranque se toma el caso 1, en donde su frecuencia es de 37.9Hz, con un caudal estimado de 905.31BFPD, para una bomba de 388 etapas.

4.4.2 Curvas de operación del sistema de levantamiento. Para los tres casos mencionados anteriormente, se crean las siguientes gráficas en donde se representa la afectación de la variación de la velocidad y su consecuencia al

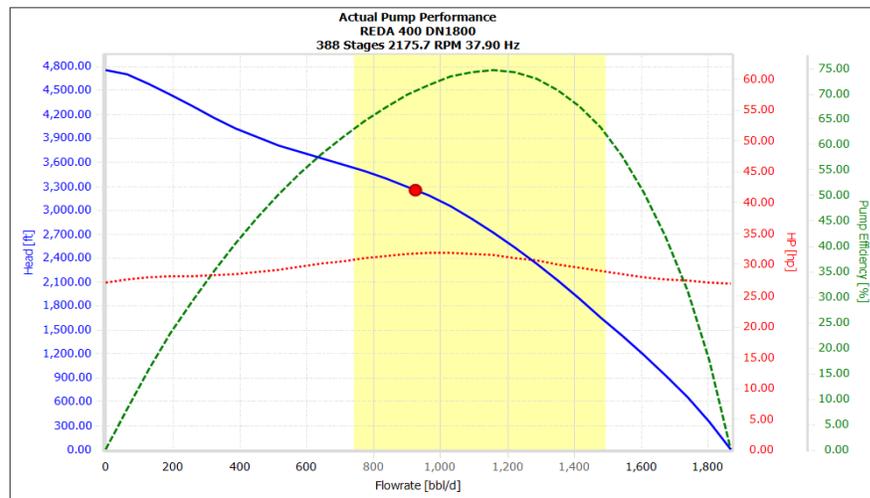
caudal recuperado, siempre y cuando se encuentre dentro del rango operativo de la bomba. Para el caso 1 la eficiencia de la bomba alcanza un 50%.

Gráfica 20. Curvas de velocidad variable, frecuencia 37.9Hz, Caso 1.



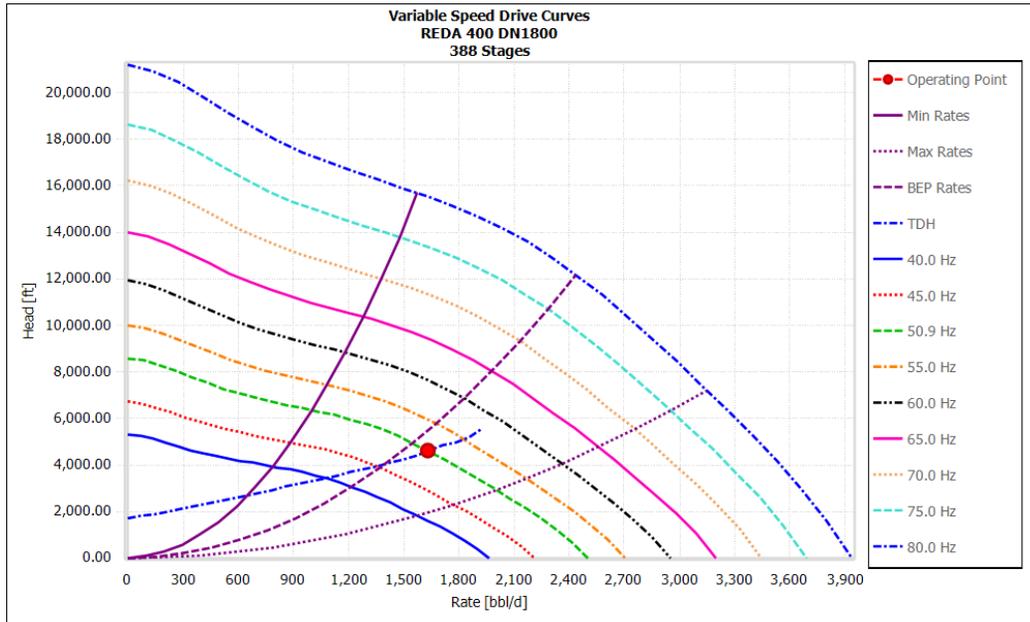
Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

Gráfica 21. Curvas de la bomba a frecuencia de operación Caso 1



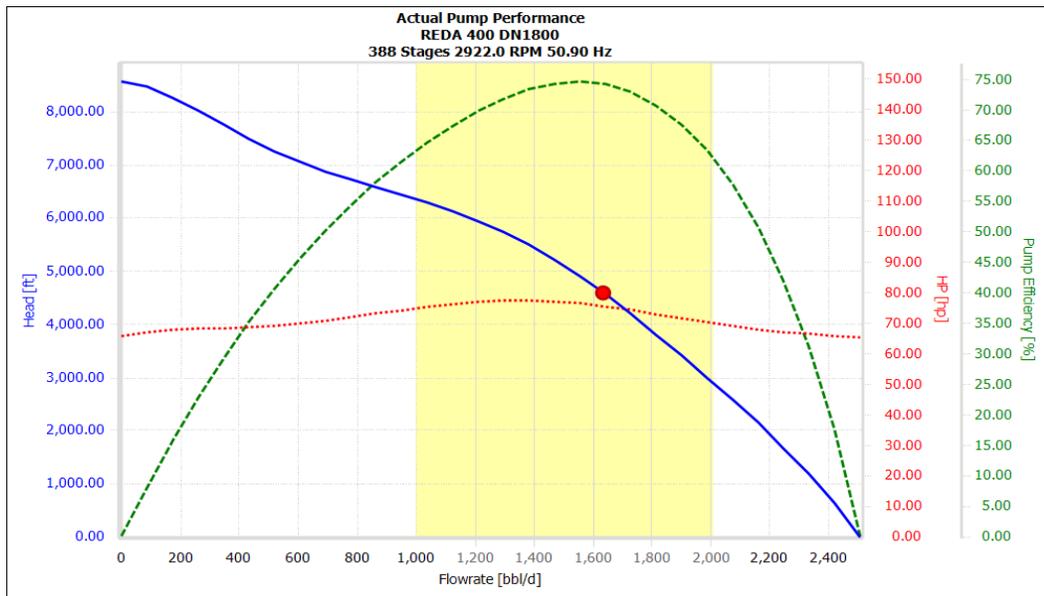
Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

Gráfica 22. Curvas de velocidad variable, frecuencia 50.9Hz, Caso 2



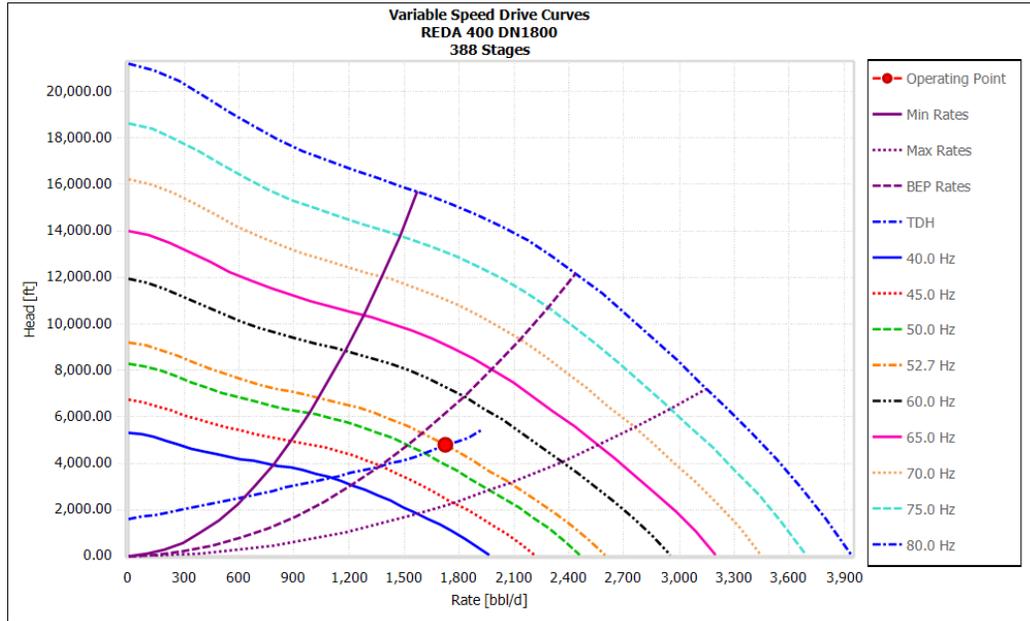
Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

Gráfica 23. Curvas de la bomba a frecuencia de operación Caso 2



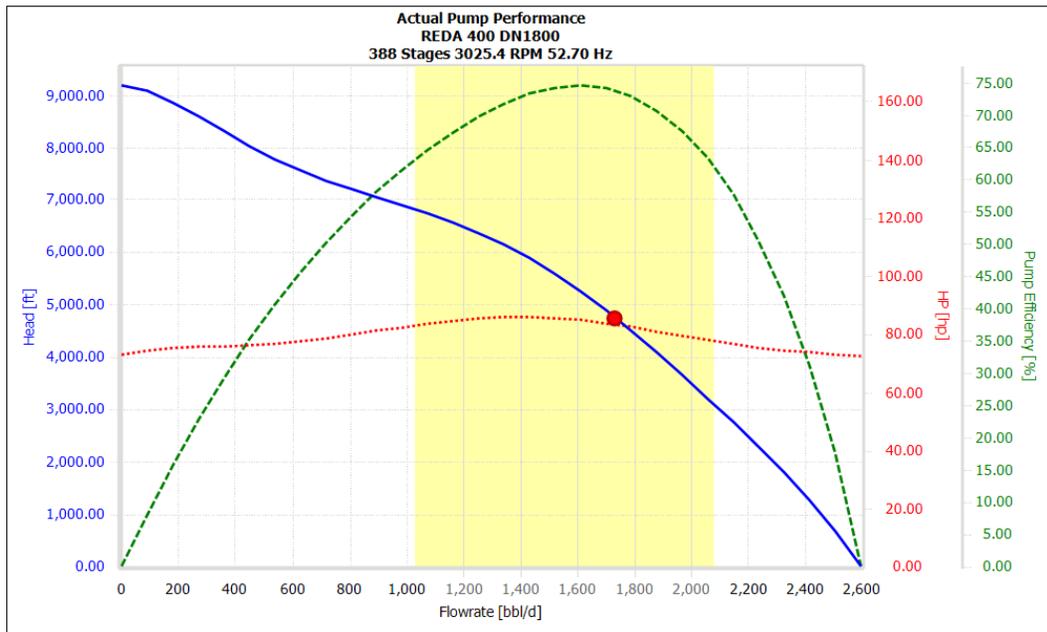
Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

Gráfica 24 Curvas de velocidad variable, frecuencia 52.7Hz, Caso 3



Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

Gráfica 25. Curvas de la bomba a frecuencia de operación Caso 3.



Fuente Ingeniería de Control de Producción GMA, Ecopetrol.

Para el caso 2, en donde se tiene una frecuencia establecida de 50.9Hz, una producción estimada de fluido (agua más aceite) de 1605.71BFPD y una PIP de 178.40 psi, se logra una eficiencia de la bomba del 40%.

Para el caso 3, la frecuencia final utilizada es de 52.7Hz, para una producción estimada de fluido (agua más aceite) de 1703.11BFPD y una PIP de 88.21 psi, se logra una eficiencia de la bomba del 38% aproximadamente.

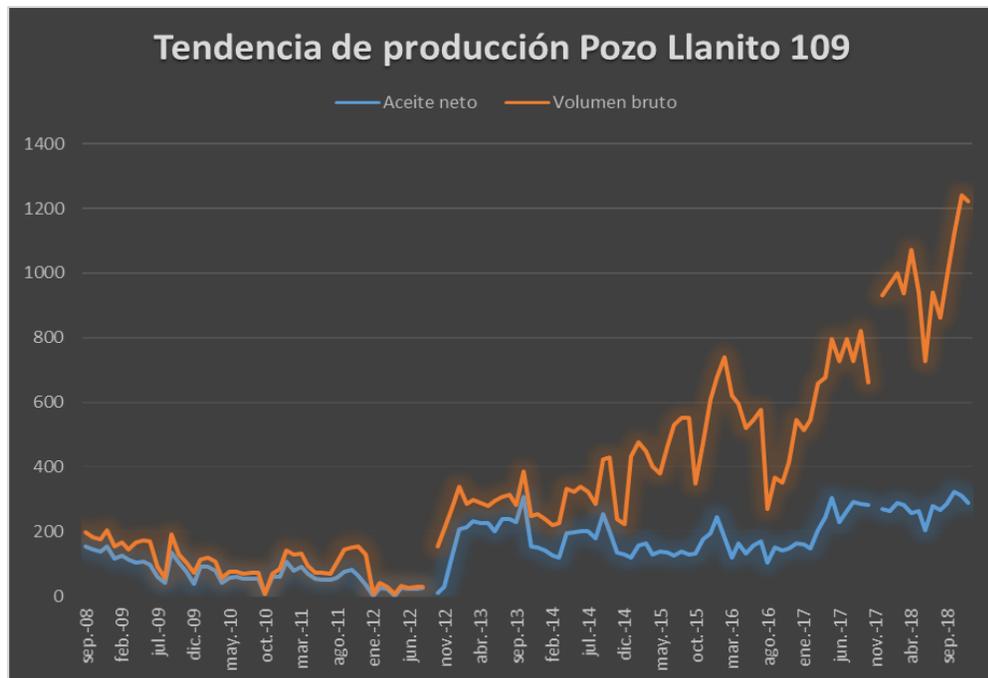
4.4.3 Justificación de intervención para cambio de sistema de levantamiento artificial. El pozo llanito 109 se encuentra afectado en primera línea por el patrón de inyección del pozo llanito 57 (figura 20), tiene altos niveles dinámicos y la extracción no era óptima con bombeo mecánico. Se convierte a PCP y se consiguieron incrementales importantes; los niveles de sumergencia del pozo se han mantenido. Se pretende convertirlo a BES con la intención de obtener una producción neta de 328 BOPD.

La reducción de *Draw Down* permitirá incrementar la producción de crudo en cerca de 50bls adicionales y el cambio de sistema será favorable para continuar la optimización del pozo de acuerdo al comportamiento del mismo.

4.4.4 Tendencia de producción pozo LL-109. A partir del año 2012, en donde se realizan una serie de optimizaciones en el pozo, adicional la afectación de la

inyección de agua en el año 2014, se observa un incremento de producción que llevó al pozo a un cambio de SLA (Sistema de Levantamiento Artificial) de bombeo mecánico a PCP, para aumento de extracción. Observando que los niveles mantenían su tendencia se opta por el cambio de SLA a BES. A la fecha, el pozo continúa su operación con PCP, a la espera de ingreso de equipo para su conversión. Igual en la gráfica se puede identificar las consecuencias favorables de la inyección:

Gráfica 26. Tendencia de producción pozo LL-128



Fuente Autor.

5. COMPARACIÓN DE DISEÑO DEL SISTEMA BES EN POZOS ESTUDIO.

A continuación, se especificará de una manera clara y concisa las variables implícitas en los sistemas de levantamiento BES, aplicado a los diferentes pozos de estudio, con el único propósito de comparar sus diseños, mostrar los cambios a través del tiempo y trazando el mismo objetivo: mayor extracción gracias al proceso de inyección.

La disminución del IPR del pozo Llanito 109 evidenciada entre los años 2017 a 2019 se asocia a la depletación normal del pozo y arenamiento del grupo 3 y 4 de perforados (ver figura 12 Estado mecánico); los cuales a pesar de las intervenciones presentadas nunca fueron recuperados a producción.

Tabla 19. Parámetros de diseño pozos estudio

VARIABLES	LL-75		LL-109		LL-112		LL-128	
	2017	2019	2017	2019	2017	2019	2017	2019
IP (Bbls/d/psi)	0,218	0,23	0,526	0,46	0,237	0,248	0,219	0,283
Q (BFPD)	955	1800	1000	1703	1079	1980	490	900
PWF (Psi)	1801	1625	1330	1226	2079	2079	1118	1140
MODELO IPR	Vogel WC		Vogel WC		Vogel WC		Vogel WC	
THP (Psi)	100	100	90	90	100	100	80	100
CHP (Psi)	101.5	102	12.8	13	80.1	80	121.4	121
°API	25	19.3	25	20	25	18.1	25	25
%BSW	86	93.5	72	73	86	92	78	85
FORMACIÓN	Mugrosa, Esmeralda-La Paz, Umir.		Mugrosa.		Esmeralda zona D.		Mugrosa.	
POZO INYECTOR INFLUENCIADO EN 1RA LINEA	LL-57		LL-57		LL-57		LL-35	
GEOMETRÍA DEL POZO	No		Desviado		Desviado		Desviado	
BOMBA (BES)	2500		2400		1050		DN1800	
VELOCIDAD DE OPERACIÓN	52Hz		170RPM		41,8Hz		31Hz	
GAS SEPARADOR	Gas separator, RGS 338 SER UT.		AGH: D5-21 CR-CT 400/400 CS BTHD, .68 INC, M-TRM, AFL, ARZ-TT, NI-RST, FACT SHIM.		AGH: D20-60 C-CT 400/400 CS VTHD, .87 INC, M-TRM, ES-SS, EXTD HEAD, FACT SHIM.		Pump, ESP B 400 Vapro 3200 CW PK CT HSS TA MT HT.	
TOTAL #STAGES	285		388		231		304	
SERIE	338		400		900		400	
MOTOR	Motor, Tmh, 375ser, Ut, 99hp, 2240v, 32 A.		Motor 456, 13, 4133, Maximus, Ra-S, Cs, M-Trm, As, Afl, Ktb, Grb, Maxjoint (195 Hp/2730v/46.6 A)		Motor 456,14, 4142, Maximus, Ras-S, Cs, As, S-Trm, Aflas, Ntb, Grb (210hp, 2640 Volt, 52 A)		Motor, ESP B 456 IL200p 150HP 2363v, 39 A, 10R, UT, MT, HT.	
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA (Ft)	3259,57-3281,44-3303,34.		Stator 5044 (aún con PCP).		4752,3-4770,8-4789,3		5104,13-5121,23-5138,33	
MARCA DE LA BOMBA	Alkhorayef Petroleum		Pendiente por definir		Schlumberger		Borets	
PRODUCCIÓN NETA A RECUPERAR	140bpd		328bpd		200bpd		161bpd	
COSTO DE LA INVERSIÓN (USD)	240.804		733.300		455.179		655.902	

Fuente: Cálculos del autor.

Como se observa en la tabla anterior, se debe disponer y conocer todo el historial de los pozos a los cuales se les implementará un sistema de levantamiento artificial, en este caso BES. Es necesario considerar una variedad de parámetros que influyen directamente en la operación. Es el caso de las propiedades físicas del fluido manejado por la bomba, en donde podemos encontrar el peso molecular, punto de ebullición, presión y temperatura Crítica, gravedades específicas, viscosidad y presión de burbuja.

Para la selección de una bomba, ésta debe ser seleccionada basada en las expectativas de desempeño de los pozos a intervenir en concordancia con los datos de desempeño de la bomba según catálogos de los mismos fabricantes. Pero también es de suma importancia tener en cuenta los impeditivos operacionales durante dicha selección, los cuales pueden ser el límite de presión de ruptura de la carcasa, tamaño de la tubería de revestimiento, medio ambiente corrosivos, abrasivos o gaseosos.

6. ANÁLISIS ECONÓMICO DE INTERVENCIONES DE POZOS A BES.

A raíz de las justificaciones dadas anteriormente en cada uno de los pozos de estudio, se pretende realizar un análisis, que, como propósito principal, es la de ser una herramienta práctica para la toma de decisiones al momento de realizar las respectivas intervenciones tendientes al cambio y al mejoramiento de la producción.

6.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO A BES POZO LL-75

Para el año 2017, se realiza la evaluación económica del pozo LL-75, en donde se tuvieron en cuenta muchas variables para proyectar futuras condiciones. Con estas condiciones conocidas y las futuras estimadas, se realizó la evaluación inicial que proyectó los valores de retorno de la inversión. Se tuvieron en cuenta unos datos iniciales de producción, declinación histórica y esperada, como el incremental esperado en la intervención.

Tabla 20. Tabla Información del servicio al pozo LL-75

<u>INFORMACION DEL SERVICIO A POZO</u>			
DURACION	<input type="text" value="8"/> días	PRESUPUESTO	<input type="text" value="234.142"/> USD
FECHA EJECUCION	<input type="text" value="12/09/2017"/> mm/dd/aaaa	TIEMPO MEDIO DE FALLA	<input type="text" value="24"/> Meses

Fuente Departamento de Ingeniería Vicepresidencia de Producción Ecopetrol.

La duración de 8 días, corresponde al tiempo en días que va a durar la intervención desde el momento mismo en que entre el equipo de WO al pozo hasta que el pozo quede en operación.

El presupuesto en dólares correspondiente a la ejecución de la totalidad de las actividades comprendidas en el servicio.

El tiempo medio de falla corresponde al *Run Life* (días que lleva el equipo sin haber fallado o días que se espera funcionará sin problemas) del sistema de levantamiento instalado en el pozo.

A continuación, se relacionan los parámetros de producción del pozo LL-75:

Tabla 21. Información parámetros de producción pozo LL-75

PARAMETROS DE PRODUCCION			
PROD. ANTES DE SERVICIO	24	BPPD	DECLINACION HISTORICA 0,086 año-1
INCREMENTAL ESPERADO	116	BPPD	DECLINACION ESPERADA 0,160 año-1

Fuente Departamento de Ingeniería Vicepresidencia de Producción Ecopetrol.

La producción antes del servicio, corresponde al caudal de producción en BPPD que tiene el pozo actualmente, si el pozo está en operación y desea ser intervenido, debe contemplarse la producción actual para efectos de estimar el

costo de la producción diferida a causa del servicio; si en su defecto el pozo fue objeto de una falla operacional que lo dejó fuera de línea no debe asociarse producción.

El potencial esperado, corresponde al caudal de producción en BPPD esperado posterior a la intervención del pozo. De acuerdo con el alcance del servicio, éste podrá aumentar, disminuir o no alterar las condiciones de producción.

La declinación histórica, hace referencia a la tasa de declinación anual resultado del comportamiento histórico de producción del pozo.

La declinación esperada, corresponde a la tasa de declinación anual resultado de la intervención al pozo. De acuerdo con el alcance del servicio, esta podrá aumentar, disminuir o no alterar la tendencia de declinación del pozo.

Tabla 22. Información parámetros de Evaluación pozo LL-75.

<u>PARAMETROS DE EVALUACION</u>					
COSTO DE LEVANTAMIENTO	<input type="text" value="2,8"/>	USD/BL	TASA DESCUENTO	<input type="text" value="11,1"/>	% EA.
PRECIO WTI	<input type="text" value="40"/>	USD/BL	CALIDAD & TRANSPORTE	<input type="text" value="5,30"/>	USD/BL
REGALIAS DE PROD. BASICA	<input type="text" value="20"/>	%	IMPUESTO DE RENTA	<input type="text" value="36"/>	%

Fuente Departamento de Ingeniería Vicepresidencia de Producción Ecopetrol.

El costo de levantamiento corresponde al costo de levantamiento en USD/BI para el campo objeto de evaluación reportado en el último informe de gestión. Para campos que emplean diluyentes deben incluir este costo para efectos de la evaluación.

El precio WTI concierne al precio en USD/BI definido en el documento "BASES DE PORTAFOLIO" para el año en curso. Se debe consultar al personal de portafolio de los departamentos de Gestión y Crecimiento de la Empresa. Para efectos de reflejar una evaluación a condiciones de mercado podrá emplearse una proyección del precio internacional definido para la mezcla objeto de exportación.

Las regalías de producción básica corresponden al porcentaje (%) de regalías que aplica a la producción básica del campo.

La Tasa de Descuento corresponde al porcentaje (%) definido por VEC para la evaluación de proyectos, definida en el Documento "BASES DE PORTAFOLIO" para el año en curso de la empresa.

Calidad y Transporte concierne al descuento por calidad y transporte aplicado al precio WTI en USD/BI a emplearse tanto para precios de portafolio como para condiciones de mercado.

Impuesto de Renta, corresponde al impuesto en porcentaje (%) que grava los ingresos netos operacionales definido por la normatividad vigente colombiana.

Con la información suministrada, el modelo calcula los indicadores financieros a dos periodos de tiempo e indica la viabilidad económica de realizar o no el servicio al pozo. Para el pozo LL-75 se observa su viabilidad para la conversión de PCP a sistema BES y la recuperación de la inversión en 5 meses.

Tabla 23. Resultados evaluación Financiera pozo LL-75.

RESULTADOS EVALUACION FINANCIERA			
A TIEMPO MEDIO DE FALLA	<input type="text" value="24"/> meses	SERVICIO A POZO NUEVAMENTE EN	<input type="text" value="Aug-19"/>
VPN	<input type="text" value="816.780"/> USD	COSTO DE LA INVERSION	<input type="text" value="240.804"/> USD
EFI	<input type="text" value="3,39"/>	TIEMPO RECUPERACION DE INVERSION	<input type="text" value="5"/> meses
COMENTARIO	<input type="text" value="SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO"/>		
A LIMITE ECONOMICO	<input type="text" value="24"/> meses	CORRESPONDE A LA FECHA	<input type="text" value="Aug-19"/>
VPN	<input type="text" value="816.780"/> USD	EFI	<input type="text" value="3,39"/>
		TIEMPO DE RECUPERACION DE INVERSION	<input type="text" value="5"/> meses
COMENTARIO	<input type="text" value="SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO"/>		

. Fuente Departamento de Ingeniería Vicepresidencia de Producción Ecopetrol.

6.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO A BES POZO LL-109.

Para el pozo LL-109, otro gran candidato para el cambio de sistema de levantamiento, por la gran influencia de la inyección de agua y por su aumento de

nivel para una mayor extracción de producción, se contempló realizar un análisis económico a mediados del año 2019, tratando de llevar la conversión para los meses entre septiembre y octubre, pero siendo aplazado aún por la perforación en el mismo clúster.

Único pozo pendiente de su conversión, se realiza el siguiente análisis económico con los siguientes datos:

Tabla 24. Información del servicio al pozo LL-109

<u>INFORMACION DEL SERVICIO A POZO</u>			
DURACION	<input type="text" value="15"/> días	PRESUPUESTO	<input type="text" value="558,368"/> USD
FECHA EJECUCION	<input type="text" value="30/09/2019"/> mm/dd/aaaa	TIEMPO MEDIO DE FALLA	<input type="text" value="24"/> Meses

Fuente Departamento de Ingeniería Vicepresidencia de Producción Ecopetrol.

La duración de la intervención tendría una duración aproximadamente de 15 días, contando con un presupuesto para la realización del trabajo de USD 558.368 y un tiempo medio de falla de 24 meses.

Tabla 25. Información parámetros de producción pozo LL-109

<u>PARAMETROS DE PRODUCCION</u>			
PROD. ANTES DE SERVICIO	<input type="text" value="278"/> BPPD	DECLINACION HISTORICA	<input type="text" value="0,086"/> año-1
POTENCIAL ESPERADO	<input type="text" value="328"/> BPPD	DECLINACION ESPERADA	<input type="text" value="0,16"/> año-1

Fuente Departamento de Ingeniería Vicepresidencia de Producción Ecopetrol.

En cuanto a los parámetros de producción, el pozo LL-109 cuenta con una producción neta de 278BPPD, con una declinación histórica (igual que los demás pozos de estudio) de 0.086 por año. Con la conversión a BES se espera un aumento de producción de 50BPPD y un potencial de 328BPPD.

Tabla 26. Información parámetros de Evaluación pozo LL-109.

PARAMETROS DE EVALUACION					
COSTO DE LEVANTAMIENTO	<input type="text" value="2,8"/>	USD/BL	TASA DESCUENTO	<input type="text" value="10,00"/>	% EA.
PRECIO WTI	<input type="text" value="45,00"/>	USD/BL	CALIDAD & TRANSPORTE	<input type="text" value="3,05"/>	USD/BL
REGALIAS DE PROD. BASICA	<input type="text" value="20,00"/>	%	IMPUESTO DE RENTA	<input type="text" value="37"/>	%

Fuente Departamento de Ingeniería Vicepresidencia de Producción Ecopetrol.

Para la época de la evaluación, se tuvo como precio de referencia WTI de 45USD/BL. Es importante aclarar, que como el pozo aún no ha sido realizado la conversión, debe considerarse la evaluación económica con el nuevo precio WTI a la fecha.

Tabla 27. Resultados evaluación Financiera pozo LL-109

RESULTADOS EVALUACION FINANCIERA					
A TIEMPO MEDIO DE FALLA	<input type="text" value="24"/>	meses	SERVICIO A POZO NUEVAMENTE EN	<input type="text" value="Aug-21"/>	
VPN	<input type="text" value="2,753,123.7"/>	USD	COSTO DE LA INVERSION	<input type="text" value="733,300"/>	USD
EFI	<input type="text" value="3.75"/>		TIEMPO RECUPERACION DE INVERSION	<input type="text" value="5"/>	meses
COMENTARIO	<input type="text" value="SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO"/>				

Fuente Departamento de Ingeniería Vicepresidencia de Producción Ecopetrol.

El costo de la inversión del pozo LL-109 para la realización de la conversión, es de 733.300USD, con un tiempo de recuperación de la inversión de 5 meses.

6.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO A BES POZO LL-112.

Para finales del 2018, se realiza la evaluación económica del pozo LL-112, teniendo como objetivo, al igual que los demás pozos, la mayor extracción y recuperación de la inversión al corto y mediano plazo. Se tuvieron en cuenta los siguientes datos para la evaluación:

Tabla 28. Información del servicio al pozo LL-112

<u>INFORMACION DEL SERVICIO A POZO</u>					
DURACION	14	días	PRESUPUESTO	369.030	USD
FECHA EJECUCION	13/12/2018	mm/dd/aaaa	TIEMPO MEDIO DE FALLA	24	Meses

Fuente Departamento de Ingeniería Vicepresidencia de Producción Ecopetrol.

La intervención del pozo tuvo una duración de 14 días y contando con un presupuesto inicial de 369.030USD.

Tabla 29. Información parámetros de producción pozo LL-112

<u>PARAMETROS DE PRODUCCION</u>			
PROD. ANTES DE SERVICIO	155	BPPD	DECLINACION HISTORICA
			0,086 año-1
INCREMENTAL ESPERADO	45	BPPD	DECLINACION ESPERADA
			0,16 año-1

Fuente Departamento de Ingeniería Vicepresidencia de Producción Ecopetrol.

Contando con la declinación histórica y esperada, similar a pozos anteriores, se logra apreciar el incremento esperado de 45bls. A continuación, los parámetros de evaluación:

Tabla 30. Información parámetros de Evaluación pozo LL-112.

<u>PARAMETROS DE EVALUACION</u>			
COSTO DE LEVANTAMIENTO	2,8	USD/BL	TASA DESCUENTO
			11,1 % EA.
PRECIO WTI	45	USD/BL	CALIDAD & TRANSPORTE
			5,3 USD/BL
REGALIAS DE PROD. BASICA	20	%	IMPUESTO DE RENTA
			36 %

Fuente Departamento de Ingeniería Vicepresidencia de Producción Ecopetrol.

El parámetro a considerar en este caso, del pozo LL-112, es el precio del petróleo WTI para esta fecha (45USD/BL), haciendo que su presupuesto inicial (369.030USD) alcanzara valores más altos, con respecto al pozo LL-75 (234.142USD).

Tabla 31. Resultados evaluación Financiera pozo LL-112

RESULTADOS EVALUACION FINANCIERA			
A TIEMPO MEDIO DE FALLA	<input type="text" value="24"/> meses	SERVICIO A POZO NUEVAMENTE EN	<input type="text" value="Nov-20"/>
VPN	<input type="text" value="20.697"/> USD	COSTO DE LA INVERSION	<input type="text" value="455.179"/> USD
EFI	<input type="text" value="0,05"/>	TIEMPO RECUPERACION DE INVERSION	<input type="text" value="23"/> meses
COMENTARIO	<input type="text" value="SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO"/>		
A LIMITE ECONOMICO	<input type="text" value="24"/> meses	CORRESPONDE A LA FECHA	<input type="text" value="Nov-20"/>
VPN	<input type="text" value="20.697"/> USD	EFI	<input type="text" value="0,05"/>
		TIEMPO DE RECUPERACION DE INVERSION	<input type="text" value="23"/> meses
COMENTARIO	<input type="text" value="SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO"/>		

Fuente Departamento de Ingeniería Vicepresidencia de Producción Ecopetrol.

A pesar del costo de la inversión (455.179USD) y del tiempo de recuperación de la inversión tan extendido (23 meses), la conversión arrojó resultados favorables para su intervención.

6.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO BES POZO LL-128.

Para el pozo LL-128, el presupuesto inicial para la conversión fue de 613.647USD, con una duración en la ejecución del trabajo de 18 días y contando con un tiempo medio de falla de 48 meses.

Tabla 32. Información del servicio al pozo LL-128.

INFORMACION DEL SERVICIO A POZO			
DURACION	<input type="text" value="18"/>	días	PRESUPUESTO <input type="text" value="613.647"/> USD
FECHA EJECUCION	<input type="text" value="1/07/2019"/>	mm/dd/aaaa	TIEMPO MEDIO DE FALLA <input type="text" value="48"/> Meses

Fuente Departamento de Ingeniería Vicepresidencia de Producción Ecopetrol.

Cabe mencionar, que el pozo LL-128 está siendo influenciado de primera línea, por los pozos inyectores LL-35 y LL-69, donde su potencial esperado es de 62BPPD y una declinación histórica y esperada de 0.15 por año.

Tabla 33. Información parámetros de producción pozo LL-128

PARAMETROS DE PRODUCCION			
PROD. ANTES DE SERVICIO	<input type="text" value="50"/>	BPPD	DECLINACION HISTORICA <input type="text" value="0,150"/> año-1
POTENCIAL ESPERADO	<input type="text" value="62"/>	BPPD	DECLINACION ESPERADA <input type="text" value="0,150"/> año-1

Fuente Departamento de Ingeniería Vicepresidencia de Producción Ecopetrol.

Los parámetros a evaluar en el pozo LL-128, sigue siendo su costo de levantamiento de 2.8USD/BL, se consideró un precio WTI de 50USD/BL y manteniendo valores estables de calidad y transporte, como el impuesto a la renta, para los demás pozos de estudio.

Tabla 34. Información parámetros de Evaluación pozo LL-128

PARAMETROS DE EVALUACION					
COSTO DE LEVANTAMIENTO	<input type="text" value="2,8"/>	USD/BL	TASA DESCUENTO	<input type="text" value="10,00"/>	% EA.
PRECIO WTI	<input type="text" value="50,00"/>	USD/BL	CALIDAD & TRANSPORTE	<input type="text" value="3,05"/>	USD/BL
REGALIAS DE PROD. BASICA	<input type="text" value="20,00"/>	%	IMPUESTO DE RENTA	<input type="text" value="37,00"/>	%

Fuente Departamento de Ingeniería Vicepresidencia de Producción Ecopetrol.

Con los resultados de la evaluación financiera, se obtiene un tiempo de recuperación de la inversión en 19 meses, acarreado un costo en la inversión de 655.902USD.

Tabla 35. Resultados evaluación Financiera pozo LL-128.

RESULTADOS EVALUACION FINANCIERA					
A TIEMPO MEDIO DE FALLA	<input type="text" value="48"/>	meses	SERVICIO A POZO NUEVAMENTE EN	<input type="text" value="Jun-21"/>	
VPN	<input type="text" value="159.588,5"/>	USD	COSTO DE LA INVERSION	<input type="text" value="655.902"/>	USD
EFI	<input type="text" value="0,24"/>		TIEMPO RECUPERACION DE INVERSION	<input type="text" value="19"/>	meses
COMENTARIO	<input type="text" value="SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO"/>				
A LIMITE ECONOMICO	<input type="text" value="24"/>	meses	CORRESPONDE A LA FECHA	<input type="text" value="Jun-21"/>	
VPN	<input type="text" value="159.588"/>	USD	EFI	<input type="text" value="0,24"/>	
			TIEMPO DE RECUPERACION DE INVERSION	<input type="text" value="19"/>	meses
COMENTARIO	<input type="text" value="SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO"/>				

Fuente Departamento de Ingeniería Vicepresidencia de Producción Ecopetrol.

7. CONCLUSIONES.

Se describió de una manera detallada las generalidades del Campo Llanito Unificado de la Gerencia de Mares, Vicepresidencia Regional Central de Ecopetrol S.A, ubicado en el municipio de Barrancabermeja (Santander), dando un enfoque a las formaciones que fueron atravesadas durante la perforación, en especial de los pozos que hacen referencia esta monografía, LL-75, LL-109, LL-112 y LL-128.

Se presentaron las características principales operacionales del modelo anterior de los pozos de estudio, identificándose las opciones de mejora y las justificaciones presentadas, para la conversión a un sistema de levantamiento artificial óptimo, de acuerdo a las necesidades del campo, como lo es el Bombeo Electro Sumergible (BES), afectados en primera línea por el efecto de la inyección de agua, como recobro secundario.

Para el pozo LL-75, en el año 2015, en donde su sistema de levantamiento era bombeo mecánico (M-912D-305-192), producción total de 700BPD, BSW del 90% y una producción neta de 70BOPD, se logra conseguir mejoras considerativas al pasar, en el año 2017 a sistema BES con una producción bruta de 1400BPD y una producción neta de 140BOPD, manteniendo su %BSW, demostrando la eficiencia del SLA y un aumento en la producción del pozo en un 50%.

Para el pozo LL-109, próximo candidato al cambio de SLA, se consideraron los altos niveles dinámicos, por la influencia de la inyección, a partir del año 2014 y su poca eficiencia de extracción para el año 2015 con bombeo mecánico (A-912D-305-168), en donde su producción total era de 511BPD, BSW del 73% y una producción neta de 138BOPD. Para el año 2019, aun con sistema PCP y una producción bruta de 1030BPD, con un BSW constante de 73% y una producción neta de 278BOPD, se pretende aumentar la producción del pozo en un 15% instalando el nuevo sistema BES.

Para el pozo LL-112, en el año 2015, en donde su sistema de levantamiento era bombeo mecánico (A-640D-305-168), producción total de 475BPD, BSW 68% y producción neta de 152BOPD, se observa la influencia de la inyección, al igual en el año 2014 y el aumento de los niveles dinámicos que conllevaron al cambio de sistema a BES, en donde la pretensión era conseguir una producción bruta de 2000BPD, con un BSW del 90% y una producción neta de 200BOPD, para un aumento en la producción del pozo en un 24%. A la fecha, el pozo tiene una producción bruta de 1980BPD, con un BSW del 92% y una producción neta de 158BOPD, solo teniendo un incremento de la producción del 4%. Este pozo lo limita su gran caudal bruto y el aumento del agua de recibo en estaciones de recolección que limitan el aumento de frecuencia y estabilización del pozo.

Para el pozo LL-128, en el año 2015, en donde su sistema de levantamiento era bombeo mecánico (M-912D-365-168), producción total de 409BPD, BSW 80% y

producción neta de 82BOPD, se consideraron los altos niveles dinámicos, por la influencia de la inyección para el cambio de sistema de levantamiento. Para el año 2019, aun con sistema PCP y una producción bruta de 900BPD, con un BSW del 85% y una producción neta de 135BOPD, se pretende aumentar la producción del pozo en un 16% instalando el nuevo sistema BES.

A partir del análisis económico se estableció que los 4 pozos seleccionados en este estudio, eran factibles para su conversión, en donde el tiempo de recuperación de la inversión para el LL-75 era de 5 meses, LL-109 era de 5 meses, LL-112 era de 23 meses y para el pozo LL-128 su recuperación era de 19 meses y en donde sus costos de inversión eran variables dependiendo del precio del barril WTI y del dólar del momento.

BIBLIOGRAFÍA

CAMACHO CADENA W. J; Triana Santamaría J. A, (2011) impacto de la producción de gas asociado a la producción de petróleo en los campos de galán, gala y llanito en pozos con sistema de levantamiento de bombeo mecánico. [Recurso electrónico]. Jorge Andrés SÁCHICA, Edelberto Hernández, Directores. Bucaramanga: UIS 2011. Recuperado de:
<http://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2095/eds/detail/detail?vid=0&sid=63602e5a-f160-407f-bee9-ad520db22da8%40pdc-v-sessmgr02&bdata=JmxhbmMc9ZXMmc2l0ZT1lZHMtbGl2ZQ%3d%3d>.

Dinero.com. (2019) ¿POR QUÉ EL OPTIMISMO DEL GOBIERNO CON EL PETRÓLEO? 19 de marzo 2019, de Dinero.com, disponible en Sitio web:
<https://www.dinero.com/pais/articulo/cuanto-petroleo-produjo-colombia-en-diciembre-de-2018/266105>.

EQUIPO DE INGENIERIA DE APLICACIONES BES, Alkhorayef Petroleum Colombia. Edición 16 agosto 2017. Versión 3. Programa de Corrida Pozo LLto-75#01, Septiembre13 de 2017. Disponible Ingeniería de Control de Producción Llanito GMA, VRC, Ecopetrol S.A.

GALEANA CASTILLEJOS, Carlos. Estado Mecánico de un pozo. [En línea]. Epmex (Especialistas Petroleros Mexicanos A.C). Agosto 2019. (Recuperado el 17 de septiembre de 2019). Disponible en <https://epmex.org/news/2019/07/22/estado-mecanico-de-un-pozo/>

HERRERA, Juan Camilo. Generalidades y propiedades acerca de la cuenca del Valle Medio Magdalena [En línea]. Universidad Industrial de Santander. (Recuperado el 15 de julio de 2019). Disponible en https://www.academia.edu/25055611/GENERALIDADES_Y_PROPIEDADES_ACERCA_DE_LA_CUENCA_DEL_VALLE_MEDIO_MAGDALENA

LARA MATEUS M. M; Tolosa Amado N. L, (2012) optimización de la producción de los pozos asociados a la estación tres del campo llanito de Ecopetrol s.a. Utilizando el método de análisis nodal. [Recurso electrónico]. Jorge Andrés SÁCHICA, Director. Bucaramanga: UIS 2012.

<http://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2070/login.aspx?direct=true&db=cat00066a&AN=BUIS.1-162033&lang=es&site=eds-live>

MONTIEL, Jesús. PROGRAMA DE INSTALACIÓN POZO LL-128, Borets, Colombia. Consultado en septiembre 2019. Disponible Ingeniería de Control de Producción Llanito, GMA, VRC, Ecopetrol S.A.

TORRES, Vanessa. RUNNING PROGRAM LLANITO 112, Schlumberger, Colombia. Consultado en septiembre 2019. Disponible Ingeniería de Control de Producción Llanito GMA, VRC, Ecopetrol S.A.

VOGEL, J.V. Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Wells. Journal Petroleum Technology, January 1968.

WEATHERFORD. MetalSkin, Cased-HoleLiner System. All rights reserved. [En línea]. United States 2011-2014. (Recuperado el 12 de septiembre de 2019). Disponible en <https://www.weatherford.com/en/documents/brochure/products-and-services/drilling/metalskin-cased-hole-liner-system-en/>