

**ANÁLISIS INTEGRADO PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A
TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN EN CAMPO LLANITO DE ECOPETROL S.A**

**ESNEIDI MEJÍA HERNÁNDEZ
ADRIAN FELIPE GIRALDO GÓMEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2013**

**ANÁLISIS INTEGRADO PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A
TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN EN CAMPO LLANITO DE ECOPETROL S.A**

**ESNEIDI MEJÍA HERNÁNDEZ
ADRIAN FELIPE GIRALDO GÓMEZ**

Tesis de grado para optar al título de Ingeniero(a) de Petróleos

Director

JORGE ANDRÉS SÁCHICA ÁVILA

Ingeniero de Petróleos

Co-Director

MANUEL GUILLERMO JAIMES PLATA

Ingeniero de Petróleos

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

2013

DEDICATORIA

*A **Dios**, por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo el periodo de estudio.*

*A mi **mamá**, por darme la vida, amarme tanto, creer en mí y porque siempre me apoyaste. Mamá gracias por darme una carrera para mi futuro, todo esto te lo debo a ti.*

*A mis **Abuelos**, por quererme y apoyarme siempre.*

*A mis **Tíos**, infinitas gracias por su apoyo incondicional, los quiero.*

*A mis **Familiares**, a todos los que participaron y me apoyaron directa o indirectamente durante mi carrera, ¡Gracias!*

*A mis **Amigos**, por nuestro apoyo incondicional durante nuestra formación y que seguimos siendo amigos: Mónica María Mendivelso, Leidy Viviana Porras, Diana Patricia Guerrero, Miguel Ángel Porras, Steffan Moncada.*

A mi compañera de tesis Esneidi Mejía, gracias por tanto, por tus esfuerzos, por tu pujanza, por estar siempre ahí, por tus aportes, ¡Lo logramos!

A mi amiga del alma María Camila Roper, Gracias infinitas por tu apoyo incondicional en todo momento.

DEDICATORIA

A **Dios** por sus infinitas bendiciones y por siempre conducirme por el camino correcto de las cosas.

A mis padres **Alberto** y **Victoria** quienes han sido mi soporte durante toda la vida, gracias por su amor, confianza, fé, y apoyo incondicional. Siempre estuvieron ahí animándome a seguir adelante.

A mis hermanos **Danny** y **Diego**, quienes en mi ausencia siempre estuvieron pendientes de mis viejitos.

A toda la **familia**, en especial a mi **tía Doralba**, quien en realidad es una prima, pero considero como una segunda madre. A esa mujer justa y sencilla, gracias por su amor, preocupación y por ofrecerme una visión diferente de las cosas.

A mis amigas del alma **Norida** y **Angela**, ya son más 10 años de amistad, gracias por apoyarme en los momentos más felices y más tristes, su apoyo, alegría, confianza y positivismo han hecho en mí una mejor persona, las adoro.

A mis **colegas**, Erika, Meiby, Jhon fajardo, John freddy Merchan, edwin, marcela, mile, pao, mariaclau, leo, Jonathan Pérez, Jorgito, Andrés Anaya, la torre, Fabián, Andrés, marido, en fin a todas esas personitas que en su debido momento tuve la oportunidad de conocer y compartir momentos agradables.

A mi colega y amiga **Tatiana Mejía**, gracias por todos los momentos de risas y alegrías compartidas, fue de gran apoyo tu ayuda a lo largo de estos últimos años y, aunque nuestras diferencias han sido notorias, siempre le deseo lo mejor (tata).

A **todas las personas** que me brindaron su amistad y ayuda en mi instancia en Bucaramanga; Don Eduardo, Ana María, el príncipe, don silvestre, mi diseñadora Mónica, la vecina de la tienda, del restaurante, de la panadería, de la portería, Katalina, Nicolls, leyd lopez, cada una de esas personas alegraban mis días y me alentaban a seguir,

Augusto Gutiérrez gracias por prestarme ese portátil para terminar mi carrera y por siempre acudir a mis llamados en busca de soluciones tecnológicas.

Karen Gamarra gracias por lanzar un salvavidas a esta tesis y también por ser una amiga incondicional, (brujis).

A mi compañero de tesis **Adrián Felipe Giraldo**, quien con su paciencia, inteligencia, amabilidad y caballerosidad estuvo como guerrero sacando adelante este proyecto.

AGRADECIMIENTOS

A nuestro director, Ingeniero Jorge Andrés SÁCHICA por su confianza, apoyo y orientación.

De igual manera a nuestro Co-Director, Ingeniero Manuel Jaimes Plata, por sus conocimientos, tiempo y enseñanzas brindadas.

A nuestros calificadores y a todas aquellas personas que estuvieron presentes en este camino.

Mil Gracias...

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	21
1. GENERALIDADES DEL CAMPO LLANITO.....	23
1.1. GEOLOGÍA DEL CAMPO	25
1.1.1. Formación Mugrosa	26
2. TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN	28
2.1. ESTIMULACIÓN MEDIANTE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	29
2.1.1. ¿Cuándo fracturar?	30
2.1.2. Posibles candidatos para realizar un tratamiento de fracturamiento hidráulico.....	30
2.1.3. Procedimiento generalizado del fracturamiento hidráulico.....	30
2.1.4. Modelamiento.	31
2.2. ESTIMULACIÓN CON MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA.....	31
2.2.1. Tipos de polímeros.....	33
2.2.2. Tipos de polímeros	33
2.2.3. Descripción del proceso.....	33
2.2.4. Parámetros de diseño y operación.	34
2.3. ESTIMULACIÓN SÓNICA	35
2.3.1. Descripción de la tecnología.....	35
2.4. ESTIMULACIÓN ORGÁNICA.....	36
2.5. ESTIMULACIÓN ÁCIDA	39
2.6. ESTIMULACIÓN MEDIANTE INYECCIÓN DE CO ₂	40
2.6.1. Efectos del CO ₂ en inyección.....	41
2.6.2. Miscibilidad y mecanismos de desplazamiento.	43

2.6.2.1. Empuje por gas en solución.	43
2.6.2.2. Empuje por gas en solución.	43
2.6.2.3. Empuje con CO ₂ inmiscible.	44
2.6.2.4. Inyección continua de CO ₂	44
2.6.2.5. Inyección de un tapón de CO ₂	44
2.6.2.6. Inyección de tapones alternos de CO ₂ y agua	45
2.6.2.7. Inyección simultánea de CO ₂ y agua.	45
2.6.2.8. Empuje miscible Hidrocarburo – CO ₂	45
2.6.2.9. Empuje miscible dinámico.	46
3. METODOLOGIA DEL PROYECTO	48
3.1. ETAPA 1: RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN	48
3.2. ETAPA 2: ANÁLISIS Y CLASIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN	49
3.3. ETAPA 3: ANÁLISIS PARA LA PRE-SELECCIÓN DE POZOS	50
3.4. ETAPA 4: APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA	51
3.5. ETAPA 5: RESULTADOS DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA	52
3.6. ETAPA 6: PREFACTIBILIDAD TÉCNICA Y ANÁLISIS FINANCIERO	52
4. ANÁLISIS PARA LA PRE-SELECCIÓN DE POZOS	53
4.1. PARÁMETROS DE SELECCIÓN	53
5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS.	62
5.1. HISTORIA	62
5.2. PRODUCCIÓN	62
5.3. PERMEABILIDAD EFECTIVA (K ₀)	63
5.4. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)	71
6. RESULTADOS METODOLOGÍA APLICADA AL POZO LLANITO 117	96
6.1. PRODUCCIÓN	97
6.2. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	98

7. PREFACTIBILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA	104
7.1. FACTORES ECONÓMICOS	106
7.2. COSTOS ASOCIADOS AL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	107
7.3. ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN.....	108
7.4. BALANCE DE FLUJO DE CAJA	110
7.5. MÉTODOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO	111
7.5.1. Valor presente neto	111
7.5.2. Tasa interna de retorno.....	112
7.5.3. Tiempo de recuperación de la inversión o PAYBACK TIME	112
7.6. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA CAMPAÑA DE ESTIMULACIÓN.	113
7.6.1. Costos asociados a los tratamientos de estimulación	114
7.6.2. Flujo de caja.	115
CONCLUSIONES.....	120
RECOMENDACIONES	121
BIBLIOGRAFÍA.....	122
ANEXOS	124

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.Ubicación campo Llanito.....	24
Figura 2. División por bloques del activo Llanito.	25
Figura 3. Fracturamiento hidráulico.	31
Figura 4.Modificadores de permeabilidad relativa (RPM).	32
Figura 5.Esquema de inyección continua de polímero.	34
Figura 6.Esquema de sitios potenciales de precipitación.	36
Figura7.Etapas de estimulaciónorgánica	38
Figura 8.Disposición de elementos requeridos para estimular el pozo mediante la inyección de ácidos.	40
Figura 9. Metodología de proyecto.	48
Figura 10. Parámetros de selección; daño (S) y índice de productividad (IP).	56
Figura 11.Parámetros de selección; Permeabilidad efectiva (Ko) y caudal (Q).	57
Figura 12. Descripción de los 16 escenarios posibles para la selección de pozos	59
Figura 13. Ilustración, escenarios 2 y 4.	61
Figura 14. Estado mecánico Llanito 120, caso base.	64
Figura 15. Niveles de fluido para el pozo Llanito 120 zona B, caso base.....	75
Figura 16. Tipos de fluido software WellFlo.	77
Figura 17.Visualización de la incorporación de los parámetros de fluido en WellFlo.	78
Figura 18.Fijando presión de burbuja, opción Anchored.	80
Figura 19.Ajuste presión de burbuja, opción Anchored.	81
Figura 20.Ajuste Rs, opción Anchored.	82
Figura 21.Ajuste Bo, opción Anchored.	82
Figura 22.Ajuste presión de burbuja, opción free.	83
Figura 23. Ajuste Bo, Opción Free.....	84
Figura 24. Verificación de ajuste Bo, opción Free.	85
Figura 25.Ajuste de GOR, correlación Standing, opción Anchored	86

Figura 26. Ensayo correlación de U_o , Beal + Chew et al.	87
Figura 27. Ensayo correlación de U_o , Beggs et al.	88
Figura 28. Grafica correlaciones U_o	88
Figura 29. Procedimiento para guardar datos de fluido en WellFlo.	89
Figura 30. Procedimiento para cargar datos de fluido en WellFlo.	89
Figura 31. Visualización de la incorporación de los parámetros del fluido en Wellflo Pozo Llanito 120.	90
Figura 32. Verificación de los parámetros de fluido pozo Llanito 120, caso base. ...	90
Figura 33. Visualización datos de entrada Llanito 120 zona B, caso base.	91
Figura 34. Selección modelo de IPR Llanito 120, caso base.	92
Figura 35. Comportamiento Inflow, modelo test point Llanito 120 zona B, caso base.	93
Figura 36. Visualización Comportamiento Inflow, modelo layer parameters Llanito 120 zona B, caso base.	94
Figura 37. Visualización Skin Analysis Llanito 120 zona B, caso base.	94
Figura 38. IPR Llanito 120 zona B, caso base.	95
Figura 39. Pozos pre-seleccionados de acuerdo a los criterios establecidos en la metodología de trabajo; $S > 2$ y $IP > 0,02$ STB/día/psi.	96
Figura 40. Pozos pre-seleccionados de acuerdo a los criterios establecidos en la metodología de trabajo; $K_o > 15$ mD y $Q > 25$ STB/day.	97
Figura 41. Niveles de fluido pozo Llanito 117.	99
Figura 42. Suministro información pozo Llanito 117.	100
Figura 43. Cálculo de los parámetros pozo Llanito 117.	101
Figura 44. Cálculo de los parámetros pozo Llanito 117.	101
Figura 45. Índice de productividad pozo Llanito 117.	103
Figura 46. Influencia del tamaño de la fractura en el yacimiento	105
Figura 47. Estudio Financiero Llanito 117.	118
Figura 48. Producción incremental Vs. Producción básica, Pozo Llanito 117.	119

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Resultados de las campañas de estimulación realizadas en campo Llanito.....	46
Tabla 2. Datos faltantes suministrados por ECOPETROL S.A.	49
Tabla 3. Resultado aplicación primer parámetro $S > 2$	53
Tabla 4. Resultados pozos pre-seleccionados.	54
Tabla 5. Criterios de selección de cada parámetro.....	55
Tabla 6. Justificación de los parámetros mínimos de selección.	55
Tabla 7. Rangos de selección; parámetros daño (S) y índice de productividad (IP).	57
Tabla 8. Parámetros de selección; Permeabilidad efectiva (K_o) y caudal (Q).	58
Tabla 9. Justificación rangos de selección.	58
Tabla 10. Descripción escenario 2.	61
Tabla 11. Descripción escenario 4.	61
Tabla 12. Test point pozo Llanito 120 Zona B, caso base.	63
Tabla 13. Registro petrofísico de Llanito 120, utilizado para promediar geoméricamente el valor de permeabilidad absoluta (K_x) y aritméricamente el valor de saturación de agua (S_w)	65
Tabla 14. Cálculo permeabilidad efectiva para cada uno de los intervalos perforados del pozo Llanito 120, caso base.	70
Tabla 15. Resultados obtenido de K_o y TVD Llanito 120 Zona B, caso base.	71
Tabla 16. Formato diseñado para el cálculo de la presión hidrostática, pozo Llanito 120 Zona B.	74
Tabla 17. Datos de entrada a WellFlo pozo Llanito 120, caso base.	76
Tabla 18. Propiedades PVT campo Llanito	78
Tabla 19. Correlaciones ajuste PVT, Black Oil.	79
Tabla 20. Resultados obtenidos ajustando presión de burbuja.	85
Tabla 21. Resultados obtenidos ajustando gas en solución R_s	86

Tabla 22. Datos de entrada Llanito 120 zona B, caso base.	91
Tabla 23.Resultado del comportamiento actual del pozo Llanito 120zona B, caso base.....	92
Tabla 24. Test point pozoLlanito 117.....	98
Tabla 25.Datos suministrados pozo Llanito 117.	100
Tabla 26. Resultados obtenidos Llanito 117.	102
Tabla 27.Costos estándar movilización de equipos. Fracturamiento hidráulico...107	
Tabla 28.Servicios de operación, Fracturamiento hidráulico.	108
Tabla 29.Valores promedio de inversión para fracturamiento hidráulico en Campo Llanito de Ecopetrol S.A.....	109
Tabla 30. Inversión de la campaña de estimulación mediante fracturamiento hidráulico.....	109
Tabla 31.Inversión de la campaña de estimulación mediante fracturamiento hidráulico.....	114
Tabla 32. Información básica para el estudio de prefactibilidad financiera.....	115
Tabla 33.Perfil del Pozo Llanito 117.	115
Tabla 34.Parámetros de declinación producción incremental.	117
Tabla 35.Parámetros de declinación producción básica.	117

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Gráficas de permeabilidad relativa representativas del campo Llanito.	125
Anexo B. Información necesaria para el cálculo de la presión de yacimiento (Ps) y de la presión de fondo fluyendo (Pwf) del pozo Llanito 45.	126
Anexo C. Información necesaria para el cálculo de la presión de yacimiento (Ps) y de la presión de fondo fluyendo (Pwf) del pozo Llanito 77	127
Anexo D. Información necesaria para el cálculo de la presión de yacimiento (Ps) y de la presión de fondo fluyendo (Pwf) del pozo Llanito 109.	128
Anexo E. Información necesaria para el cálculo de la presión de yacimiento (Ps) y de la presión de fondo fluyendo (Pwf) del pozo Llanito 113	129
Anexo F, Información necesaria para el cálculo de la presión de yacimiento (Ps) y de la presión de fondo fluyendo (Pwf) del pozo Llanito 117.	130
Anexo G, Información necesaria para el cálculo de la presión de yacimiento(Ps) y de la presión de fondo fluyendo (Pwf) del pozo Llanito 120.	131
Anexo H, Información necesaria para el cálculo de la presión de yacimiento (Ps) y de la presión de fondo fluyendo (Pwf) del pozo Llanito 129.	132
Anexo I. Ubicación geográfica de los pozos pre seleccionados en campo Llanito Ecopetrol S.A	133
Anexo J. Estado mecánico pozo Llanito 45 zona B.	134
Anexo K. Presiones obtenidas para el pozo Llanito 77 zona B.	135
Anexo L. Presiones obtenidas para el pozo Llanito 109 zona B.	136
Anexo M. Niveles de fluido para el pozo Llanito 113 zona B.	137
Anexo N. Niveles de fluido para el pozo Llanito 117, zona B.	138
Anexo O. Niveles de fluido para el pozo Llanito 120 zona B.	139
Anexo P. Niveles de fluido para el pozo Llanito 129 zona B.	140

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS INTEGRADO PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN EN CAMPO LLANITO DE ECOPEPETROL S.A. *

**AUTOR: ESNEIDI MEJÍA HERNANDEZ.
ADRIAN FELIPE GIRALDO GÓMEZ.****

PALABRAS CLAVES: Daño, índice de productividad, permeabilidad efectiva, caudal, estimulación, producción, pre-factibilidad.

Al hacer un trabajo de mantenimiento en pozos productores de aceite, muchos de estos presentan una reducción de su producción lo cual es ocasionado por un aparente daño de formación cambio en el régimen de flujo. Para minimizar el impacto en producción que ocasiona este daño de formación, se realiza la apropiada selección de los tratamientos de remoción necesarios.

El presente proyecto estudia la posibilidad de minimizar ese impacto generado en la producción que ocasiona este daño de formación con la creación de una nueva metodología que involucró factores como permeabilidad efectiva, caudal e índice de productividad, el diseño de esta metodología permitió seleccionar el mejor candidato entre los pozos de estudio en campo Llanito (ECOPETROL S.A) para un tratamiento de estimulación.

Al analizar la importancia del proceso de clasificación de los pozos candidatos a estas intervenciones, se diseñaron seis (6) etapas que van desde la recopilación de la información de los diferentes pozos, la cual luego es analizada y clasificada, con base en el análisis realizado se trazó la metodología que permitió plantear los diferentes escenarios que dieron paso a la selección de los posibles pozos candidatos, hasta los estudios de pre-factibilidad técnica y análisis financiero resultante de la posible aplicación del tratamiento de estimulación.

En el estudio de pre-factibilidad técnica y análisis financiero se utilizaron variables como valor presente neto (VPN), tiempo de repago, tasa interna de retorno (TIR), tasa interna de oportunidad (TIO) y la relación costo/beneficio sobre la influencia de la fractura en el yacimiento.

* Trabajo de grado

**Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Ing. Jorge Andrés Sáchica Ávila. Co-Director Ing. Manuel Guillermo Jaimes Plata.

ABSTRACT

TITLE: INTEGRATED ANALYSIS FOR THE SELECTION OF CANDIDATES TO WORK WELL FIELD STIMULATION LLANITO OF ECOPETROL S.A*

**AUTHOR: ESNEIDI MEJÍA HERNANDEZ,
ADRIAN FELIPE GIRALDO GÓMEZ.****

KEYWORDS: Skin, productivity index, effective permeability, caudal, stimulation, production, pre-feasibility.

When doing maintenance work in oil producing wells, many of these have reduced their production which is caused by an apparent formation skin or change in the flow regime. To minimize the impact on production that causes the formation damage is done the proper selection of required removal treatments.

This project studies the possibility of minimizing the impact generated in the production that causes the formation skin by creating a new methodology involving factors such as effective permeability, productivity index and caudal, the design of this methodology allowed us to select the best candidate between wells Llanito field study (ECOPETROL S.A) for a stimulation treatment.

When analyzing the importance of the classification process to these interventions candidate wells were designed six (6) stages from gathering information from different wells, which is then analyzed and classified, based on analysis the methodology was drawn to proposing different scenarios that led to the selection of potential candidate wells, to the pre-feasibility studies technical and financial analysis resulting from the possible application of stimulation treatment.

In the pre-feasibility study technical and financial analysis variables were used as net present value (VPN), payback, internal rate of return (TIR), internal rate of opportunity (TIO) and the cost / benefit of the influence of fracture in the reservoir.

*Degree Project

**Physical-Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering. Director Ing. Jorge Andrés SÁCHICA Ávila. Co-Director Ing. Manuel Guillermo Jaimes Plata.

INTRODUCCIÓN

Al hacer un trabajo de mantenimiento en pozos productores de aceite, muchos de estos presentan una reducción de su producción lo cual es ocasionado por un aparente daño de formación o cambio en el régimen de flujo. Para minimizar el impacto en producción que ocasiona este daño de formación, se realiza la apropiada selección de los tratamientos de remoción necesarios.

Al analizar la importancia del proceso de clasificación de los pozos candidatos a estas intervenciones, se diseñó una nueva metodología que involucra como parámetro principal de selección el daño de formación de cada pozo utilizando el software WellFlo como herramienta de cuantificación de esta variable.

El presente proyecto estudia la posibilidad de que entre 56 pozos de la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL S.A.) ubicados en el campo Llanito, algunos se constituyan como candidatos para un tratamiento de estimulación. Empezando así en el **Capítulo 1**, con la información general del campo, como su ubicación, características petrofísicas y la geología del mismo, entre otros.

En el **Capítulo 2**, se hace un recorrido conceptual acerca de los tratamientos de estimulación, su importancia, las razones por las cuales deben realizarse, procedimientos y su clasificación.

El **Capítulo 3** muestra la Metodología que se llevó a cabo, para seleccionar los pozos candidatos a tratamiento de estimulación, así como la elección del tratamiento más adecuado para los mismos. Esta, compuesta de seis (6) etapas, va desde la recopilación de la información de los diferentes pozos, la cual luego es

analizada y clasificada, hasta los estudios de Pre-factibilidad técnica y análisis financiero posible al aplicar el tratamiento de estimulación a uno de los pozos.

Luego de haber calculado los diferentes parámetros, como son; daño(S), índice de productividad (IP), caudal (Q) y permeabilidad efectiva (Ko), en el **Capítulo 4** se realiza una Pre-selección de pozos, para los cuales se traza una metodología que consiste en el planteamiento de escenarios posibles, basados en diferentes rangos de los parámetros anteriormente nombrados. Luego, ésta se aplica a uno de los pozos de la pre-selección, al se le llamó caso base, esto, en el **Capítulo 5**, donde se puede observar el paso a paso del procedimiento en mención.

En el **Capítulo 6**, se exponen los Resultados generados al aplicar la metodología propuesta al pozo que cumple con todas las características descritas para recibir tratamiento de estimulación.

El **Capítulo 7** exhibe el estudio de Pre-factibilidad Técnica para el caso del pozo analizado en el capítulo anterior, y los costos que generaría la realización del tratamiento de estimulación seleccionado en el mismo pozo.

Las conclusiones generadas a partir de la aplicación de la metodología aplicada se ubican en el **Capítulo 8**, y las Recomendaciones, tanto para la empresa operadora del campo que se estudió, como para futuros trabajos de este tipo se recopilan en el **Capítulo 9** de este libro.

Finalmente en el **Capítulo 10** se citan todas las referencias y/o fuentes bibliográficas consultadas para el desarrollo de este proyecto.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO LLANITO

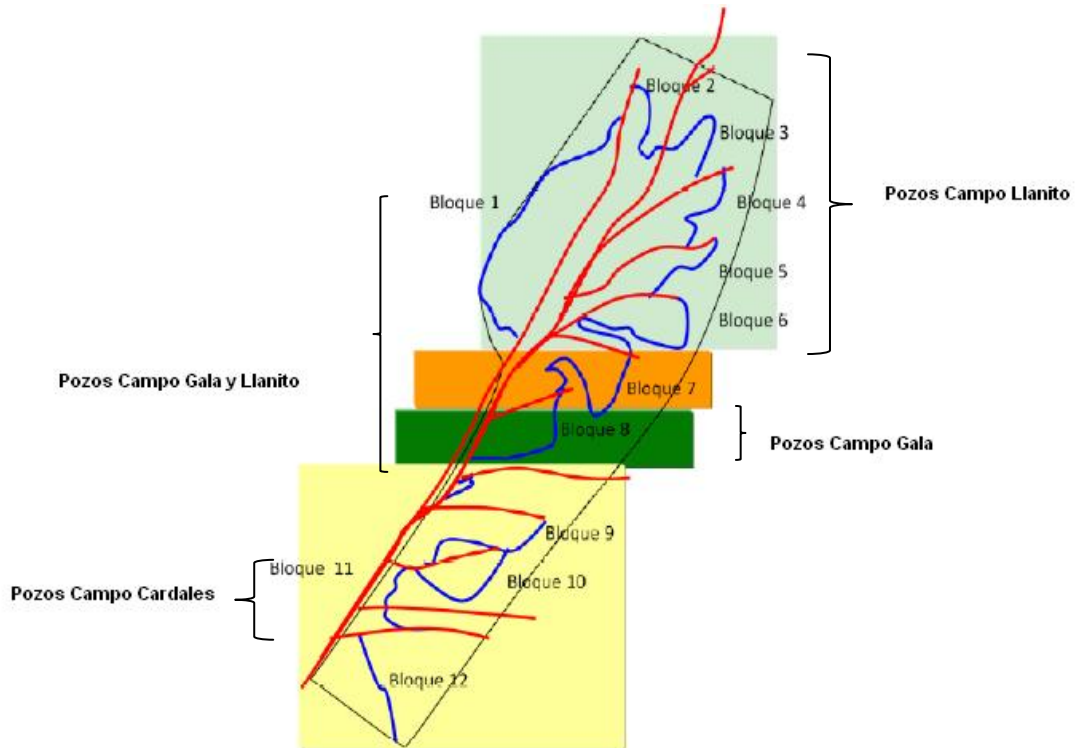
Campo Llanito fue descubierto en la época de los años 60 por la Empresa Colombiana de Petróleos – ECOPETROL, se encuentra localizado en la cuenca del valle medio del Magdalena en el departamento de Santander (al norte de la ciudad de Barrancabermeja), correspondiente a la parte norte de la concesión de mares; limita al norte con el río Sogamoso, al sur con el campo Galán – San Silvestre, al este con la Ciénaga de San Silvestre y al oeste con la Ciénaga de Llanito (ver figura 1).

El campo se ha mantenido en producción alrededor de 49 años, con cerca de 40 millones de barriles de petróleo producidos, su explotación ha sido de tipo primario y tiene como mecanismo de producción gas en solución y empuje parcial de agua. La calidad del crudo del campo varía entre 17° y 21° API y el agua de formación presenta una alta salinidad con un promedio de 28,000 ppm de Cl⁻. Otras características principales del yacimiento son la permeabilidad que oscila entre 150 – 250 mD y una porosidad entre el 15 % - 21 %.

Campo Llanito es un yacimiento con una gran complejidad debido a las características geológicas y petrofísicas, con múltiples contactos agua-aceite y problemas de baja resistividad en las zonas productoras.

En la actualidad el campo presenta algunos problemas de arenamiento en las zonas de interés. Como se mencionaba anteriormente este campo es operado por la Empresa Colombiana de Petróleos – ECOPETROL y hace parte de la Superintendencia de Mares; produce aceite y gas siendo este último no comercial y gran parte es utilizado en campo.

Figura 2. División por bloques del activo Llanito.



Fuente: Ecopetrol S.A – Superintendencia de Mares, 2003.

1.1. GEOLOGÍA DEL CAMPO¹

La estructura que conforma el campo, aparentemente hace parte del anticlinal de Casabe – Galán, dejando ver rasgos estructurales y vínculos geomorfológicos para deducir que tuvieron un mismo origen, de acuerdo con los estudios sísmicos y la interpretación de los registros eléctricos, el campo Llanito se presenta en el subsuelo como un suave levantamiento del Cretáceo Superior, erosionado en su parte central, de tal manera que deja hacia los bordes sedimentos del Cretáceo más reciente.

¹PACHECO, Luz y DUARTE Carlos, S. Selección de pozos pilotos para la implementación del sistema de levantamiento artificial recoil en el campo Llanito. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2009. p. 6-7.

1.1.1. Formación Mugrosa. Tiene un espesor alrededor de 1900 – 2400 pies, está compuesta por areniscas de grano fino, lodolitas y limolitas oscuras; el tope de la formación está marcado por un bloque de lutita de aproximadamente 200 pies de espesor, esta formación se encuentra dividida en 2 zonas:

- **Formación Mugrosa - ZONA B:** Esta zona de la formación mugrosa se caracteriza por presentar una secuencia limo – arcillosa (arenoso – arcilloso) de coloraciones pardas amarillentas a grises, con algunas intercalaciones de arenisca gris verdosa de grano fino. Esta proporción de fracción arenosa aumenta hacia la base de la formación. Presenta un espesor promedio de aproximadamente 1400 pies; siendo una de las unidades de distribución más amplia y constante del Valle Medio del Magdalena.
- **Formación Mugrosa – ZONA C:** Esta zona de la formación está conformada por la parte inferior de la formación mugrosa, representando aproximadamente la tercera parte de ésta. Compuesta de arenisca gris verdosa, con un tamaño de grano de medio a grueso, sub-angular a sub-redondeado, matriz arcillosa, regular a pobre selección, con delgadas intercalaciones de arcillolita gris verdosa, gris oscura, rojiza y presenta un espesor promedio de 550 pies.
- **Formación Colorado - ZONA A:** La principal producción de este campo proviene de esta zona que tiene un espesor aproximado de 2700 pies, las arenas productoras de esta zona empiezan aproximadamente 250 pies por debajo de la “Cira-Shale” hasta los fósiles de Mugrosa. Está constituida por arcillas claras, con intercalaciones de areniscas de grano fino a medio, poco consolidadas, arcillosas y muy friables. Hacia el sur-oeste del campo están los mejores espesores petrolíferos como continuación de la arena casabe.
- **Formación Esmeralda - La Paz - ZONA D:** El espesor aproximado en el área es de 500 pies, hacia la base de la formación es muy característico encontrar

una sección de lutita llamada Toro-Shale con un espesor aproximado de 280, de color crema, silíceo, dura con inclusiones microscópicas de cuarzo hialino; hacia la parte inferior presenta un intervalo de arenisca conglomerática, con importantes manifestaciones de hidrocarburos. En general predominan los sedimentos limo-arcilloso de coloraciones de grises a gris clara.

2. TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN

La estimulación además de mejorar la producción de petróleo de los yacimientos marginales, está adquiriendo cada vez mayor importancia a través del tiempo. Los tratamientos de estimulación también se aplican como medida preventiva para evitar o retardar los problemas relacionados con la productividad, como la producción de arena, el movimiento de finos de la formación y el depósito de elementos orgánicos.²

Existen diferentes razones primordiales por las cuales se debe estimular un pozo:

- La permeabilidad original del yacimiento sea baja de tal manera que el pozo no sea económicamente viable y no pueda producir sin métodos de estimulación.
- Que la región cercana al pozo haya sido dañada y necesite un tratamiento de estimulación para recuperar el daño.

Los diferentes tipos de estimulación se utilizan de acuerdo a las condiciones o necesidades que tenga cada pozo, tales como, mineralogía, tipo de fluidos, y especialmente el tipo de daño.³

En este capítulo se expondrán en forma general las diferentes técnicas de estimulación que han sido empleadas en el área del activo Llanito; en este se trabajaron seis diferentes tipos de estimulaciones:

² IBID. Citado por: ECONOMIDES, MJ Y NOLTE, KG. Reservoir Stimulation. Inglaterra; John Wiley & Sons Ltd, 2000.

³ CABEZA, Janice, M y PUELLO, Sandra, R. Evaluación técnico-económica del resultado de las estimulaciones realizadas en el desarrollo del activo Llanito Ecopetrol S.A. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2011. p. 27-28.

- 1 Estimulación mediante fracturamiento hidráulico
- 2 Estimulación con modificadores de permeabilidad relativa
- 3 Estimulación sónica
- 4 Estimulación orgánica
- 5 Estimulación ácida
- 6 Estimulación mediante inyección CO₂

2.1. ESTIMULACIÓN MEDIANTE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico se describe como el proceso en el cual una presión ejercida sobre un fluido es transmitida a la roca del yacimiento incrementando considerablemente los conductos hasta crear un amplio camino. Si se continúa aplicando presión, se romperá la roca y se extenderá la fractura generada creando un gran canal que facilitará posteriormente el flujo del fluido del yacimiento al pozo.

El fluido usado para este fin se conoce como fluido fracturante, cuando se suprime la presión del fluido, el canal generado tratará de cerrarse debido al peso de los estratos superiores; por tanto se agrega un agente sustentador al fluido fracturante para que mantenga y no permita el cierre total de la fractura creada. Si permanece abierta la fractura se logra un mayor potencial de flujo, el cual aumenta la producción. Los fluidos fracturantes usados pueden variar desde newtonianos como el agua, el aceite o ácidos a fluidos no newtonianos, los cuales se hacen con aditivos químicos agregados al fluido base del tratamiento a emplearse.

2.1.1. ¿Cuándo fracturar? Para obtener mayores beneficios es necesario saber en qué momento fracturar. Si se fractura un pozo que tiene tasas de producción altas será antieconómico para la compañía operadora. Hasta tanto la producción del pozo no decline por debajo de los valores aceptables, las fracturas creadas hidráulicamente no ayudaran al operador a recuperar la inversión realizada. Por tal motivo fracturar cuando comienza el declive de la producción de un pozo tiene mayor resultado en la producción de hidrocarburos antes de llegar al límite económico.

2.1.2. Posibles candidatos para realizar un tratamiento de fracturamiento hidráulico. Antes de que un pozo se seleccione para fracturar debe determinarse si el yacimiento contiene suficiente fluido in-situ, adecuados gradientes de potencial para permitir el movimiento de los fluidos y una presión de formación disponible para producir los fluidos del pozo. Existen algunos factores que posiblemente hacen que la productividad de un pozo disminuya y sean buenos candidatos para fracturar; entre esos factores encontramos:

- Formaciones de baja permeabilidad
- Reducción de la presión del yacimiento
- Disminución de la permeabilidad en la cara del pozo.

2.1.3. Procedimiento generalizado del fracturamiento hidráulico. Las pruebas y procesos previos al fracturamiento hidráulico son base para el posterior diseño, así como para la óptima ejecución de la estimulación como:

- Limpieza de tubería (Pickling)
- Tratamiento orgánico
- StepRateTest
- StepDownTest

- Minifrac.

Figura 3. Fracturamiento hidráulico.



Fuente: <http://www.slb.com>.

2.1.4. Modelamiento. Una vez adquirida la información necesaria, se procede a realizar el diseño del tratamiento que genere las condiciones de fractura deseadas, generalmente el diseño de dichos tratamiento se realiza mediante programas de simulación, los cuales permiten llevar a cabo tanto el diseño como el análisis del tratamiento⁴. En la figura 3 se presentan los equipos movilizadas al momento de implementar el fracturamiento hidráulico.

2.2. ESTIMULACIÓN CON MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA

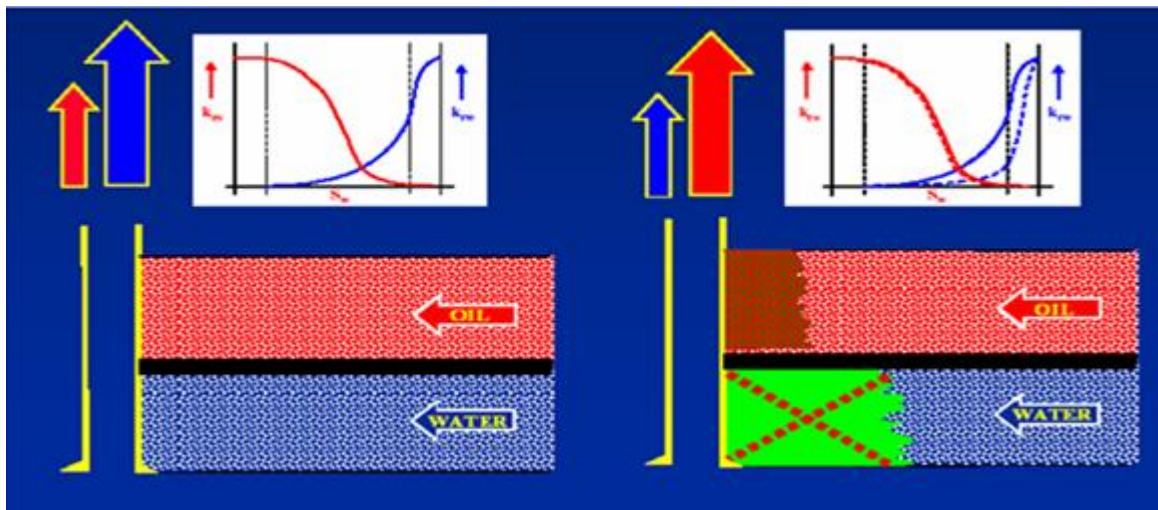
Son sistemas de polímeros de carácter hidrofílico solubles en agua. Estos polímeros una vez hidratados, producen largas cadenas que se adhieren a la roca

⁴ ECONOMIDES, M. Nolte, Kenneth. Reservoir Stimulation, Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1989.

ocupando parte del volumen poroso disponible al flujo y debido a su carácter hidrofílico, tienden a tener mayor preferencia hacia el agua que al aceite y por tanto ejercerán sobre el flujo de agua una resistencia adicional al flujo, sin afectar significativamente el flujo de aceite.

Por otro lado, el agua fluye por las zonas más cercanas a la pared del poro, estando en contacto permanente con el modificador de permeabilidad relativa que fue anteriormente adsorbido por la roca, de esta forma se asegura que el tratamiento de carácter hidrofílico ejerza una fuerza de resistencia adicional al flujo de agua a través del medio poroso sin afectar de sobre manera el patrón de flujo que el aceite ejerce desde el yacimiento hasta el fondo del pozo desde las zonas no alcanzadas por el tratamiento (ver figura 4). Básicamente es un fluido que cuando es inyectado a la zona en el yacimiento reducirá la permeabilidad relativa al agua más que al petróleo.

Figura 4. Modificadores de permeabilidad relativa (RPM).



Fuente: RODRÍGUEZ, Eusebio J; BAHAMON, Jorge P; CASTILLO, Rubén D. Procesos eficientes para la estimulación de pozos nivel básico versión 1.0. Ecopetrol S.A. Barrancabermeja, Mayo de 2011. p.204.

2.2.1. Tipos de polímeros. Los polímeros utilizados en este tipo de tratamientos son polímeros de alto peso molecular y soluble en agua en concentraciones diluidas (ppm) que incrementan la viscosidad del agua significativamente. Dos tipos de polímeros son comúnmente usados para el control de la movilidad en inyecciones de agua: Poliacrilamida parcialmente hidrolizada y Biopolímeros xanthan.

2.2.2. Tipos de polímeros. Los polímeros utilizados en este tipo de tratamientos son polímeros de alto peso molecular y soluble en agua en concentraciones diluidas (ppm) que incrementan la viscosidad del agua significativamente. Dos tipos de polímeros son comúnmente usados para el control de la movilidad en inyecciones de agua: Poliacrilamida parcialmente hidrolizada y Biopolímeros xanthan.

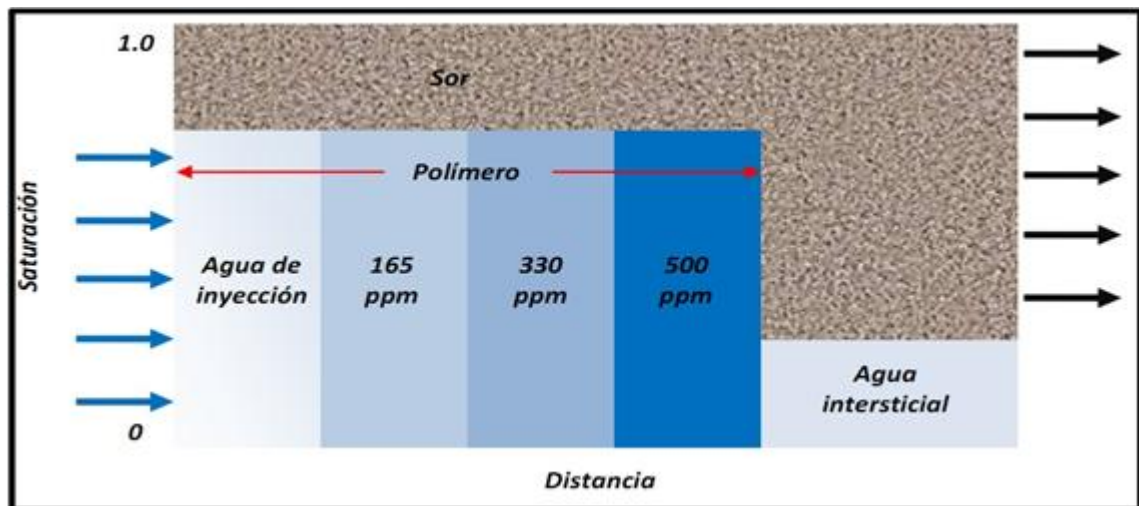
2.2.3. Descripción del proceso. Este proceso de inyección de geles y polímeros es sencillo, se da en tres etapas:

- El polímero es inyectado continuamente a una concentración inicial por un periodo limitado.
- Se reduce la concentración del polímero sistemáticamente con la cantidad de volumen inyectado, puesto que es el método más efectivo con respecto a costos.
- Luego de que la cantidad suficiente de polímero ha sido inyectado, el bache de polímero es desplazado a través del yacimiento mediante la inyección de agua.

La selección del polímero, su concentración, el volumen y el método de reducción de la concentración se determina de datos obtenidos en laboratorio y simulando la inyección de polímero con modelos computacionales.

En una primera etapa el polímero inyectado puede contener aproximadamente 500 ppm, luego de cierto tiempo se inyecta un polímero de menor cantidad al anterior (330ppm), finalmente se inyecta una última cantidad de polímero (165 ppm). El bache del polímero inyectado se desplaza mediante la inyección de agua. El Esquema que muestra el resultado del proceso es el mostrado en la gráfica 5.

Figura 5. Esquema de inyección continua de polímero.



Fuente: CABEZA, Janice, M y PUELLO, Sandra, R. Evaluación técnico-económica del resultado de las estimulaciones realizadas en el desarrollo del activo Llanito Ecopetrol S.A. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2011. p. 57.

2.2.4. Parámetros de diseño y operación. Existen diversos parámetros a tener en cuenta a la hora de llevar a cabo la operación de inyección de modificadores de permeabilidad en campo, como lo son la rata y volumen de inyección, la concentración polimérica, la presión de inyección y la caída de presión en el pozo.

La rata de inyección, concentración polimérica, presión de inyección y caída de presión en los pozos, son parámetros que ya fueron determinadas para el piloto llevado a cabo en Llanito.⁵

2.3. ESTIMULACIÓN SÓNICA

La tecnología de acción acústica permite aumentar en teoría desde un 10% a un 80% la producción de gas, petróleo y condensados en pozos productores, a través de la transformación de las zonas productoras taponadas de baja permeabilidad.

Este tipo de estimulación está basado en la utilización de ondas ultrasónicas de alta frecuencia, la cual ha sido patentada, siendo absolutamente ecológica, con altos efectos positivos y bajos gastos de energía. Una de las principales ventajas de esta tecnología es que su aplicación no impide detener la producción de rutina del pozo; el tiempo del efecto de aumento de producción es de 6 meses o más, dependiendo de las características geológicas, de la profundidad, estado mecánico del pozo y demás, el trabajo se realiza aproximadamente entre 4 – 8 horas.

2.3.1. Descripción de la tecnología. El principal factor que influye en el aumento de la producción de petróleos es el proceso de cavitación, la cavitación acústica surge del paso de la onda acústica de gran intensidad, se diferencia de la cavitación hidráulica en que las fuertes depresiones locales en el líquido se producen a altas velocidades en la corriente.

Durante el semi-ciclo de descompresión en la onda acústica de gran intensidad surgen burbujas de cavidad, las cuales se reinventan justamente después del

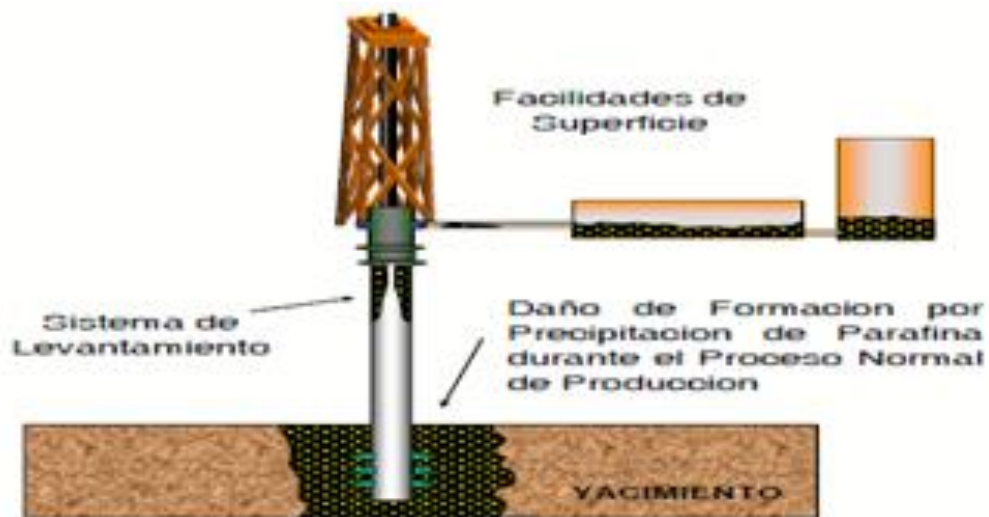
⁵Resumido y traducido de GREEN, Don y WILLHITE, G. Paul. Enhanced Oil Recovery. Richardson, Texas: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1998. P. 100.

paso a la región de alta presión, conllevan al surgimiento de fuertes perturbaciones hidrodinámicas en el líquido a una intensa irradiación de ondas acústicas, lo cual produce la destrucción de las superficies de los cuerpos sólidos orgánicos e inorgánicos reductores de la permeabilidad y que tienen frontera con el líquido de cavitación.⁶

2.4. ESTIMULACIÓN ORGÁNICA

La productividad de los pozos se ve afectada muchas veces por depósitos orgánicos ya que estos pueden generar graves obstrucciones al flujo en el sistema poroso de la formación e incluso en la tubería de producción (ver figura 6).⁷

Figura 6. Esquema de sitios potenciales de precipitación.



Fuente: Control y manejo de parafinas, ICP 2008.

⁶ Tomado y modificado de CABEZA, Janice, M y PUELLO, Sandra, R. Evaluación técnico-económica del resultado de las estimulaciones realizadas en el desarrollo del activo Llanito Ecopetrol S.A. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2011. p. 57-58.

⁷ Tomado de BONILLA, Fabián, S. Desarrollo y evaluación de programa de estimulación a partir de análisis de daño a la formación para el campo guando. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2011. p. 108.

Los tratamientos de tipo orgánico son realizados en base a solventes aromáticos o alifáticos y funcionan como agentes de limpieza en la región cercana a la cara de la formación, atacando los problemas relacionados con las fuerzas capilares de la formación como bloqueos de agua, emulsiones o alteraciones de la mojabilidad. En este tipo de estimulaciones, los fluidos utilizados son generalmente soluciones oleosas u acuosas con alcoholes o solventes mutuales, surfactantes y otros aditivos afines.

Los ácidos orgánicos (acético, y fórmico) disuelven materiales de carbonato de la misma manera como el HCL pero a una velocidad mucho más lenta. Estos son usados en pozos de alta temperatura (superiores a 250 °F), o en tuberías con una alta aleación (316 acero inoxidable con una capa de revestimiento), donde no pueden presentarse altas ratas de corrosión, que podrían presentarse normalmente con la utilización de un ácido como HCL, incluso con su aditivo inhibidor de corrosión.

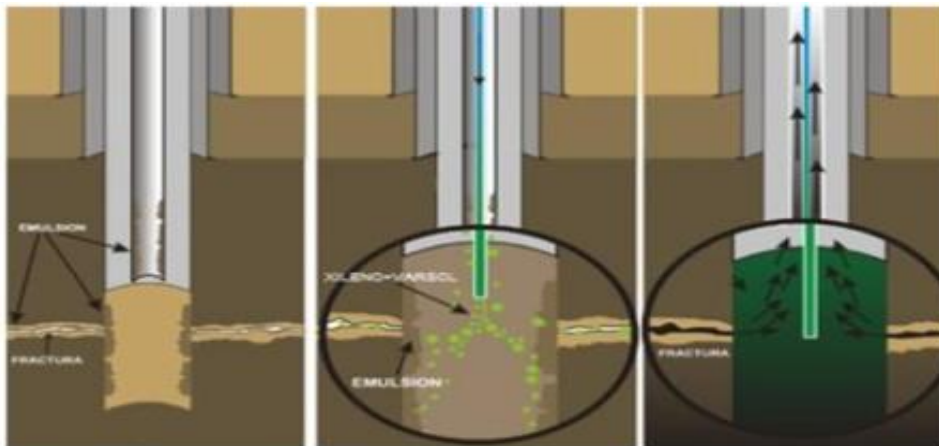
Las lentas tasas de reacción también permiten el uso de ácidos para conseguir una profunda penetración en los carbonatos, donde el HCL puede dispersarse rápidamente en las regiones aledañas al pozo. La máxima concentración de ácido fórmico en campo es del 15% de lo contrario el calcio insoluble formaría precipitados. Igualmente el ácido acético nunca es usado en concentraciones mayores a 10%, puesto que se precipitaría acetato de calcio.

Los solventes mutuales son más efectivos que la mayoría de agentes activadores de superficie en el control de la mojabilidad, previniendo emulsiones y reduciendo el taponamiento de partículas.⁸

⁸ Tomado y modificado de CABEZA, Janice, M y PUELLO, Sandra, R. Evaluación técnico-económica del resultado de las estimulaciones realizadas en el desarrollo del activo Llanito Ecopetrol S.A. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2011. p. 45-46.

- **Diseño de un tratamiento de estimulación orgánica.** Las características del crudo producido, definen los tipos de fluidos a utilizar. Típicamente, la concentración matricial se define mediante pruebas de solubilidad, compatibilidad y detergencia entre los fluidos. Los crudos con alto índice de inestabilidad coloidal, que tiene potencial para la precipitación de componentes asfaltenicos y ceras del petróleo, deben ser tenidos en cuenta ya que este tipo de depósitos son insolubles en solventes orgánicos de cadena lineal tales como keroseno, gasolina, diesel, y ligeramente solubles en solventes aromáticos como el tolueno o xileno.
- **Fluidos de pre-flujo y desplazamiento.** La secuencia típica o tren de estimulación orgánica en pozos productores incluye una etapa principal con un solvente o mezcla de solvente orgánicos, una etapa inicial y una etapa de desplazamiento. Los fluidos de pre flujo y desplazamiento para pozos productores de aceite son típicamente crudos tratados con surfactantes y solventes mutuales adecuados, en la figura 7 se presenta las etapas de la estimulación orgánica.

Figura7.Etapas de estimulación orgánica



Fuente: Elaborada por los autores a partir de GEO ESTRATOS, S.A. C.V. Estudios de Ingeniería y subsuelo.

2.5. ESTIMULACIÓN ÁCIDA

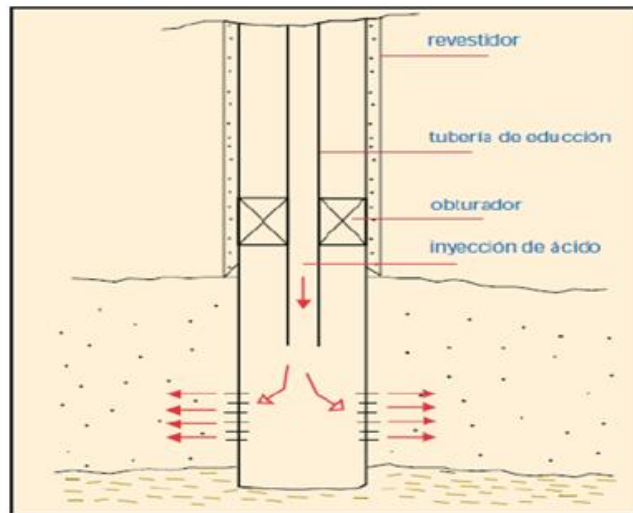
Una de las formas de estimular un pozo consiste en la inyección de un fluido ácido en la formación, ese fluido se determina con un estudio previo de las condiciones del pozo. Lo que se busca con la acidificación es disolver con el ácido clorhídrico (HCL) en solución de 15%, el carbonato de calcio (CaCO₃, caliza) presente en algunas rocas petrolíferas, al disolver la caliza se forman canales de flujo preferencial en el estrato acidificado.



Los productos de la reacción son cloruro de calcio, agua y dióxido de carbono, la cantidad de ácido requerido para realizar la operación al igual que en las otras técnicas depende del volumen de la roca y las propiedades de la misma, las cuales son obtenidas por ensayos de laboratorio en ripios, corazones, así como de operaciones y experiencias anteriores en el área de trabajo. Con el pasar de los años y la creciente demanda de operaciones de estimulación las técnicas de acidificación han evolucionado en todos los aspectos, así como los análisis y pruebas de laboratorio para determinar las características físicas y químicas de la roca, con el fin de conocer las reacciones de los fluidos ácidos inyectables y las rocas, además de los inhibidores y aditivos que permiten disminuir el carácter corrosivo de los ácidos clorhídrico y fórmicos en las tuberías y en los quipos de acidificación.

A continuación en la figura 8 se representa los elementos requeridos para estimular el pozo mediante la inyección de ácido.

Figura 8. Disposición de elementos requeridos para estimular el pozo mediante la inyección de ácidos.



Fuente: Halliburton, Manual introducción a la estimulación. 2001.

Entre los tipos de fluidos de acidificación se pueden dividir como:

- Puros
- Concentrados
- Diluidos
- Gelatinosos

Entre los factores más importantes que se evalúan son la viscosidad, densidad, temperatura, penetración y celeridad o amortiguación de la reacción con el fin de obtener el mejor resultado en la acidificación.

2.6. ESTIMULACIÓN MEDIANTE INYECCIÓN DE CO₂

El uso de dióxido de carbono como un agente de recobro en yacimientos de petróleo se ha investigado por muchos años, estableciéndose que puede incrementar en forma considerable el factor de recobro.

La recuperación mejorada de aceite con CO₂ se obtiene como:

- Inyección de CO₂ líquido cuando el yacimiento está por debajo de 87,8 °F.
- Inyección de CO₂ gaseoso cuando la temperatura del yacimiento está por encima de 87,8 °F.

De acuerdo con Berilgen H.⁹ el “CO₂ gaseoso” es considerablemente más soluble en hidrocarburos que en agua. La solubilidad de un gas incrementa al aumentar la presión y disminuye cuando se aumenta la temperatura. Los sistemas CO₂(gaseoso) y petróleo (líquido) siguen bastante bien estas leyes generales de las soluciones. Cuando se disuelve CO₂ en el petróleo se reduce la viscosidad de éste, en proporción a la cantidad de CO₂ disuelto. Esta reducción de la viscosidad incrementa la razón de movilidad del aceite en el yacimiento, lo cual aumenta el recobro último del aceite.

La solubilidad del “CO₂ líquido” en el petróleo, no es afectada por la presión, mientras que, incrementa con el aumento de la temperatura. Esto indica que la máxima solubilidad del CO₂ líquido en el aceite se puede obtener a la más alta temperatura a la cual el CO₂ se encuentra todavía en estado líquido. Esta temperatura, por supuesto, es la temperatura crítica del CO₂, la cual es 87,8 °F. Si se aumenta la temperatura por encima de este valor manteniendo la presión constante, el CO₂ es gaseoso y al seguir aumentando la temperatura se invierte el proceso, disminuyendo la solubilidad del CO₂ gaseoso en el petróleo.

2.6.1. Efectos del CO₂ en inyección. El CO₂ se comporta de la siguiente forma:

- Promueve el hinchamiento del aceite.
- Reduce la viscosidad del aceite.

⁹Tomado y traducido de: BERILGEN, Hulusi D. Enhanced recovery methods in petroleum production. Betchtel, October, 1980. Chap 5.

- Incrementa la densidad del aceite.
- Es soluble en el agua.
- Ejerce un efecto ácido sobre la roca.
- Puede vaporizar y extraer porciones livianas del aceite crudo.
- Es transportado cromatográficamente a través de la roca porosa.

La alta solubilidad del CO₂ en el aceite causa hinchamiento del mismo. El hinchamiento del aceite ayuda a mejorar el factor de recobro permitiendo dejar una menor saturación de aceite en el yacimiento.

Una gran reducción de la viscosidad del aceite crudo ocurre a medida que es saturado con CO₂ a presiones crecientes, conforme el CO₂ entra en solución en el aceite, se genera una liberación de livianos que se traduce en un incremento de la densidad del aceite.

La reducción de la viscosidad de un crudo depende de la presión de saturación del CO₂ a la cual se desarrolla el proceso. Para cualquier presión de saturación la reducción de la viscosidad es grande, comparándola con la alta viscosidad del aceite original. Para una misma presión de saturación hay una mayor reducción en la relación de viscosidades - viscosidad de la mezcla crudo CO₂ [μm] a la viscosidad del crudo original [μo] - para los crudos más pesados.

La efectividad del mecanismo de reducción de viscosidad:

- La habilidad de la difusión del CO₂ en el petróleo.
- La rata de absorción del petróleo.
- La eficiencia de la inyección del CO₂ para contactar el petróleo.

Las variables importantes para la aplicación de este proceso son:

- Volumen total de CO₂ inyectado

- Tiempo de remojo y rata de producción
- Composición del gas inyectado
- Heterogeneidades del yacimiento

2.6.2. Miscibilidad y mecanismos de desplazamiento. El desplazamiento inmiscible ocurre cuando el CO₂ se inyecta a una presión inferior a la mínima presión de miscibilidad. Por lo regular en petróleos con baja gravedad api (medianos – pesados). La inyección de gas a alta presión es un proceso miscible, que significa que el gas inyectado se mezclará con el petróleo del yacimiento para formar una fase homogénea simple. Al inyectar CO₂ se puede tener diferentes mecanismos de desplazamiento de acuerdo a la miscibilidad. Entre los diferentes mecanismos involucrados en el desplazamiento de aceite por dióxido de carbono incluyen:

2.6.2.1. Empuje por gas en solución. Así como el CO₂ es un gas que puede solubilizarse en el aceite a medida que se incrementa la presión, este puede liberarse con la reducción de la misma. Al inyectar en el yacimiento un volumen de CO₂ a alta presión, permitirá una solubilización acelerada en aceite y posteriormente al generarse caída de presión en el pozo productor se logrará su liberación.

La disminución de la solubilidad del CO₂ es acompañada por una liberación de energía interna en el yacimiento que permite recuperar parte del aceite remanente.

2.6.2.2. Empuje por gas en solución. Así como el CO₂ es un gas que puede solubilizarse en el aceite a medida que se incrementa la presión, este puede liberarse con la reducción de la misma. Al inyectar en el yacimiento un volumen de CO₂ a alta presión, permitirá una solubilización acelerada en aceite y posteriormente al generarse caída de presión en el pozo productor se logrará su liberación. La disminución de la solubilidad del CO₂ es acompañada por una

liberación de energía interna en el yacimiento que permite recuperar parte del aceite remanente.

2.6.2.3. Empuje con CO₂ inmiscible. La invasión inmiscible con CO₂ para un aceite moderadamente pesado es un método de recobro bien conocido para yacimientos marginales, con bajos espesores; los cuales son pocos viables para procesos de recobro térmico. Básicamente hay cuatro procesos inmiscibles diferentes con el dióxido de carbono que pueden ser usados para recuperar aceite pesado: inyección continua de dióxido de carbono – miscible o inmiscible -, inyección de un tapón de CO₂, inyección de tapones alternos de CO₂ y agua, inyección simultánea de CO₂ y agua.

2.6.2.4. Inyección continua de CO₂. En este proceso, el dióxido de carbono es inyectado continuamente hasta que una máxima relación dióxido de carbono – aceite producido se alcance, lo cual está determinado por el límite económico del proyecto. La aplicación de este método es limitada debido a la falta de control de la movilidad y el drenaje gravitacional.

2.6.2.5. Inyección de un tapón de CO₂. El tapón de dióxido de carbono es inyectado por inyección continua seguidamente por agua con el fin de empujar el CO₂ a través del yacimiento. Rojas y Farooq Ali. Reportaron rápida ruptura de dióxido de carbono debida a la digitación y a una marcada influencia de la tasa de inyección sobre el proceso. La recuperación durante la inyección de la fase gaseosa disminuye con un aumento en la tasa de inyección de CO₂ y se incrementa durante la inyección.

2.6.2.6. Inyección de tapones alternos de CO₂ y agua. Los tapones de dióxido de carbono y agua son inyectados hasta que el volumen deseado de CO₂ ha sido alcanzado, el proceso es seguido por una inyección continua. La razón WAG es la relación del volumen total de agua inyectada al volumen total de CO₂ inyectado a condiciones de yacimiento. Varios investigadores han encontrado que la relación WAG del proceso, progresivamente reduce la razón de movilidad y promueve una distribución más uniforme del CO₂ a través del yacimiento. Este proceso es económicamente más favorable y recupera más aceite que los anteriormente citados.

2.6.2.7. Inyección simultánea de CO₂ y agua. A pesar de ser el proceso con mayor factor de recobro relativo a empuje de CO₂ inmisible, presenta problemas tales como: altos costos de completamiento y operación para sistemas de inyección dual, y corrosión de las facilidades de inyección debida a la naturaleza ácida del sistema dióxido de carbono-agua.

2.6.2.8. Empuje miscible Hidrocarburo – CO₂. El CO₂ y los hidrocarburos livianos son completamente miscibles a presiones relativamente bajas, haciendo posible llevar a cabo un desplazamiento miscible usando un bache de hidrocarburo de bajo peso molecular que preceda la invasión con CO₂.

Esta técnica fue ensayada en un piloto del campo Bradford usando un bache de gasolina equivalente al 8% del volumen poroso seguido por un tapón del 15% del volumen poroso y culminando el proceso con la inyección de agua.

El proceso no fue exitoso puesto que la gasolina no desplazó eficientemente al aceite y lo diluyó. Lo anterior generó la canalización del CO₂ a través de las zonas de aceite diluido que conllevó a un factor de recobro terciario muy bajo.

2.6.2.9. Empuje miscible dinámico. El CO₂ vaporiza o extrae hidrocarburos del aceite de yacimiento hasta que una cantidad suficiente de estos hidrocarburos existe en el frente de desplazamiento, lográndose que el aceite sea desplazado misciblemente.

En este punto, el mecanismo de vaporización se detiene hasta que el frente miscible que ha sido desarrollado sea interrumpido por el mecanismo de dispersión. Cuando la miscibilidad deja de existir, la vaporización otra vez toma lugar restableciendo la miscibilidad.

A continuación se mostrará en la tabla 1 los pozos del campo Llanito que han sido estimulados, clasificándolos de acuerdo al tipo de estimulación, producción incremental y costo del tratamiento.

Tabla 1. Resultados de las campañas de estimulación realizadas en campo Llanito.

TIPOS DE ESTIMULACIÓN	No POZOS	BARRILES INCREMENTALES (BPD)	COSTO (U\$)
Estimulación ácida	12	32554,4	293572
Estimulación orgánica	4	637	256708
Estimulación sónica	1	0	375316
Estimulación mediante inyección de CO ₂	1	125	192963
Estimulación con modificadores de permeabilidad	2	0	363572
Estimulación mediante fracturamiento hidráulico	11	280253	581370

Fuente: Elaborado por los autores. Basados en; CABEZA, Janice, M y PUELLO, Sandra, R. Evaluación técnico-económica del resultado de las

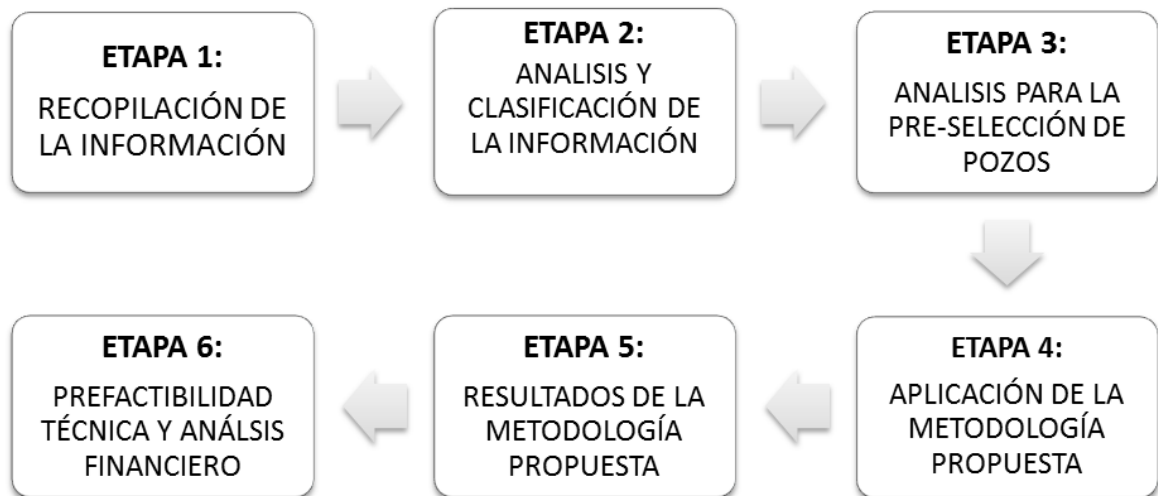
estimulaciones realizadas en el desarrollo del activo Llanito Ecopetrol S.A. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2011. p. 255-260.

En base a los resultados obtenidos en el proyecto "*Evaluación Técnico-económica del resultado de las estimulaciones realizadas en el desarrollo del Activo Llanito Ecopetrol S.A*" mostrados en la tabla 1 se concluyó que los tratamientos de estimulación más efectivos en cuanto a su producción incremental en campo Llanito fueron los tratamientos con estimulación ácida y estimulación mediante fracturamiento hidráulico. Este último fue implementado en 2008 mientras que el de estimulación acida de acuerdo a la tesis mencionada, se realizó en 1984. Por consiguiente se tomará como referente la estimulación mediante fracturamiento hidráulico para desarrollar la pre-factibilidad técnica y el análisis financiero debido a que es el trabajo estimulación más reciente y genera el mayor aumento en recuperación de crudo.

3. METODOLOGIA DEL PROYECTO

Para llevar a cabo este proyecto se siguió una metodología compuesta por seis (6) etapas o fases, mostradas a continuación:

Figura 9. Metodología de proyecto.



Fuente: Elaborado por los autores. Basados en crear etapas que permitan mostrar de manera clara el desarrollo de este proyecto

3.1. ETAPA 1: RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

De acuerdo a la información suministrada por ECOPETROL S.A, se recopilaron datos para 56 pozos como; Caudales, presiones, estados mecánicos, registros petrofísicos, surveys, entre otros, para luego proceder a hacer una clasificación y así definir los parámetros base.

3.2. ETAPA 2: ANÁLISIS Y CLASIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Inicialmente se contaba con 56 pozos de los cuales 16 fueron descartados por falta de información, de estos últimos se encontró ausencia de registros petrofísicos, estados mecánicos, surveys, entre otros, como se observa en la siguiente tabla:

Tabla 2. Datos faltantes suministrados por ECOPETROL S.A.

ITEM	POZOS LLANITO DESCARTADOS	INFORMACIÓN FALTANTE
1	9	Registro Petrofísico
2	11	Registro Petrofísico
3	18	Registro Petrofísico
4	21	Registro Petrofísico
5	23	Registro Petrofísico
6	25	Datos de Sw
7	29	Registro Petrofísico
8	36	Registro Petrofísico
9	39	Registro Petrofísico
10	69	Registro Petrofísico
11	81	Estado mecánico
12	86	No aparece en DINASON
13	94	Datos de Survey
14	101	Estado mecánico
15	125	Registro Petrofísico
16	134	Datos de Producción

Fuente. Elaborado por los autores. Basados en el análisis de la información suministrada por ECOPETROL S.A.

Una vez clasificada la información, se realizó un análisis determinando los parámetros para la selección de los pozos teniendo en cuenta las características de los tratamientos de estimulación que pueden ser aplicados. Los parámetros serán; Índice de productividad, permeabilidad efectiva, producción y daño de cada uno de los pozos. Al contar con la información anterior, se simula una corrección del daño utilizando el programa WellFlo habiendo aplicado el tratamiento de estimulación.

3.3. ETAPA 3: ANÁLISIS PARA LA PRE-SELECCIÓN DE POZOS

Este trabajo se centró en un análisis integrado en donde se selecciona adecuadamente los pozos candidatos a una posible implementación de un tratamiento de estimulación en el campo Llanito, con base en un análisis de producción utilizando un software comercial llamado WellFlo, el cual involucra para construir un comportamiento IPR, variables como; daño, índice de productividad, permeabilidad efectiva, caudal, entre otras.

Para la utilización de las variables en mención, se parte del análisis de la información de los 40 pozos (que contaron con la información completa) cuya importancia radica en:

- Daño (Skin). Al cuantificar este parámetro se pueden buscar alternativas para su reducción y así minimizar el impacto en la producción del pozo. Para hallar el daño fueron necesarios datos de PVT y con la ayuda del SOFTWARE WELLFLO 3.8.7 se encuentra el daño de cada uno de los 40 pozos del campo Llanito. WellFlo 3.8.7 es un software comercial utilizado por Ecopetrol S.A para los trabajos de estimulación en el Activo Llanito, que permite modelar el comportamiento productivo de un pozo involucrando variables como características petrofísicas, presión y temperatura del yacimiento, gravedad API y propiedades PVT de los fluidos entre otros.

- Índice de Productividad (IP). Para este estudio es importante porque refleja las condiciones en las que se encuentra el pozo respecto al daño. Este índice fue calculado con la información suministrada como lo son caudales; presiones, niveles de fluido, etc; utilizando el método de Vogel – Darcy, debido a que los pozos del activo Llanito son sub-saturados y con presiones dinámicas que trabajan por debajo del punto de burbuja, por eso se decidió trabajar con este método porque es el que mejor modela el comportamiento de los yacimientos que están en esas condiciones.
- Caudal (Q). Este parámetro es de gran ayuda ya que al presentarse una disminución en este, representa la existencia de un posible daño en el pozo. De la base de datos suministrada por Ecopetrol S.A se tomaron los valores de producción más recientes de cada pozo asociado a un valor de P_{wf} (Psi). Los valores de P_{wf} (Psi) corresponden a la misma fecha en que se tomaron dichos caudales.
- Permeabilidad Efectiva (K_o). Es un factor importante al momento de decidir el trabajo de estimulación más adecuado para el pozo, porque este indica el movimiento de fluidos y su repercusión en la producción. Los valores de permeabilidad efectiva son calculados a partir de los registros petrofísicos realizando promedios geométricos y aritméticos.

El parámetro que se tiene en cuenta para la preselección de los pozos es el **daño**, ya que el cálculo de este involucra el caudal, el índice de productividad y la permeabilidad efectiva.

3.4. ETAPA 4: APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA

Como resultado del análisis realizado y expuesto en la etapa anterior, se preseleccionan 7 pozos, que son los que cumplen con el parámetro **daño** de acuerdo al valor mínimo planteado. A estos se les compara las otras variables a

través de las gráficas de, daño (s) vs índice de productividad (IP) y permeabilidad efectiva (K_o) vs caudal (Q), en las cuales se visualizan los escenarios establecidos en la metodología para seleccionar los pozos candidatos para realizar el trabajo de estimulación mediante fracturamiento hidráulico. Se tomó como caso base el pozo Llanito 120 (perteneciente al grupo de pre-seleccionados), con el que se ilustra el procedimiento paso a paso realizado a todos los pozos.

3.5. ETAPA 5: RESULTADOS DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA

En esta etapa se presentan los resultados generados al aplicar la metodología propuesta, en el pozo considerado como el mejor candidato para realizar el trabajo de estimulación.

3.6. ETAPA 6: PREFACTIBILIDAD TÉCNICA Y ANÁLISIS FINANCIERO

En esta etapa se hace un estudio de la factibilidad técnica para el caso de realizar el trabajo de estimulación mediante fracturamiento hidráulico al pozo que se obtuvo como resultado en la metodología propuesta y la relación con los costos que este implica.

4. ANÁLISIS PARA LA PRE-SELECCIÓN DE POZOS

4.1. PARÁMETROS DE SELECCIÓN

Luego de haber calculado los parámetros; daño(S), índice de productividad (IP), caudal (Q) y permeabilidad efectiva (Ko), se procede a escoger los pozos en primera instancia con daño mayor a 2 siendo los valores mayores a este, representativos al fracturar hidráulicamente un pozo. En la tabla 3 se muestran los resultados.

Tabla 3. Resultado aplicación primer parámetro S>2.

ITEM	POZOS LLANITO	DAÑO (S)
1	44	1,223
2	45	3,680
3	75	1.321
4	77	2,320
5	84	0,367
6	91	1,697
7	93	0,478
8	95	1,364
9	97	1,865
10	98	1,471
11	99	0,698
12	102	0,945
13	103	1,589
14	104	1,254
15	105	1,658
16	107	0,283
17	108	0,923
18	109	13,45
19	111	1,633
20	112	1,500
21	113	9,063
22	114	0,925
23	115	0,217
24	116	1,692

ITEM	POZOS LLANITO	DAÑO (S)
25	117	8,340
26	118	0,653
ITEM	POZOS LLANITO	DAÑO (S)
27	119	1,649
28	120	11,22
29	121	0,646
30	122	1,581
31	123	0,702
32	124	1,232
33	126	1,468
34	127	0,400
35	128	0,691
36	129	11,92
37	130	0,397
38	131	1,622
39	132	0,846
40	133	0,761

Fuente: Elaborado por los autores. Basados en los resultados obtenidos en el software WellFlo al cuantificar el daño.

Al aplicar este primer filtro se preseleccionan solo 7 pozos que se tendrán en cuenta para definir y aplicar la metodología de selección de pozos candidatos a fracturamiento hidráulico. Estos pozos se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 4. Resultados pozos pre-seleccionados.

POZO LLANITO	PRODUCTIVITY INDEX	ABS. OPEN FLOW	DAÑO ACTUAL	PERMEABILIDAD EFECTIVA	CAUDAL
	J (STB/day/psi)	AOF (STB/day)	(S)	Ko (mD)	(STB/day)
45	0,610	186	3,680	106	130
77	0,250	213	2,320	89	110
109	0,042	32,6	13,45	64,71	32
113	0,548	513,3	9,063	93,12	422
117	0,532	537,3	8,340	22,77	38,4
120	0,0799	59,4	11,22	41,161	52
129	0,166	326,4	11,920	76,25	238,67

Fuente: Elaborado por los autores. Basados en los resultados obtenidos en el software WellFlo para cuantificar el daño.

Luego de haber calculado los parámetros; daño(S), índice de productividad (IP), caudal (Q) y permeabilidad efectiva (Ko), se define una metodología que consiste en plantear varios escenarios posibles para la selección de los pozos candidatos a tratamientos de estimulación, teniendo en cuenta aquellos pozos que cumplan con los criterios mencionados en la tabla 5, justificados en la tabla 6:

Tabla 5. Criterios de selección de cada parámetro

PARAMETROS MINIMOS DE SELECCIÓN	
Daño (S)	Mayor a 2
Índice de Productividad (IP)	Mayor a 0.02 STB/día/psi
Caudal (Q)	Mayor a 25 Bbl/día
Permeabilidad Efectiva (Ko)	Mayor a 15 mD

Fuente:Elaborado por los autores.Basados en;RICO, Naydu, S. Estudio de prefactibilidad para la implementación del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible con cavidades progresivas (ESPCP) en un campo de Ecopetrol S.A. Febrero 27 de 2012.

Tabla 6. Justificación de los parámetros mínimos de selección.

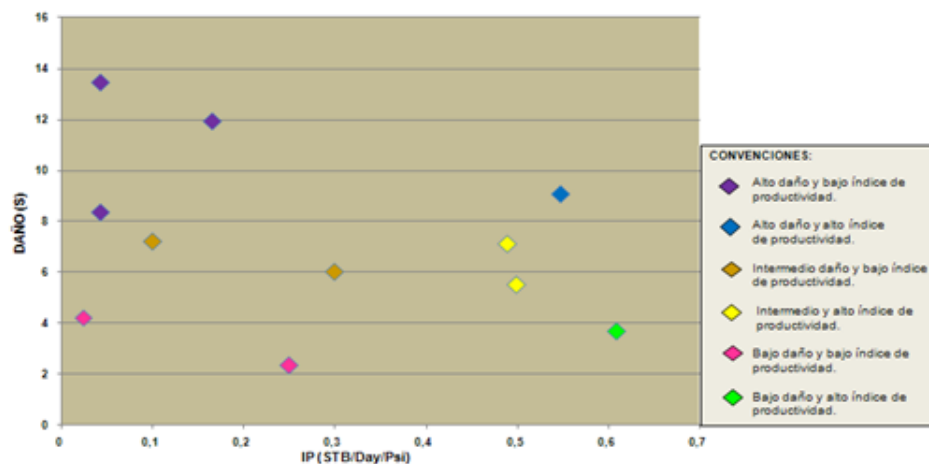
PARÁMETRO	DAÑO (S)	INDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)	CAUDAL (Q)	PERMEABILIDAD EFECTIVA (Ko)
JUSTIFICACIÓN	Se tomó el valor de $S > 2$ siendo los valores mayores a este, representativos al fracturar hidráulicamente un pozo.	Se utilizó un valor mayor a 0.02STB/día/psi debido a que es la mínima capacidad de aporte de fluidos del yacimiento hacia el pozo registrada en el campo Llanito.	Se escogió $Q > 25 \text{ STB/day}$ ya que es el valor de producción mínimo obtenido de la información suministrada.	Fue seleccionado $Ko > 15 \text{ mD}$ porque fue el valor promedio menor encontrado en los registros petrofísicos.

Fuente: Elaborado por los autores.Basados en;RICO, Naydu, S. Estudio de prefactibilidad para la implementación del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible con cavidades progresivas (ESPCP) en un campo de Ecopetrol S.A. Febrero 27 de 2012.

Se procede a graficarlos de la siguiente forma; daño (S) vs índice de productividad (IP) y permeabilidad efectiva (Ko) vs caudal (Q) (ver figuras 9 y 10). Estas graficas ayudaran a visualizar y clasificar los diferentes escenarios que pueden presentarse al momento de escoger un pozo candidato a trabajo de estimulación. Los rangos de clasificación que se formulan a partir de estas dos graficas se muestran en las tablas 7 y 8, y se basan en experiencias obtenidas en pasadas campañas de estimulación¹⁰

A manera de ejemplo se plantea la descripción del siguiente escenario posible, el cual consiste en encontrar pozos con daños altos, observando caudales e índices de productividad bajos al igual que permeabilidades efectivas intermedias, y teniendo en cuenta que el propósito de los trabajos de estimulación es disminuir el impacto en producción que están generando esos daños, los pozos con estas características serian buenos candidatos, sin embargo el escenario descrito depende de las características y/o factores del tratamiento a seleccionar.

Figura 10. Parámetros de selección; daño (S) y índice de productividad (IP).



Fuente: Elaborados por los autores.

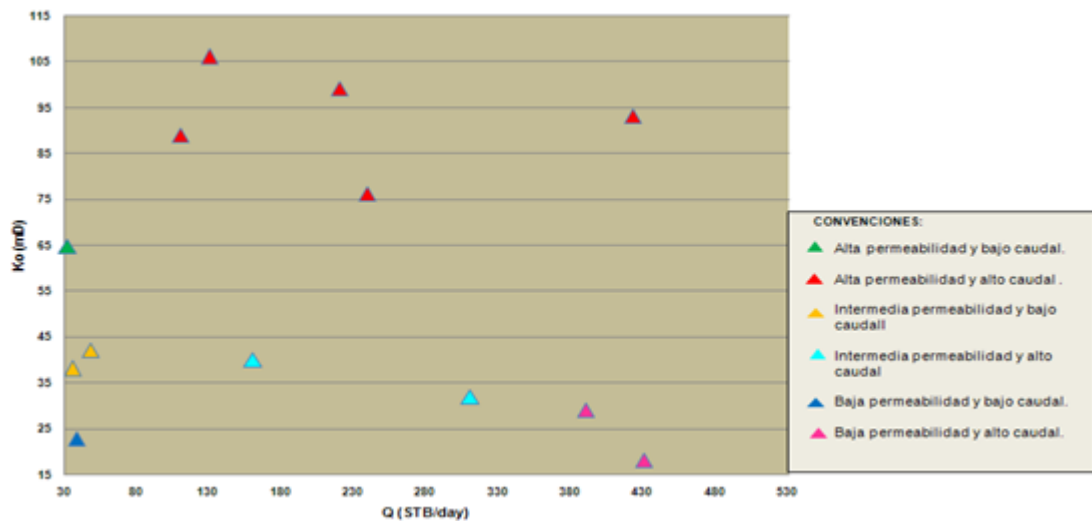
¹⁰RICO, Naydu, S. Estudio de prefactibilidad para la implementación del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible con cavidades progresivas (ESPCP) en un campo de Ecopetrol S.A. Febrero 27 de 2012.

Tabla 7. Rangos de selección; parámetros daño (S) y índice de productividad (IP).

CRITERIOS DE SELECCIÓN S Y IP	DAÑO (S)	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (STB/day/psi)
Alto daño y bajo índice de productividad	>8	0,02 - 0,4
Alta daño y alto índice de productividad	>8	0,41 - 0,7
Intermedio daño y bajo índice de productividad	5,1 - 8	0,02 - 0,4
Intermedio daño y alto índice de productividad	5,1 - 8	0,41 - 0,7
Baja daño y bajo índice de productividad.	2 - 5	0,02 - 0,4
Baja daño y alto índice de productividad.	2 - 5	0,41 - 0,7

Fuente: Elaborado por los autores. Basados en; RICO, Naydu, S. Estudio de prefactibilidad para la implementación del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible con cavidades progresivas (ESPCP) en un campo de Ecopetrol S.A. Febrero 27 de 2012.

Figura 11. Parámetros de selección; Permeabilidad efectiva (Ko) y caudal (Q).



Fuente: Elaborados por los autores.

Tabla 8. Parámetros de selección; Permeabilidad efectiva (Ko) y caudal (Q).

PARAMETOS Ko y Q	PERMEABILIDAD EFECTIVA Ko (mD)	CAUDAL Q (STB/day)
Alta permeabilidad y bajo caudal	51 - 120	25 – 50
Alta permeabilidad y alto caudal	51 - 120	>50
Intermedia permeabilidad y bajo caudal	31 - 50	25 – 50
Intermedia permeabilidad y alto caudal	31 - 50	>50
Baja permeabilidad y bajo caudal.	15 - 30	25 – 50
Baja permeabilidad y alto caudal.	15 - 30	>50

Fuente: Elaborado por los autores. Basados en; RICO, Naydu, S. Estudio de pre factibilidad para la implementación del sistema de levantamiento artificial por bombeo electro sumergible con cavidades progresivas (ESPCP) en un campo de Ecopetrol S.A. Febrero 27 de 2012.

La justificación de los diferentes rangos pertenecientes a cada parámetro se aprecia en la siguiente tabla (ver tabla 9):

Tabla 9. Justificación rangos de selección.

PARÁMETRO	RANGO	JUSTIFICACIÓN
DAÑO (S)	2 – 6	Se tomaron los valores promedios del campo, en donde se tuvo en cuenta el valor mínimo necesario para implementar un trabajo de estimulación, de acuerdo a campañas de remediación hechas anteriormente al campo.
	6,1 – 8	
	>8	
ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP) (STB/día/psi)	0,02 - 0,4	Se tuvo en cuenta el valor mínimo de aportes de fluido que debe tener un pozo y se creó un rango entre 0,41 - 0,7 de IP, para asegurar una productividad media.
	0,41 - 0,7	

PARÁMETRO	RANGO	JUSTIFICACIÓN
CAUDAL (Q) (STB/día)	25 – 50	Se encontró en la base de datos suministrada, que en su mayoría los pozos que poseen daños más altos corresponden a caudales "bajos" , por tanto se realizó un promedio de estos valores, teniendo en cuenta el valor mínimo de caudal que debe tener el pozo de acuerdo al sistema de levantamiento que posea.
	>50	
PERMEABILIDAD EFECTIVA (Ko) (mD)	15 – 30	Se escogieron lo valores mínimos y máximos necesarios para llevar a cabo un tratamiento estimulación, al igual que los otros parámetros depende del tratamiento que se vaya a implementar
	30 – 50	
	50 – 120	

Fuente: Elaborado por autores a partir de la base de datos Ecopetrol S.A, y basados en; RICO, Naydu, S. Estudio de prefactibilidad para la implementación del sistema de ESPCP en un campo de Ecopetrol S.A. Febrero 27 de 2012.

Al analizar las dos graficas planteadas (figura 9 y 10), se resumen 16 escenarios observados en donde la flecha hacia arriba indica un valor alto, el símbolo guión al medio indica un valor intermedio y la flecha hacia abajo un valor bajo, entendiéndose como altos, bajos e intermedios aquellos valores establecidos en las tablas 7 y 8(ver figura 12).

Figura 12. Descripción de los 16 escenarios posibles para la selección de pozos

Escenarios	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Daño (S)	↑	↑	↑	↑	↓	↓	↓	↓	-	-	-	-	↑	↑	↓	↓
Índice de Productividad (IP)	↑	↑	↓	↓	↑	↑	↓	↓	↑	↑	↓	↓	↑	↓	↑	↓
Caudal (Q)	↑	↑	↓	↓	↑	↑	↓	↓	↑	↑	↓	↓	↑	↓	↑	↓
Permeabilidad Efectiva (Ko)	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	-	-	-	-

Fuente: Elaborado por autores a partir de la base de datos Ecopetrol S.A.

Seleccionar el(los) escenario(s) posible(s) escogiendo pozos candidatos implica tener en cuenta el trabajo de estimulación a implementar, puesto que los parámetros varían respecto a este. Por tal razón y de acuerdo a los resultados obtenidos en los diferentes trabajos de estimulación realizados en el campo Llanito, se escogió el fracturamiento hidráulico como el más adecuado para implementar la metodología propuesta. Según los resultados obtenidos en las pasadas campañas de estimulación, el fracturamiento hidráulico fue uno de los más efectivos en cuanto a su producción incremental en barriles, no obstante también fue el más costoso. Por consiguiente la selección de, el(los) escenario(s) se realizó en base a este tratamiento, del mismo modo los aspectos operacionales y el análisis económico. Existen algunos factores que posiblemente hacen que la productividad de un pozo disminuya y sean buenos candidatos para fracturar, entre estos factores se encuentran:

- Formaciones de baja permeabilidad
- Reducción de la presión de yacimiento
- Disminución de la permeabilidad en la cara del pozo

En base a lo anterior, se escogerán los pozos que cumplan con los parámetros representados en los escenarios 2 y 4 (ver figura 13), considerándose como los más adecuados para desarrollar una estimulación mediante fracturamiento hidráulico. En la tablas 10 y 11 se muestran el rango de valores y las convenciones en las gráficas propuestas correspondientes a los escenarios seleccionados.

Figura 13. Ilustración, escenarios 2 y 4.

Escenarios	2	4
Daño (S)	↑	↑
Índice de Productividad (IP)	↑	↓
Caudal (Q)	↑	↓
Permeabilidad Efectiva (Ko)	↓	↓

Fuente: Elaborado por los autores a partir de la base de dato de ECOPETROL S.A.

Tabla 10.Descripción escenario 2.

DESCRIPCIÓN ESCENARIO 2			
Alta daño y alto índice de productividad	DAÑO (S)	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (STB/day/psi)	CONVENCIÓN EN LA GRAFICA
	>8	0,41 - 0,7	◆
Baja permeabilidad y alto caudal	PERMEABILIDAD EFECTIVA Ko (mD)	CAUDAL DE LIQUIDO QL (STB/day)	CONVENCIÓN EN LA GRAFICA
	15 - 30	>50	▲

Fuente: Elaborado por autores a partir de la base de datos Ecopetrol S.A.

Tabla 11.Descripción escenario 4.

DESCRIPCIÓN ESCENARIO 4			
Alta daño y bajo índice de productividad	DAÑO (S)	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (STB/day/psi)	CONVENCIÓN EN LA GRAFICA
	>8	0,02 - 0,4	◆
Baja permeabilidad y bajo caudal	PERMEABILIDAD EFECTIVA Ko (mD)	CAUDAL DE LIQUIDO QL (STB/day)	CONVENCIÓN EN LA GRAFICA
	15 - 30	25 - 50	▲

Fuente: Elaborado por autores a partir de la base de datos Ecopetrol S.A.

5. PLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS.

La metodología descrita anteriormente fue aplicada a 56 pozos del campo Llanito, de los cuales se descartaron 16 pozos debido a la falta de información suministrada y 33 debido a que no cumplían con el parámetro *daño* ($S > 2$). Se selecciona de los 7 pozos restantes, Llanito 120 zona B como caso base para mostrar la metodología paso a paso.

5.1. HISTORIA

Conocer la historia de cada uno de los pozos es fundamental para llevar a cabo un procedimiento como este, el historial de cada uno de ellos proporciona una idea de que problemas ha presentado el pozo durante la vida productiva y cuales han sido los pasos a seguir para solucionarlos. En la información que se obtuvo de la base de datos de Ecopetrol S.A para cada uno de ellos se encontraron estados mecánicos, surveys, registros de petrofísica, historial de producción, entre otros.

5.2. PRODUCCIÓN

Para el buen desarrollo de la metodología es necesario conocer un test point, definido como el valor del caudal Q (STB/Día), asociado a un valor de P_{wf} (Psi) que fueron tomados de los reportes de producción del campo Llanito de la fecha más reciente encontrada en la información suministrada a julio 2012.

En la tabla 12 se define el test point del caso base con el que se ilustrará el procedimiento, pozo Llanito 120 zona B.

Tabla 12. Test point pozo Llanito 120 Zona B, caso base.

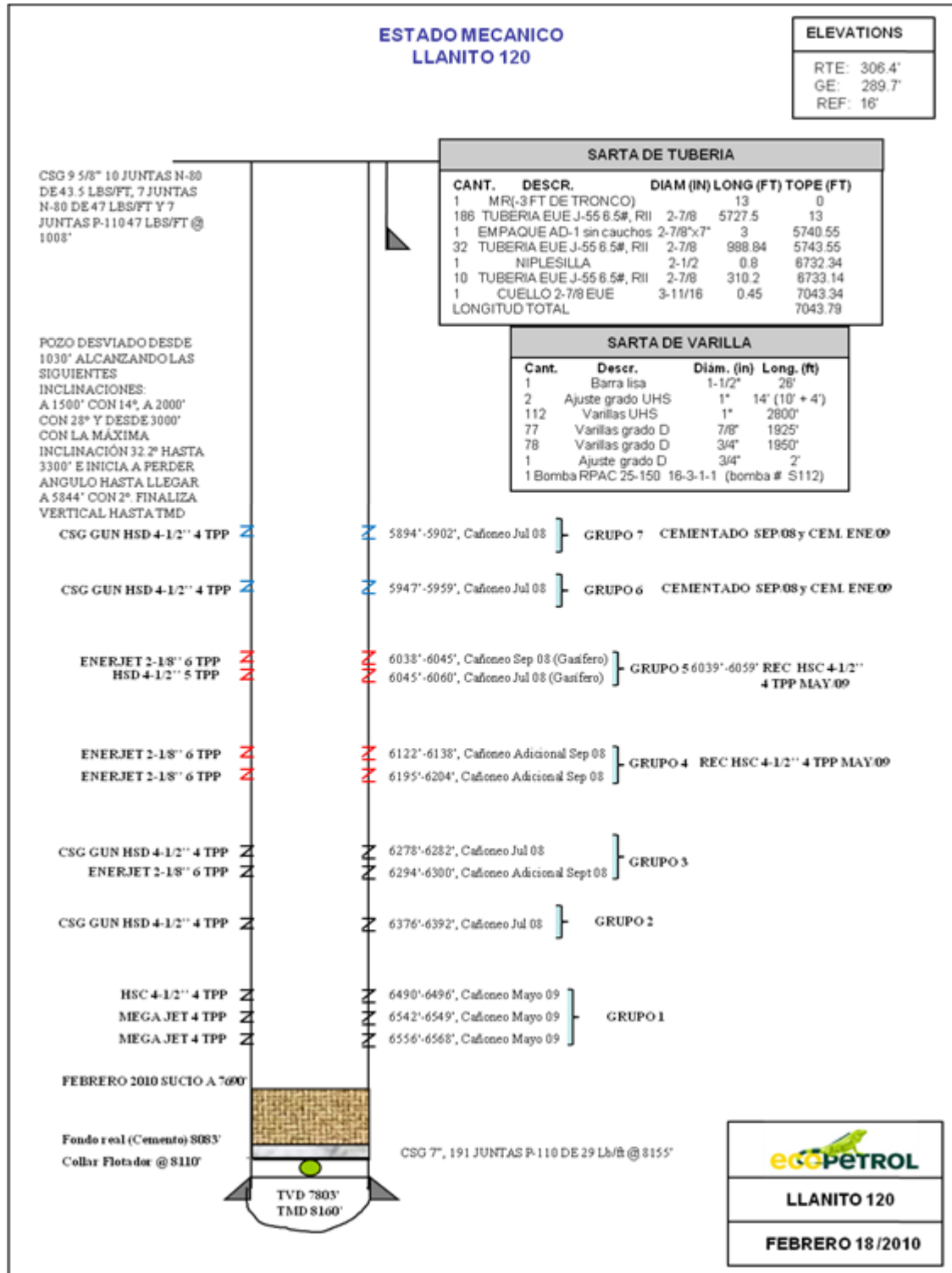
Pozo Llanito 120 Zona B	
Pwf (Psi)	402,32
Q (STB/Día)	52

Fuente. Base de datos suministrada a julio de 2012, Ecopetrol S.A.

5.3. PERMEABILIDAD EFECTIVA (KO)

El cálculo de este parámetro se realizó a partir de los registros petrofísicos de cada uno de los pozos, en conjunto con los estados mecánicos (ver figura 14) se procedió a observar y seleccionar cuales eran los intervalos de interés, habiendo realizado esta selección se procedió a elaborar un promedio geométrico y así obtener un valor representativo de permeabilidad de cada uno de los intervalos perforados. Se tomó este promedio debido a que considera todos los valores de la distribución Kx (Permeabilidad absoluta en el registro) y es menos sensible que la media aritmética a los valores extremos (ver tabla 13).

Figura 14. Estado mecánico Llanito 120, caso base.



Fuente: Base de datos Ecopetrol S.A.

Tabla 13. Registro petrofísico de Llanito 120, utilizado parapromediargeométricamente el valor de permeabilidad absoluta (Kx) y aritméticamente el valor de saturación de agua (Sw)

Profundidad (Ft)	Kx (mD)	Kx (mD) Corregida	Sw (%)	Items a promediar		
6038	28.051,00	2,81	0,55			
6038,5	42.889,00	4,29	0,46			
6039	63.477,00	6,35	0,39			
6039,5	230.794,00	23,08	0,34	1		
6040	274.452,00	27,45	0,29	2		
6040,5	951.530,00	95,15	0,26	3		
6041	1.001.192,00	100,12	0,25	4		
6041,5	325.644,00	32,56	0,25	5		
6042	303.852,00	30,39	0,24	6		
6042,5	317.533,00	31,75	0,23	7		
6043	204.175,00	20,42	0,36	8		
6043,5	202.536,00	20,25	0,38	9		
6044	297.323,00	29,73	0,27	10		
6044,5	245.510,00	24,55	0,31	11		
6045	221.839,00	22,18	0,35	12		
6045,5	218.643,00	21,86	0,35	13		
6046	226.295,00	22,63	0,34	14		
6046,5	225.726,00	22,57	0,34	15		
6047	239.022,00	23,90	0,31	16		
6047,5	274.512,00	27,45	0,28	17		
6048	1.097.035,00	109,70	0,22	18		
6048,5	1.249.285,00	124,93	0,19	19		
6049	1.225.940,00	122,59	0,18	20		
6049,5	1.283.796,00	128,38	0,18	21		
6050	620.472,00	62,05	0,29	22		
6050,5	579.207,00	57,92	0,30	23		
6051	220.465,00	22,05	0,32	24		
6051,5	209.330,00	20,93	0,34	25		
6052	210.792,00	21,08	0,34	26		
6052,5	320.246,00	32,02	0,23	27		
6053	215.801,00	21,58	0,32	28		
6053,5	192.772,00	19,28	0,40	29		
6054	35.399,00	3,54	0,46			
6054,5	31.328,00	3,13	0,50			
6055	35.596,00	3,56	0,47			
6055,5	60.657,00	6,07	0,36			
6056	310.570,00	31,06	0,24	30		
6056,5	516.283,00	51,63	0,33	31		
6057	631.485,00	63,15	0,29	32		
6057,5	225.330,00	22,53	0,32	33		
6058	215.230,00	21,52	0,35	34		
6058,5	206.519,00	20,65	0,38	35		
6059	197.722,00	19,77	0,41	36		
6059,5	260.198,00	26,02	0,28	37	Kx Geométrico	33,62
6060	210.851,00	21,09	0,36	38	Sw Aritmético	30,08%

Profundidad (Ft)	Kx (mD)	Kx (mD) Corregida	Sw (%)	Items a promediar		
6122	189.313,00	18,93	0,46	1		
6122,5	42.758,00	4,28	0,45			
6123	49.222,00	4,92	0,43			
6123,5	53.486,00	5,35	0,41			
6124	49.886,00	4,99	0,42			
6124,5	36.819,00	3,68	0,47			
6125	31.114,00	3,11	0,53			
6125,5	29.099,00	2,91	0,56			
6126	34.068,00	3,41	0,53			
6126,5	40.260,00	4,03	0,50			
6127	45.567,00	4,56	0,47			
6127,5	53.704,00	5,37	0,44			
6128	67.863,00	6,79	0,40			
6128,5	83.208,00	8,32	0,37			
6129	101.011,00	10,10	0,35			
6129,5	800.466,00	80,05	0,31	2		
6130	934.891,00	93,49	0,28	3		
6130,5	711.132,00	71,11	0,31	4		
6131	211.654,00	21,17	0,37	5		
6131,5	51.716,00	5,17	0,40			
6132	48.562,00	4,86	0,42			
6132,5	48.584,00	4,86	0,41			
6133	53.237,00	5,32	0,39			
6133,5	220.586,00	22,06	0,32			
6134	789.313,00	78,93	0,26	6		
6134,5	1.066.574,00	106,66	0,23	7		
6135	1.116.003,00	111,60	0,22	8		
6135,5	1.249.886,00	124,99	0,20	9		
6136	1.237.509,00	123,75	0,20	10		
6136,5	1.134.015,00	113,40	0,21	11		
6137	973.089,00	97,31	0,24	12		
6137,5	847.610,00	84,76	0,25	13	Kx Geométrico	70,34
6138	250.660,00	25,07	0,27	14	Sw Aritmético	27,41%
6195	0,28	0,00	0,62			
6195,5	31.751,00	3,18	0,55			
6196	44.903,00	4,49	0,48			
6196,5	215.949,00	21,59	0,38	1		
6197	257.145,00	25,71	0,33	2		
6197,5	877.876,00	87,79	0,29	3		
6198	819.927,00	81,99	0,30	4		
6198,5	273.376,00	27,34	0,32	5		
6199	242.588,00	24,26	0,36	6		
6199,5	251.377,00	25,14	0,34	7		
6200	842.934,00	84,29	0,29	8		
6200,5	1.193.240,00	119,32	0,24	9		
6201	1.093.342,00	109,33	0,27	10		
6201,5	871.068,00	87,11	0,31	11		
6202	614.587,00	61,46	0,36	12		
6202,5	208.360,00	20,84	0,40	13		
6203	193.608,00	19,36	0,45	14		
6203,5	187.446,00	18,74	0,49	15	Kx Geométrico	42,80
6204	34.418,00	3,44	0,51		Sw Aritmético	34,12%

Profundidad (Ft)	K x (mD)	K x (mD) Corregida	Sw (%)	Items a promediar		
6278	91.595,00	9,16	0,42			
6278,5	829.446,00	82,94	0,40	1		
6279	1.001.610,00	100,16	0,38	2		
6279,5	883.037,00	88,30	0,40	3		
6280	614.497,00	61,45	0,44	4		
6280,5	75.422,00	7,54	0,48			
6281	67.089,00	6,71	0,49			
6281,5	65.001,00	6,50	0,50		Kx Geométrico	81,94
6282	68.036,00	6,80	0,50		Sw Aritmético	40,38%
6294	37.119,00	3,71	0,55			
6294,5	0,24	0,00	0,68			
6295	0,21	0,00	0,69			
6295,5	0,55	0,00	0,59			
6296	59.604,00	5,96	0,48			
6296,5	864.016,00	86,40	0,37	1		
6297	1.211.207,00	121,12	0,35	2		
6297,5	1.088.072,00	108,81	0,37	3		
6298	817.573,00	81,76	0,42	4		
6298,5	107.048,00	10,70	0,45			
6299	62.603,00	6,26	0,52			
6299,5	0,76	0,00	0,59		Kx Geométrico	98,23
6300	0,70	0,00	0,59		Sw Aritmético	37,50%
6376	185.618,00	18,56	0,43	1		
6376,5	1.295.835,00	129,58	0,38	2		
6377	1.261.917,00	126,19	0,39	3		
6377,5	1.160.983,00	116,10	0,39	4		
6378	954.622,00	95,46	0,42	5		
6378,5	841.858,00	84,19	0,44	6		
6379	707.329,00	70,73	0,46	7		
6379,5	94.849,00	9,48	0,47			
6380	90.964,00	9,10	0,47			
6380,5	254.287,00	25,43	0,43	8		
6381	857.015,00	85,70	0,38	9		
6381,5	894.863,00	89,49	0,38	10		
6382	922.674,00	92,27	0,38	11		
6382,5	871.366,00	87,14	0,39	12		
6383	874.631,00	87,46	0,39	13		
6383,5	744.222,00	74,42	0,41	14		
6384	666.100,00	66,61	0,43	15		
6384,5	654.305,00	65,43	0,44	16		
6385	252.452,00	25,25	0,43	17		
6385,5	99.291,00	9,93	0,45			
6386	78.362,00	7,84	0,48			
6386,5	72.702,00	7,27	0,50			
6387	94.799,00	9,48	0,47			
6387,5	150.415,00	15,04	0,43	18		
6388	858.583,00	85,86	0,42	19		
6388,5	851.495,00	85,15	0,42	20		
6389	868.125,00	86,81	0,42	21		
6389,5	936.869,00	93,69	0,42	22		
6390	1.094.258,00	109,43	0,40	23		
6390,5	1.165.835,00	116,58	0,38	24		
6391	1.049.604,00	104,96	0,39	25		
6391,5	273.974,00	27,40	0,44	26	Kx Geométrico	66,39
6392	212.832,00	21,28	0,51	27	Sw Aritmético	41,49%

Profundidad (Ft)	K x (mD)	K x (mD) Corregida	Sw (%)	Items a promediar		
6490	222.871,00	22,27	0,49	1		
6490,5	258.111,00	25,81	0,44	2		
6491	951.515,00	95,15	0,39	3		
6491,5	639.986,00	64,00	0,46	4		
6492	1.637.461,00	163,75	0,34	5		
6492,5	1.462.376,00	146,24	0,35	6		
6493	958.485,00	95,85	0,40	7		
6493,5	545.978,00	54,80	0,48	8		
6494	626.664,00	62,67	0,46	9		
6494,5	898.954,00	89,90	0,40	10		
6495	1.584.117,00	158,41	0,32	11		
6495,5	1.633.861,00	163,39	0,30	12	Kx Geométrico	86,30
6496	2.333.084,00	233,31	0,27	13	Sw Aritmético	39,19%
6542	0,09	0,00	0,77			
6542,5	0,26	0,00	0,68			
6543	30.927,00	3,09	0,62	1		
6543,5	35.963,00	3,60	0,59	2		
6544	41.865,00	4,17	0,57	3		
6544,5	61.393,00	6,14	0,51	4		
6545	95.268,00	9,53	0,46	5		
6545,5	97.304,00	9,73	0,47	6		
6546	78.431,00	7,84	0,48	7		
6546,5	66.868,00	6,69	0,48	8		
6547	48.566,00	4,86	0,53	9		
6547,5	36.308,00	3,63	0,62	10		
6548	36.585,00	3,66	0,63	11	Kx Geométrico	5,36
6548,5	62.701,00	6,27	0,54	12	Sw Aritmético	54,28%
6556	53.411,00	5,34	0,43			
6556,5	99.068,00	9,91	0,38			
6557	341.568,00	34,16	0,32	1		
6557,5	276.486,00	27,85	0,36	2		
6558	244.116,00	24,41	0,37	3		
6558,5	222.056,00	22,21	0,40	4		
6559	218.508,00	21,85	0,43	5		
6559,5	236.308,00	23,63	0,40	6		
6560	240.552,00	24,06	0,44	7		
6560,5	254.878,00	25,49	0,42	8		
6561	231.883,00	23,19	0,40	9		
6561,5	264.176,00	26,42	0,31	10		
6562	717.659,00	71,77	0,33	11		
6562,5	225.194,00	22,52	0,41	12		
6563	46.866,00	4,69	0,50			
6563,5	38.230,00	3,82	0,53			
6564	41.876,00	4,19	0,49			
6564,5	194.689,00	19,47	0,46	13		
6565	201.159,00	20,12	0,43	14		
6565,5	221.862,00	22,17	0,39	15		
6566	248.219,00	24,82	0,36	16		
6566,5	260.016,00	26,00	0,35	17		
6567	246.899,00	24,69	0,36	18		
6567,5	247.132,00	24,71	0,36	19	Kx Geométrico	25,46
6568	237.971,00	23,80	0,37	20	Sw Aritmético	38,26%

Fuente: Elaborado por los autores. Basados en la base de datos GEOGRAPHY DISCOVERY, suministrada por ECOPETOL S.A.

Los valores que se encuentran señalados en gris, son aquellos que por ser valores tan bajos y poco representativos en comparación con los demás, se tomó la decisión de retirarlos debido a que la variación en el promedio geométrico era bastante notoria.

Una vez obtenido el valor promedio de permeabilidad en este caso la permeabilidad absoluta y también habiendo hecho un promedio aritmético de la saturación de agua, se recurrió a gráficas de permeabilidad relativa (ver anexo A) representativas para el campo Llanito en las cuales se encontró el valor para cada uno de los intervalos. Habiendo hallado el valor de permeabilidad relativa se procedió a realizar el cálculo de la permeabilidad efectiva que es la requerida por el software para realizar el cálculo de los parámetros anteriores y de la misma forma ser tomada en cuenta en los parámetros de selección (ver tabla 14).

Para calcular la permeabilidad efectiva a partir de la permeabilidad absoluta ($K_x=K$), se utiliza la siguiente relación de permeabilidades:

$$K_o = k * k_r$$

Donde,

Ko = Permeabilidad efectiva de la zona.

K = Permeabilidad absoluta o K_x correspondiente a cada intervalo que se tomó del registro, utilizando el promedio geométrico.

Kr = Permeabilidad relativa leída de las gráficas a la profundidad de cada intervalo.

Tabla 14. Cálculo permeabilidad efectiva para cada uno de los intervalos perforados del pozo Llanito 120, caso base.

INTERVALO PROPUESTO (Ft)	CAÑONEO		PIES TOTALES	PIES A DESCONTA R	PIES EFECTIVOS	Sw (%)	Kx (mD)	Kr (mD)	Ko (mD)
	TOPE (Ft)	BASE (Ft)							
6038'-6060'	6038	6060	22	2,5	19,5	30,08	33,62	1	33,62
6122'-6138'	6122	6138	16	8,5	7,5	27,41	70,34	1	70,34
6195'-6204'	6195	6204	9	1,5	7,5	34,12	42,80	1	42,80
6278'-6282'	6278	6282	4	2	2	40,38	81,94	0,545	44,66
6294'-6300'	6294	6300	6	3,5	2,5	37,5	98,23	0,732	71,90
6376'-6392'	6376	6392	16	2	14	41,49	66,39	0,49	32,53
6490'- 6496'	6490	6496	6	0	6	39,19	86,30	0,29	25,03
6542'-6549'	6542	6549	7	1	6	54,28	5,36	0,027	0,14
6556'-6568'	6556	6568	12	1,5	10,5	38,26	25,46	0,33	8,40

Fuente: Elaborado por los autores. Basados en el registro petrofísico del pozo Llanito 120

Luego de tener el valor de permeabilidad efectiva de cada intervalo, se procede a realizar un promedio aritmético de estos valores calculados, teniendo en cuenta solamente los valores de Ko significativos y que no alteren el promedio, en el caso particular de Llanito 120, se excluyó la $Ko=0,14$ correspondiente al intervalo 6542'-6549'. Por otro lado, para calcular el TVD (True vertical Depth) se suma el total de los pies efectivos a excepción del intervalo excluido. Los resultados se presentan en la tabla 15.

Tabla 15. Resultados obtenido de Ko y TVD Llanito 120 Zona B, caso base.

Ko (mD)	41,161
TVD (Ft)	69,5

Fuente: Elaborado por los autores

5.4. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)

El índice de productividad (IP) involucra todos los componentes del sistema de producción, por eso es importante entender y medir todas las variables que controlan a éste para realizar diagnósticos en los pozos productores de hidrocarburos, sin embargo el valor de IP no es suficiente para identificar si el pozo se comporta como dañado o estimulado. De acuerdo al método Vogel - Darcy para yacimientos sub-saturados ($P_{wf} < P_b$)¹¹, se utilizan las ecuaciones 1, 2 y 3 descritas a continuación:

En primera medida se calcula el índice de productividad,

¹¹VOGEL, J.V, "Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Well". SPE (July 1968). SPE 1476.

Ecuación 1. Ecuación de índice de productividad para yacimientos sub-saturados, método vogel.

$$J = \frac{q}{\bar{P}_R - P_b + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]}$$

Con el J ya calculado, se procede a determinar el caudal (Q) teniendo en cuenta que,

Ecuación 2. Ecuación empleada para determinar producción a condiciones de punto de burbuja.

$$q_b = J (\bar{P}_R - P_b)$$

Ecuación 3. Ecuación empleada para hallar producción en yacimientos sub-saturados, método vogel.

$$q = q_b + \frac{JP_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$$

Para calcular éste índice de productividad al software utilizado se le suministraron datos como permeabilidad efectiva (Ko), presión de fondo fluyendo (Pwf), presión estática del yacimiento (Ps), espesor neto, datos de producción y datos de PVT.

Inicialmente para el cálculo de la presión de fondo fluyendo y la presión estática del yacimiento necesarios para obtener el valor de IP, fueron empleados los niveles de fluido del pozo, el tope y la base de la formación productora; en caso de los pozos desviados se le realizaron las respectivas correcciones con sus

respectivos surveys; Así como los cortes de aceite y agua, densidad del aceite, densidad del agua, presión de cabeza del anular (CHP) entre otros, fueron de vital importancia para el cálculo de la presión hidrostática (PH); Utilizada para obtener valores de presión (Pwf y Ps).

Para el cálculo de la Presión Hidrostática (PH) se utilizaron las siguientes ecuaciones¹²:

Ecuación 4. Ecuación generalizada para el cálculo de la presión hidrostática en una columna de fluido.

$$PH = 0,052\rho h + CHP$$

Ecuación 5. Ecuación detallada para el cálculo de la presión hidrostática en una columna de fluido.

$$PH = 0,052 * \rho_{Agua} * Wc + \rho_{Oil} * Oc * P.M - NiveldeLiquido + CHP$$

Donde;

$$\rho_{Agua} = 8,33 \text{ (lb/gal)}$$

$$\rho_{Oil} = 7,80 \text{ (lb/gal)}$$

$$Wc = \text{Water cut (\%)}$$

$$Oc = \text{Oil cut (\%)}$$

$$P.M = \text{Punto medio de los perforados (Ft)}$$

$$NiveldeLiquido = \text{Obtenido del dinason a junio 2012 (Ft)}$$

$$CHP = \text{Obtenido del dinason a junio 2012 (Psi)}$$

Se creó el siguiente formato para el cálculo de la presión hidrostática del caso base Llanito 120 (ver tabla 16 siguiente hoja).

¹²SÁCHICA. Jorge. Factibilidad Técnico Económica para la recuperación del Gas Producido por los Anulares de los pozos Campo Llanito y Gala de ECOPEPETROL S.A. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2010.

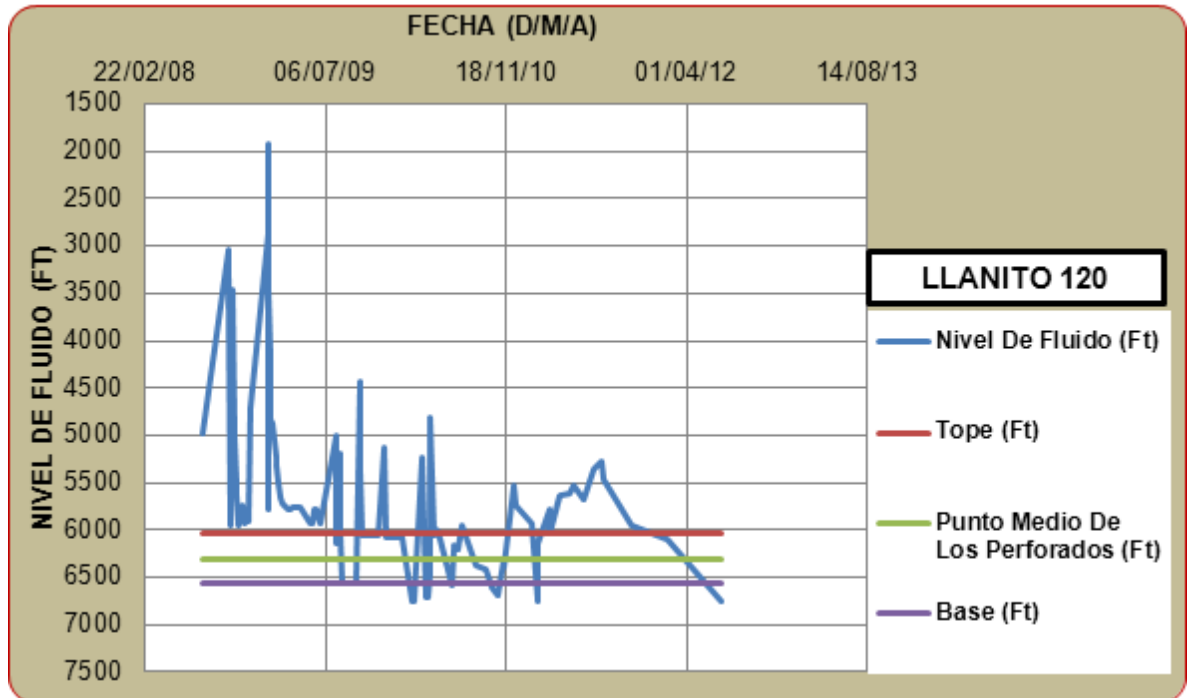
Tabla 16. Formato diseñado para el cálculo de la presión hidrostática, pozo Llanito 120 Zona B.

FECHA (D/M/A)	NIVEL DE FLUIDO (MEDIDO EN Ft)	TOP E (Ft)	BASE (Ft)	PUNTO MEDIO DE LOS PERFORADOS (Ft)	CORTE DE AGUA (%)	CORTE DE ACEITE (%)	GRAVEDAD ESPECIFICA DEL ACEITE (ADIMENSIONAL)	DENSIDAD DEL AGUA (Lb/gal)	DENSIDAD DEL ACEITE (Lb/gal)	CASING HOLE PRESSURE CHP (Psi)	PRESIÓN HIDROSTÁTICA PH (Psi)
10-10-08	3035	6038	6568	6303	86	14	0,9370861	8,3304	7,80630199	48,70	1451,87
11-10-08	3324	6038	6568	6303	86	14	0,9370861	8,3304	7,80630199	50,80	1329,88
16-10-08	5952	6038	6568	6303	86	14	0,9370861	8,3304	7,80630199	54,80	205,51
20-10-08	3453	6038	6568	6303	86	14	0,9370861	8,3304	7,80630199	56,60	1280,29
27-01-09	2853	6038	6568	6303	86	14	0,9370861	8,3304	7,80630199	13,60	1494,91
29-01-09	1930	6038	6568	6303	86	14	0,9370861	8,3304	7,80630199	49,50	1927,11
30-01-09	3486	6038	6568	6303	86	14	0,9370861	8,3304	7,80630199	57,80	1267,32
02-02-09	4158	6038	6568	6303	86	14	0,9370861	8,3304	7,80630199	63,50	984,49
12-05-10	6009,14	6038	6568	6303	86	14	0,9370861	8,3304	7,80630199	97,5	223,67
25-06-10	6174	6038	6568	6303	86	14	0,9370861	8,3304	7,80630199	81,1	136,49
28-06-10	6166	6038	6568	6303	86	14	0,9370861	8,3304	7,80630199	83,1	141,92
05-07-10	6212	6038	6568	6303	86	14	0,9370861	8,3304	7,80630199	71,4	110,47
15-05-11	5611	6038	6568	6303	86	14	0,9370861	8,3304	7,80630199	65,6	362,72
22-05-11	5528	6038	6568	6303	86	14	0,9370861	8,3304	7,80630199	58,1	390,86
23-06-11	5681	6038	6568	6303	86	14	0,9370861	8,3304	7,80630199	46,4	313,47
18-07-11	5353	6038	6568	6303	86	14	0,9370861	8,3304	7,80630199	73,7	481,60
09-08-11	5277	6038	6568	6303	86	14	0,9370861	8,3304	7,80630199	62,1	502,63
16-08-11	5468	6038	6568	6303	86	14	0,9370861	8,3304	7,80630199	65,9	424,42
06-02-12	6093	6038	6568	6303	86	14	0,9370861	8,3304	7,80630199	66,2	156,37

Fuente: Elaborado por los autores. Basados en el registro petrofísico del pozo Llanito 120 zona B.

Luego de haber calculado los valores de Presión Hidrostática (PH), se procede a graficar los niveles de fluido de acuerdo a las fechas en las que fueron obtenidos, con el tope y la base de la formación y de igual manera con el punto medio de los perforados como se muestra en la figura 15.

Figura 15. Niveles de fluido para el pozo Llanito 120 zona B, caso base.



Fuente: Autores. Basados en datos de ECOPETROL S.A. "Reportes de producción, tablas wessems 2012" julio de 2012.

Para el cálculo de la presión de yacimiento (P_s) se tomó como nivel estático un promedio de los niveles de fluido menos profundos, medido desde superficie hasta el fondo del pozo. Para el cálculo de la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) se tomó como nivel dinámico un promedio de los niveles de fluido más profundos que corresponden a las fechas más recientes.

Habiendo obtenido toda la información necesaria tal como se muestra en la tabla 17, se da comienzo a la etapa de manejo de la información y uso del Software WellFlo para simular el comportamiento actual del pozo.

Tabla 17. Datos de entrada a WellFlo pozo Llanito 120, caso base.

LayerPressure (Psia)	Ps	1354,012
LayerTemperature (°F)	T	136
EfectivePermeability (mD)	Ko	41,161
LayerThickness (Ft)	TVD	69,5
Mid-PerfDepth (Ft)	MD	6303
Test Pressure 1 (Psia)	Pwf	402,329
Test Flow Rate 1 (STB/day)	Q	52

Fuente: Elaborado por los autores. Basados en el requerimiento mínimo de datos de entrada al software WellFlo.

A continuación se mencionan los pasos básicos para la simulación del comportamiento actual del pozo en el software WellFlo:

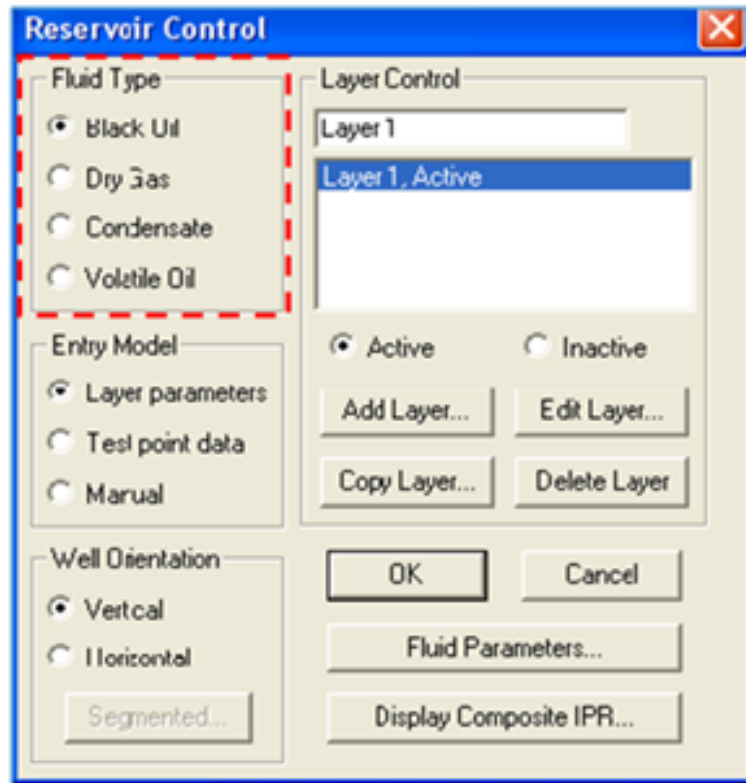
- **Carga y Análisis PVT:**

WellFlo permite modelar 4 tipos diferentes de fluido (ver figura 15):

- 1) Black Oil (Crudo negro)
- 2) Dry Gas (Gas seco)
- 3) Condensate (Condensado)
- 4) VolatileOil (Petróleo volátil)

Crudo negro y gas seco son modelados por correlaciones. Petróleo volátil y gas condensado por medio de pseudo ecuaciones de estado.

Figura 16. Tipos de fluido software WellFlo.



Fuente: Software WellFlo 3.8.7

La selección del tipo de fluido se hace según sea la Relación Gas-Petróleo (RGP) y el $^{\circ}\text{API}$:

- **Black Oil:** $\text{GOR} < 2,000 \text{ SCF/day}$; $^{\circ}\text{API} < 40$
- **Volatil Oil** $2,000 < \text{GOR} < 200,000 \text{ SCF/day}$; $^{\circ}\text{API} > 45$
- **Gas Condensate:** $5 < \text{CGR} < 500 \text{ STB/MMSCF}$; $^{\circ}\text{API} 40-45$

Los parámetros de fluido cambian según el tipo de fluido seleccionado. De acuerdo a los datos presentados en la tabla 19 y teniendo en cuenta las propiedades anteriores, se selecciona el tipo de fluido **Black Oil** para el desarrollo de este proyecto.

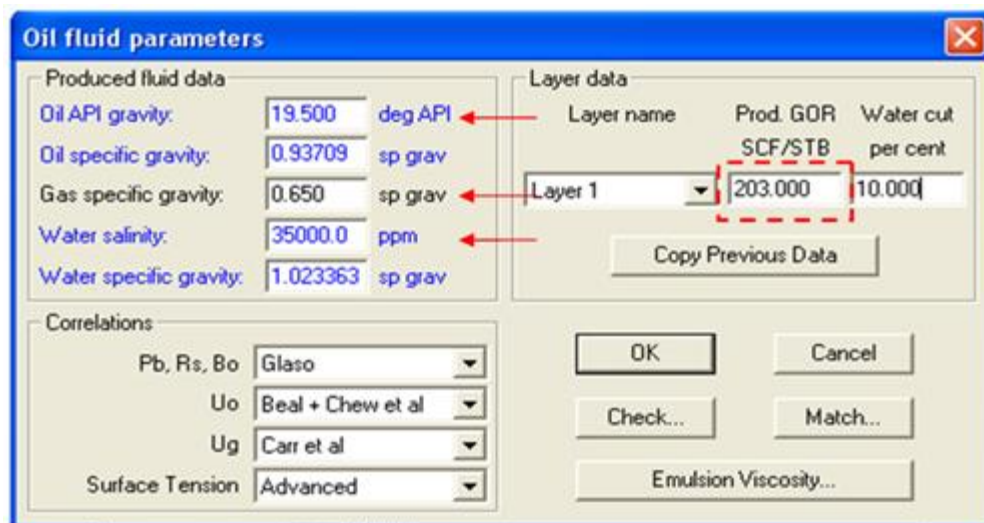
Tabla 18. Propiedades PVT campo Llanito

PROPIEDADES PVT	
Gravedad específica del gas (SG Gas)	0,650
GOR (Scf/Stb)	203
°API	19,5
Salinidad (ppm)	35000

Fuente: Elaborado por los autores. Basados en la información PVT suministrada por el Instituto Colombiano del petróleo, ICP.

Habiendo definido el tipo de fluido a utilizar, seguidamente se carga las propiedades PVT del campo Llanito en el software WellFlo (ver figura 17).

Figura 17. Visualización de la incorporación de los parámetros de fluido en WellFlo.



Fuente: Software WellFlo 3.8.7

- **Ajuste PVT, Black Oil:**

La selección de las correlaciones para ajustar PVT Black Oil, se hace considerando el rango de aplicación de cada una de estas. Una vez filtradas, la

correlación que mejor represente el comportamiento de los valores será utilizada (ver tabla 16).

Tabla 19. Correlaciones ajuste PVT, Black Oil.

PVT Property	Standing ¹	Lasater ²	Vazquez-Beggs ³	Glaso ⁴	Petrosky-Farshad ⁵	Macary ⁶
(Pb) Bubble-Point Pressure (Psia)	130 - 7000	48 - 5780	15 - 6055	165 - 7142	1574 - 6523	1200 - 4600
(Pb) Bubble-Point Oil FVF (rb/stb)	1,024 - 2,15	N/A	1,028 - 2,22	1,087 - 2,58	1,1178 - 1,62	1,2 - 2,0
(GOR or Rs) Gas/Oil Ratio (scf/stb)	20 - 1425	3 - 2905	0,0 - 2199	90 - 2637	217 - 1406	200 - 1200
Reservoir Temperature (°F)	100 - 258	82 - 272	75 - 294	80 - 280	114 - 288	180 - 290
Stock Tank Oil Gravity (°API)	16,5 - 63,8	17,9 - 51,1	15,3 - 59,5	22,3 - 48,1	16,3 - 45,0	25 - 40
Gas Specific Gravity (air=1)	0,59 - 0,95	0,574 - 1,22	0,511 - 1,35	0,65 - 1,27	0,5781 - 0,85	0,7 - 1,0

Fuente: Elaborado por los autores. Basados en; WEATHERFORD, Curso básico WellFlo datos PVT. Barrancabermeja.

Del rango de aplicación de cada correlación, sugiere el ensayo con: Glaso, Standing y Vazquez Beggs.

Para ajustar PVT Black Oil se tienen dos opciones

1. Fijando Presión de Burbuja Pb.
 - Anchored
 - Free

2. Fijando Gas en solución Rs.
 - Anchored
 - Free

Fijando Pb

1. Fijando Presión de Burbuja Pb, opción Anchored (ver figura 18).
 - Es siempre la opción inicial para ajustar PVT.
 -
 - Se tiene dos formas “Anchored” y “Free”.

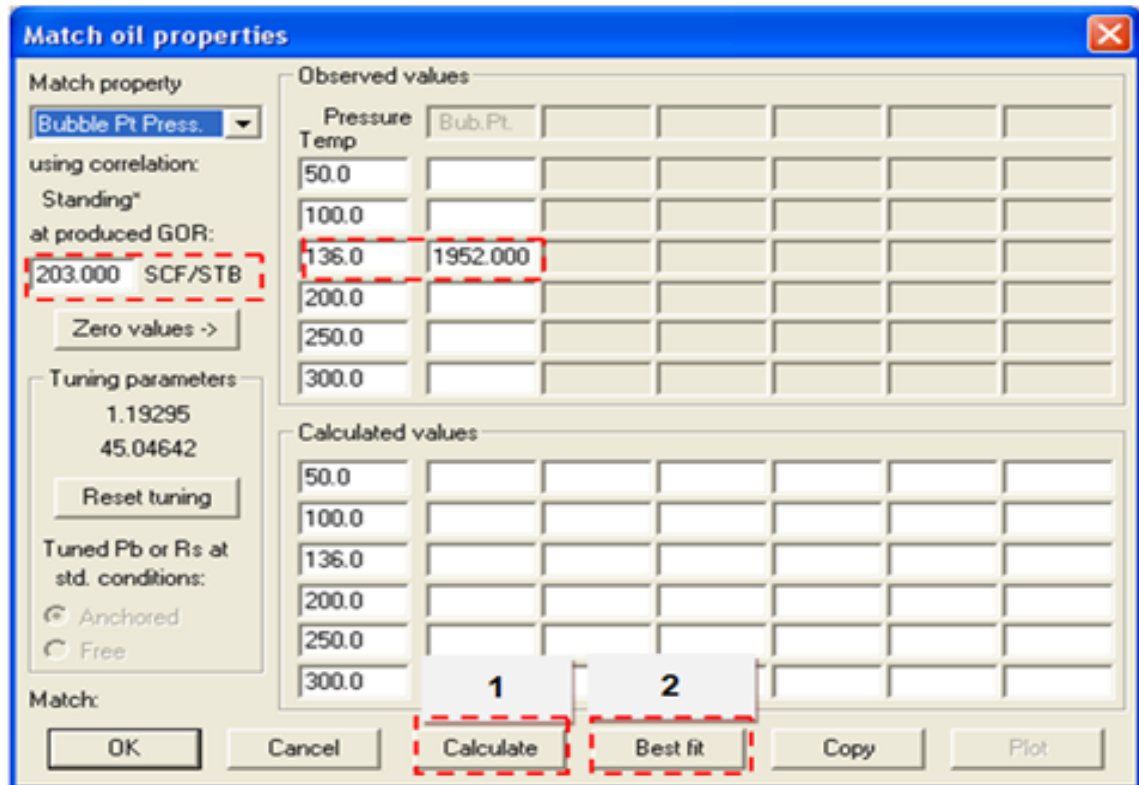
Figura 18. Fijando presión de burbuja, opción Anchored.

The screenshot shows the 'Match oil properties' dialog box. The 'Match property' dropdown is set to 'Bubble Pt Press.'. The 'using correlation' is 'Glaso' and 'at produced GOR' is '500.000 SCF/STB'. The 'Tuning parameters' are '1.00000' and '0.00000'. The 'Tuned Pb or Rs at std. conditions:' section has 'Anchored' selected. The 'Observed values' and 'Calculated values' tables are empty. The 'Match:' section is at the bottom left, and the 'OK', 'Cancel', 'Calculate', 'Best fit', 'Copy', and 'Plot' buttons are at the bottom right.

Fuente: Software WellFlo 3.8.7

Al fijar Pb y ajustar de modo “Anchored”, el ajuste forzará: $R_s=0$ a condiciones std P y T y la Pb es forzada a $R_s=0 \rightarrow P_b=P_{std}$. (ver figura 19).

Figura 19. Ajuste presión de burbuja, opción Anchored.



Fuente: Software WellFlo 3.8.7

La segunda variable a ajustar es **Rs**, en donde el rango de presiones se considera según la presión de yacimiento a condiciones actuales (ver figura 20).

Figura 20. Ajuste Rs, opción Anchored.

Match oil properties

Match property: Solution GOR

using correlation: Glaser

at produced GOR: 203.000 SCF/STB

Tuning parameters: 1.00000, 0.00000

Tuned Pb or Rs at std. conditions: Anchored

Match: 0.67320

Pressure	310.0	600.0	875.0	1155.0	1435.0	1708.0
Temp	50.0					
	100.0					
	136.0	25.000	50.000	75.000	100.000	125.000
	200.0					
	250.0					
	300.0					

Calculated values						
50.0						
100.0						
136.0	32.575	59.510	85.865	114.015	143.708	174.277
200.0						
250.0						
300.0						

Fuente: Software WellFlo 3.8.7

La siguiente variable a ajustar es **Bo** (ver figura 21).

Figura 21. Ajuste Bo, opción Anchored.

Match oil properties

Match property: Form. Vol. Factor

using correlation: Glaser

at produced GOR: 203.000 SCF/STB

Tuning parameters: 1.42513, -0.43215

Tuned Pb or Rs at std. conditions: Anchored

Match: 0.45609

Pressure	310.0	600.0	875.0	1155.0	1435.0	1708.0
Temp	50.0					
	100.0					
	136.0	1.04800	1.05700	1.06500	1.07300	1.08100
	200.0					
	250.0					
	300.0					

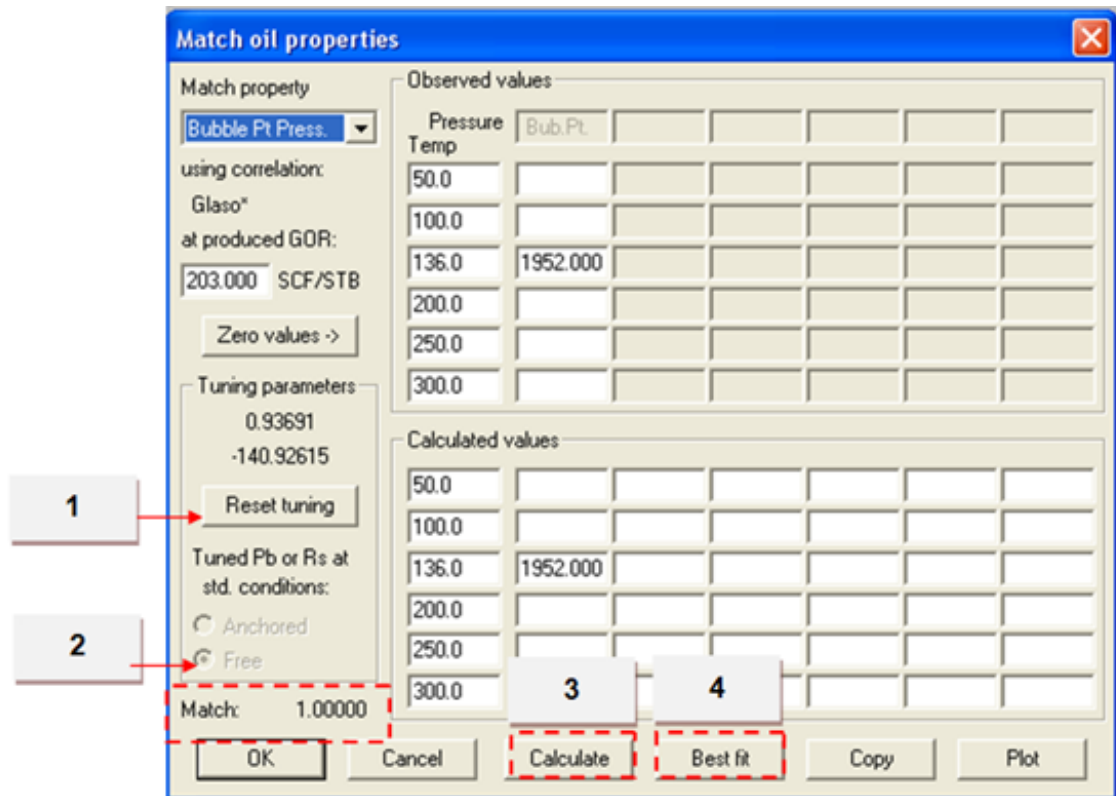
Calculated values						
50.0						
100.0						
136.0	1.03646	1.04717	1.05834	1.07094	1.08489	1.09989
200.0						
250.0						
300.0						

Fuente: Software WellFlo 3.8.7

Fijando Pb “Free”

Al fijar Pb y ajustar de modo “Free”, no va a existir restricción en Rs y Pb a condiciones std. Por tanto genera mejor Match, pero se debe verificar los cálculos Rs a condiciones std en Check (ver figura 22).

Figura 22. Ajuste presión de burbuja, opción free.



Fuente: Software WellFlo 3.8.7

Al igual que el Modo “anchored” se continua con el ajuste del Rs y el del Bo (ver figura 23).

Figura 23. Ajuste Bo, Opción Free.

Match oil properties

Match property: **Solution GOR**

using correlation: **Glaser***

at produced GOR: **203.000 SCF/STB**

Tuning parameters: **1.00000**
0.00000

Tuned Pb or Rs at std. conditions: Anchored **Free**

Match: **0.54673**

Observed values

Pressure Temp	310.0	600.0	875.0	1155.0	1435.0	1708.0
50.0						
100.0						
136.0	25.000	50.000	75.000	100.000	125.000	150.000
200.0						
250.0						
300.0						

Calculated values

Pressure Temp	310.0	600.0	875.0	1155.0	1435.0	1708.0
50.0						
100.0						
136.0	43.872	69.013	93.767	120.164	147.912	176.367
200.0						
250.0						
300.0						

Buttons: **Calculate**, **Best fit**, **Copy**, **Plot**

Match oil properties

Match property: **Form. Vol. Factor**

using correlation: **Glaser***

at produced GOR: **203.000 SCF/STB**

Tuning parameters: **1.30380**
-0.30630

Match: **0.65456**

Observed values

Pressure Temp	310.0	600.0	875.0	1155.0	1435.0	1708.0
50.0						
100.0						
136.0	1.04800	1.05700	1.06500	1.07300	1.08100	1.08900
200.0						
250.0						
300.0						

Calculated values

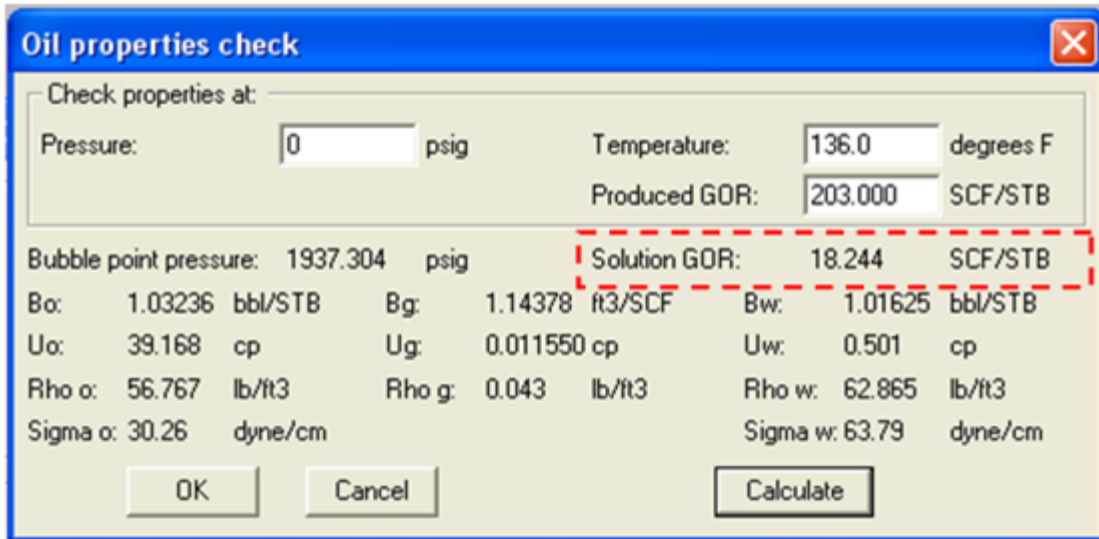
Pressure Temp	310.0	600.0	875.0	1155.0	1435.0	1708.0
50.0						
100.0						
136.0	1.04131	1.05070	1.06048	1.07143	1.08345	1.09627
200.0						
250.0						
300.0						

Buttons: **Calculate**, **Best fit**, **Copy**, **Plot**

Fuente: Software WellFlo 3.8.7

Observe en Check, que el valor de Rs a P: 0LPc 14.7 Lpca es igual a 18.244 SCF/STB, el cual se aleja de cero (ver figura 24).

Figura 24. Verificación de ajuste Bo, opción Free.



Fuente: Software WellFlo 3.8.7

Fijando Gas en solución Rs

- Para ajustar el “solution GOR” se realizan los pasos anteriores y se va ajustando cada correlación en las opciones Anchored y Free, en este caso se debe tener en cuenta el punto de burbuja para que se ajuste correctamente el valor de Rs.

Luego de haber ajustado la Pb y el gas en solución Rs con las correlaciones Glaso, Standing y Vazquez Beggs, se presenta en la tabla 17y 18 los resultados “Match” correspondientes a cada una de las correlaciones mencionadas.

Tabla 20.Resultados obtenidos ajustando presión de burbuja.

CORRELACIÓN PVT	FIJANDO PRESIÓN DE BURBUJA (PB)					
	ANCHORED			FREE		
	Match Rs	Match Bo	Match Pb	Match Rs	Match Bo	Match Pb
Glaso	0,6732	0,4561	1,0000	0,5467	0,6546	1,0000
Standing	0,9534	0,9813	1,0000	0,5012	0,7382	1,0000
Vazquez-Beggs	0,5849	0,5250	1,0000	0,4210	0,7076	1,0000

Fuente: Software WellFlo 3.8.7

Tabla 21. Resultados obtenidos ajustando gas en solución Rs.

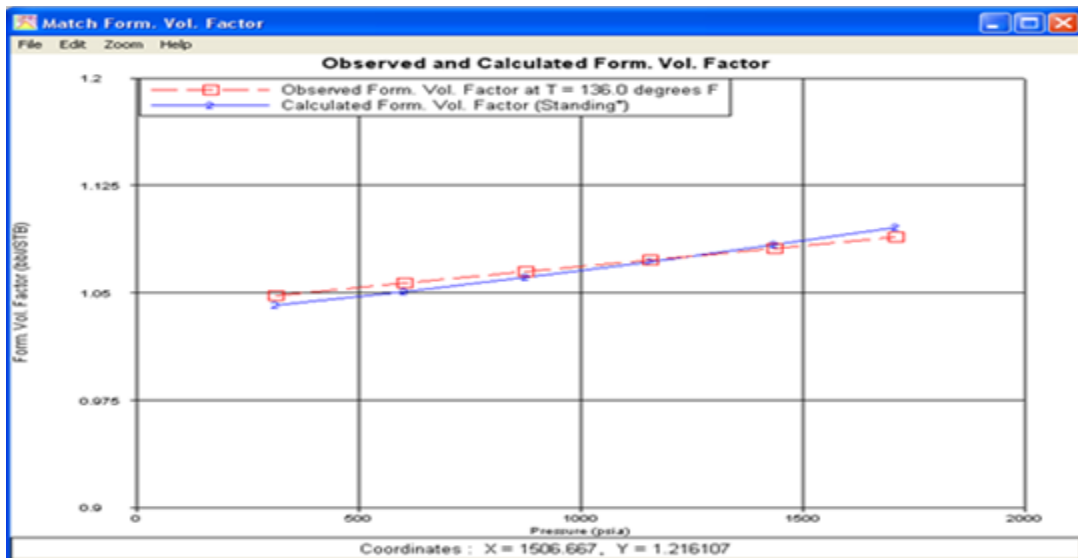
CORRELACIÓN PVT	FIJANDO GAS EN SOLUCIÓN (RS)					
	ANCHORED			FREE		
	Match Rs	Match Bo	Match Pb	Match Rs	Match Bo	Match Pb
Glaso	0,7306	0,5227	0,9998	0,8670	0,6226	1,0000
Standing	0,9435	0,9093	1,0000	0,9417	0,9048	1,0000
Vazquez-Beggs	0,5596	0,5681	0,9998	0,9119	0,6232	0,9999

Fuente: Software WellFlo 3.8.7

La correlación que mejor representa el comportamiento de las Propiedades Pb, Rs y Bo es Standing en la opción Anchored, de acuerdo a los resultados mostrados en la tabla anteriormente.

- Para continuar con el ajuste de propiedades, seleccione la correlación de Standing - resetee el ajuste en Match Property- SolutionGor – Plot (ver figura 25).
- Luego ajuste fijando Pb modo “Anchored”

Figura 25. Ajuste de GOR, correlación Standing, opción Anchored



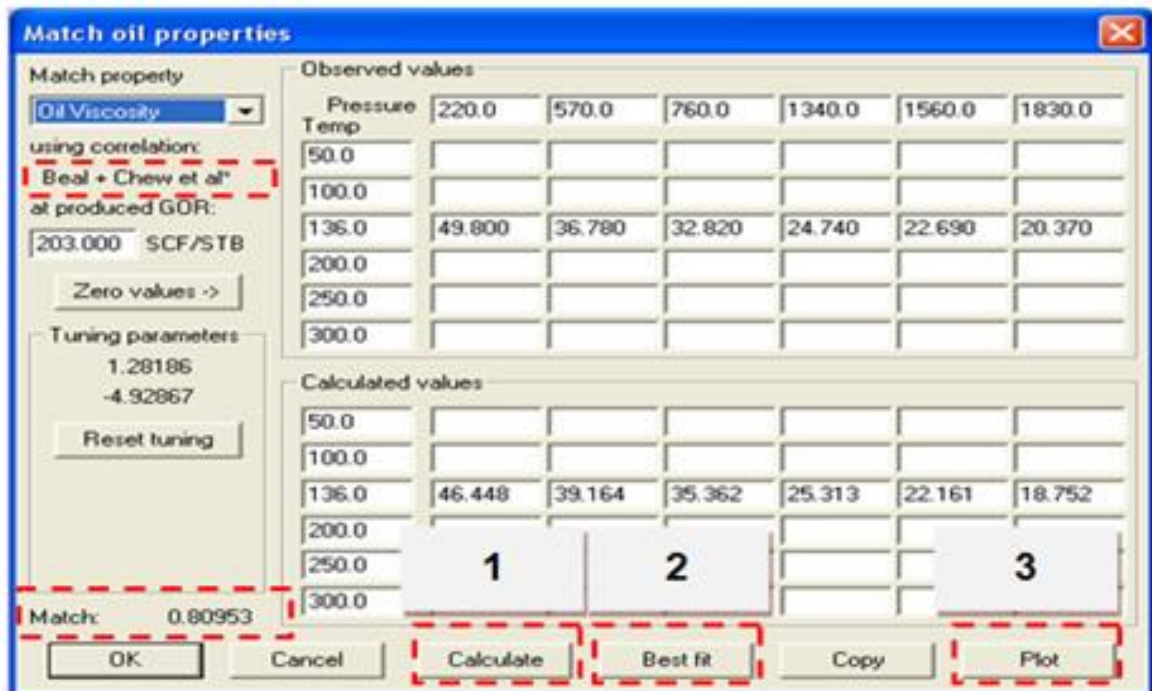
Fuente: Software WellFlo 3.8.7

- **Ajuste viscosidad Petr6leo Uo**

- Para ajustar la viscosidad del petr6leo es necesario que se haya seleccionado y ajustado la correlaci6n que define el comportamiento de las propiedades Pb, Rs y Bo.

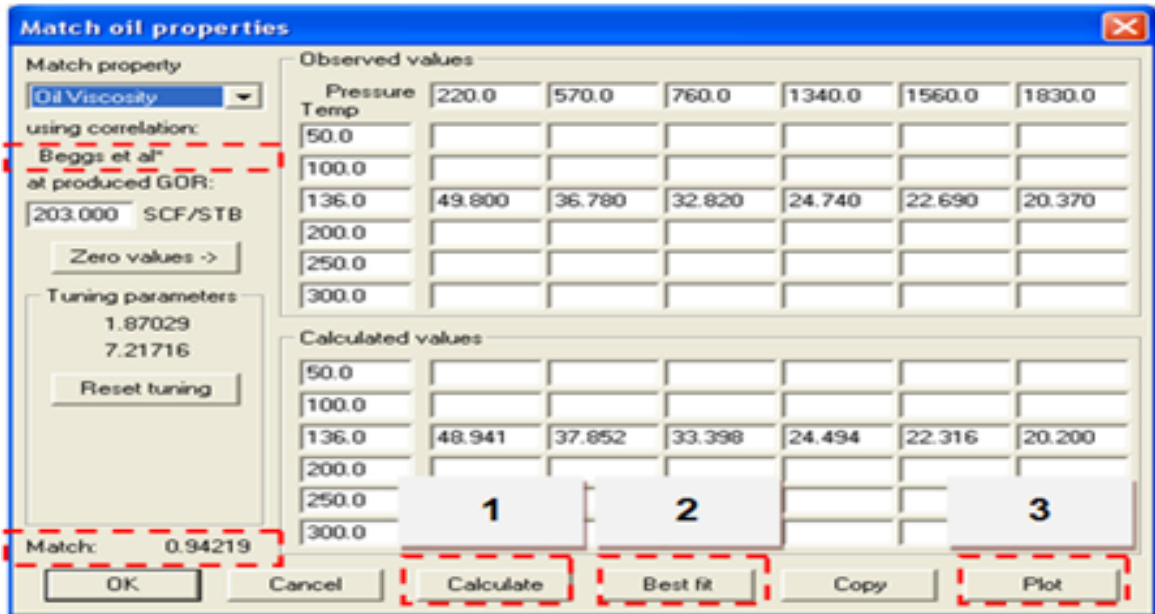
- Se ensaya con las correlaciones de: Beal + Chew et al y Beggs et al con la correlaci6n escogida, Standing (ver figura 26 y 27).

Figura 26. Ensayo correlaci6n de Uo, Beal + Chew et al.



Fuente: Software WellFlo 3.8.7

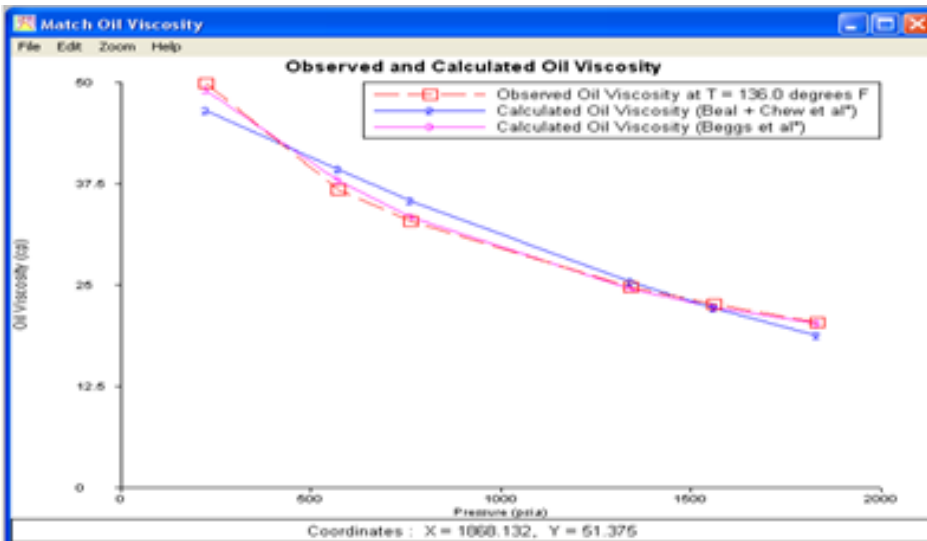
Figura 27. Ensayo correlación de U_o , Beggs et al.



Fuente: Software WellFlo 3.8.7

De acuerdo a la gráfica 28, la correlación que mejor define el comportamiento de la viscosidad del petróleo, es la correlación Beggs et al.

Figura 28. Gráfica correlaciones U_o .

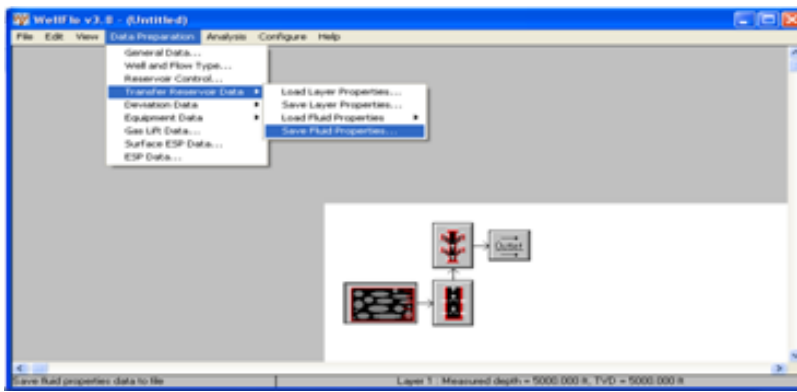


Fuente: Software WellFlo 3.8.7

- **Carga y Análisis PVT**

Una vez realizado el ajuste y selección de las correlaciones paracada una de las propiedades, WellFlo permite la facilidad de Guardar los ajustes realizados para luego importarlos a un pozodel mismo yacimiento en un análisis posterior, este procedimiento se realiza por Data Preparation – Transfer Reservoir Data – Save Fluid Properties tal como se muestra en la figura 29.

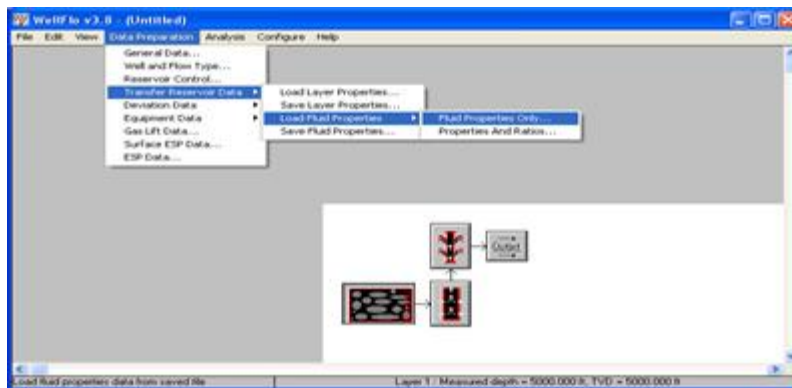
Figura 29. Procedimiento para guardar datos de fluido en WellFlo.



Fuente: Software WellFlo 3.8.7

Para Cargarlo en un nuevo análisis: Data Preparation – Transfer Reservoir Data – Load Fluid Properties (ver figura 30).

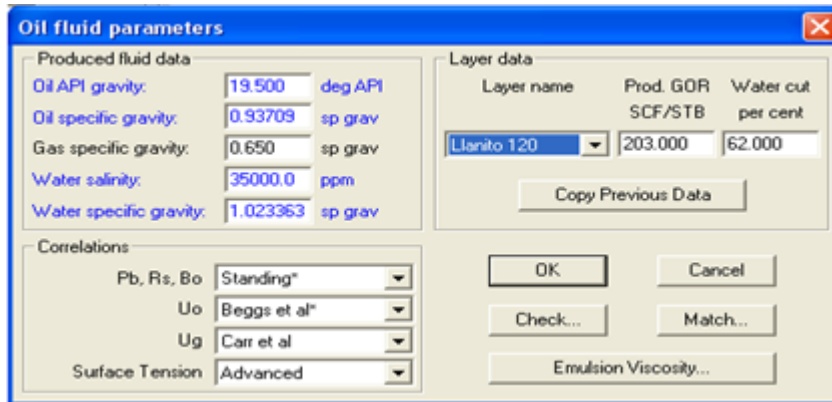
Figura 30. Procedimiento para cargar datos de fluido en WellFlo



Fuente: Software WellFlo 3.8.7

Luego de haber realizado los ajustes necesarios para modelar el mejor comportamiento de las correlaciones anteriormente mencionadas, se procede a ingresar los datos de fluido y de la zona para el caso base (ver figura 31)

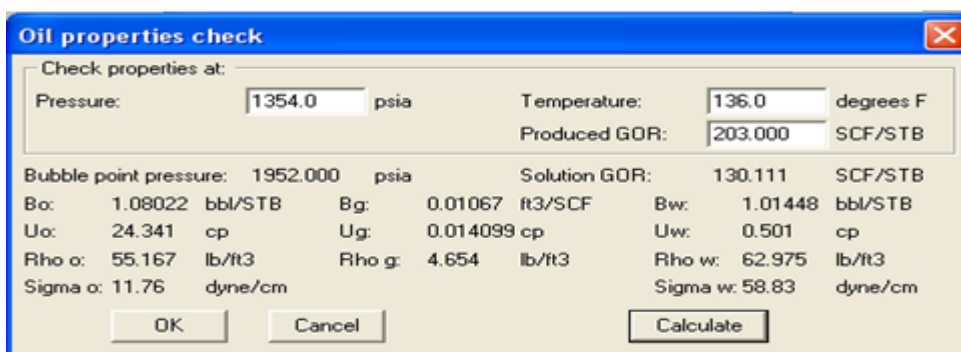
Figura 31. Visualización de la incorporación de los parámetros del fluido en Wellflo Pozo Llanito 120.



Fuente: Software WellFlo 3.8.7

En la ventana de parámetros de los fluidos, se tiene la opción “Check”, que permite verificar valores de las propiedades de los fluidos a una presión y temperatura dada, en la figura 32 se visualiza los valores del caso base, Llanito 120.

Figura 32. Verificación de los parámetros de fluido pozo Llanito 120, caso base.



Fuente: Software WellFlo 3.8.7

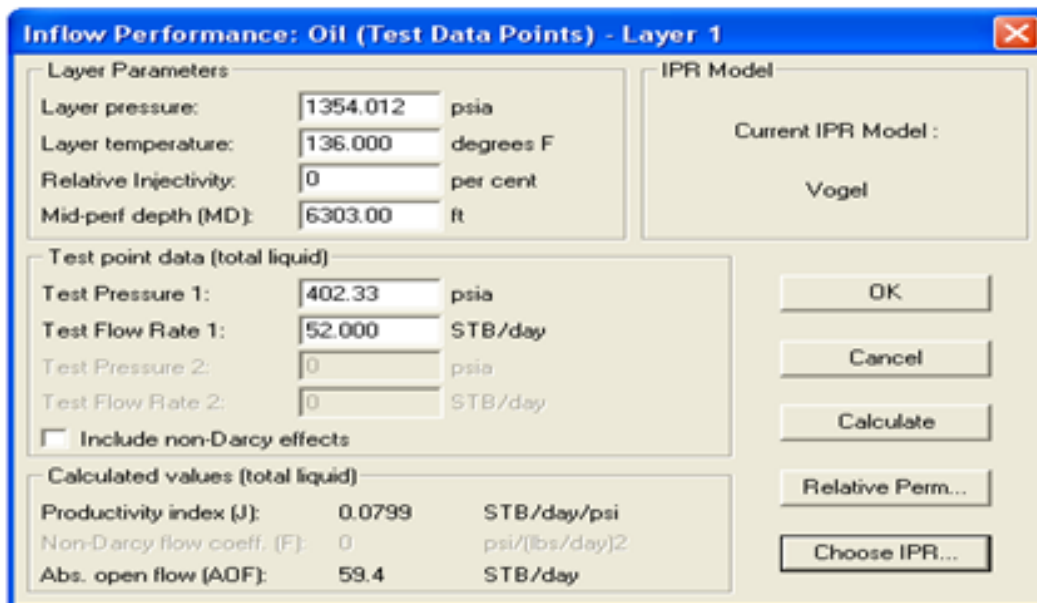
Se da click en el botón “OK” en Oil properties check – Oil fluid parameters, se selecciona Test pointdata, posteriormente EditLayer. La visualización en el programa WellFlo del caso base se presentan en la tabla 22y figura 33.

Tabla 22. Datos de entrada Llanito 120 zona B, caso base.

LayerPressure (Psia)	Ps	1354,012
LayerTemperature (°F)	T	136
Mid-PerfDepth (Ft)	MD	6303
Test Pressure 1 (Psia)	Pwf	402,329
Test Flow Rate 1 (STB/day)	Q	52

Fuente: Autores

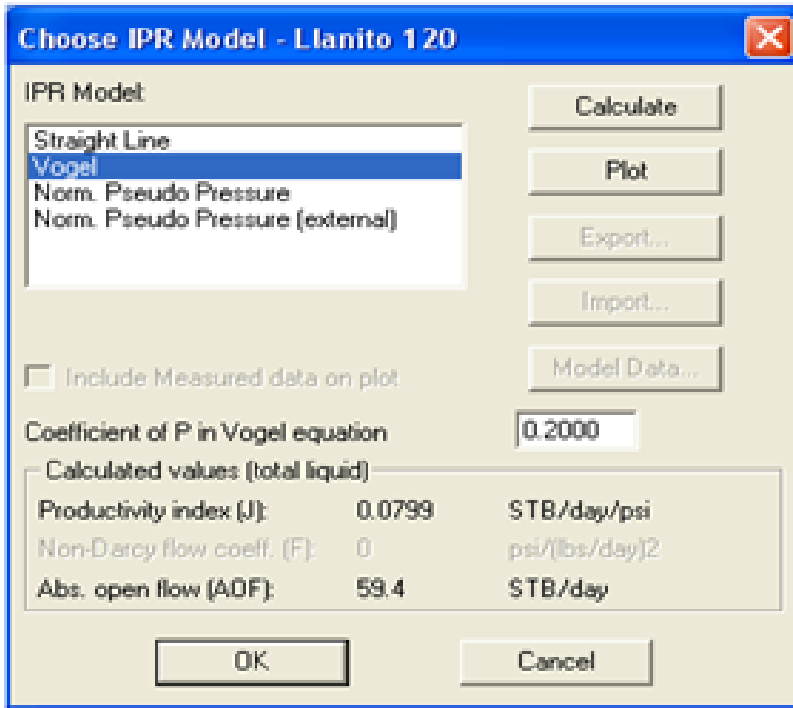
Figura 33. Visualización datos de entrada Llanito 120 zona B, caso base.



Fuente: Software WellFlo 3.8.7

En la opción choose IPR, se escoge Vogel y luego Calculate (ver figura 34):

Figura 34. Selección modelo de IPR Llanito 120, caso base.



Fuente: Software WellFlo 3.8.7

Estos valores representan el comportamiento actual del pozo a un daño calculado que se muestra en la siguiente tabla (ver tabla 23):

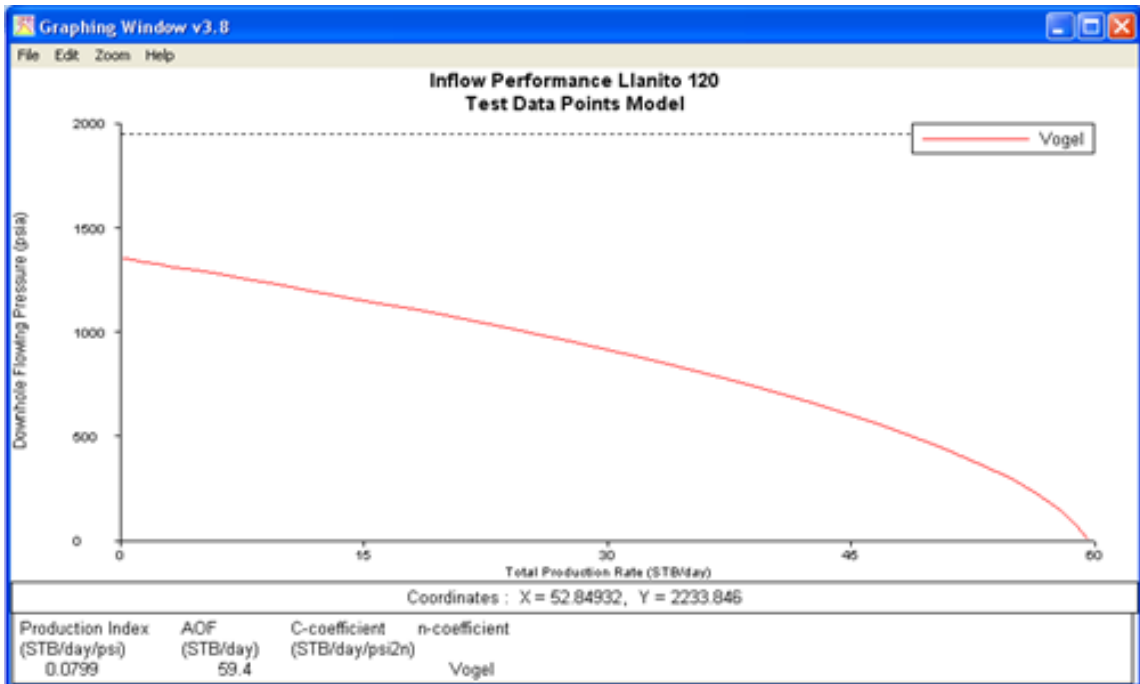
Tabla 23. Resultado del comportamiento actual del pozo Llanito 120 zona B, caso base

PRODUCTIVITY INDEX J (STB/day/psi)	ABS. OPEN FLOW AOF (STB/day)
0,0799	59,4

Fuente: Autores

Si se desea visualizar este comportamiento actual, oprimir de la ventana anterior la opción Plot.

Figura 35. Comportamiento Inflow, modelo test point Llanito 120 zona B, caso base.



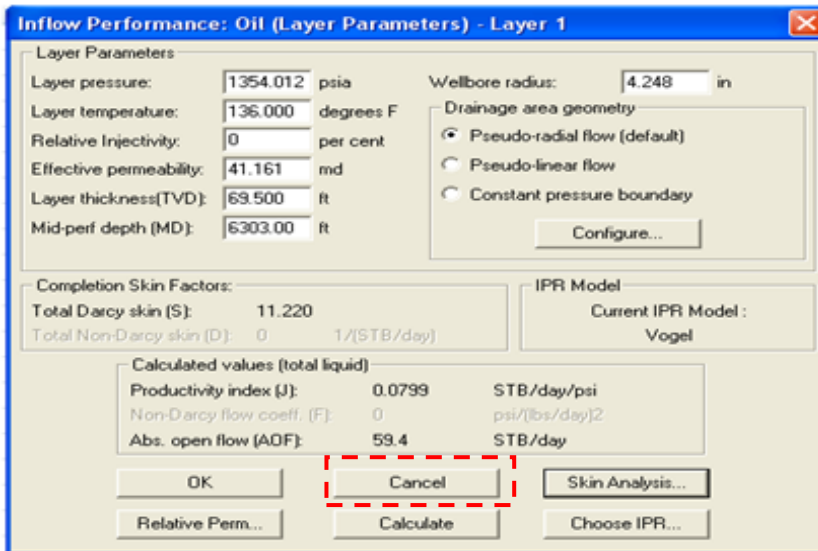
Fuente: Software WellFlo 3.8.7

- **Curva IPR incluyendo daño actual del pozo Llanito 120 zona B, caso base:**

Para el cálculo de este parámetro se utilizó la misma información que para hallar el índice de productividad (IP), ya que el software permite hacer el cálculo de ambos parámetros simultáneamente.

Luego de salir de la ventana mostrada en la figura 35, se selecciona la opción Layer parameters – edit layer. A esta nueva ventana se le agregan los valores de permeabilidad efectiva (K_o) y TVD del pozo Llanito 120, caso base (figura 36).

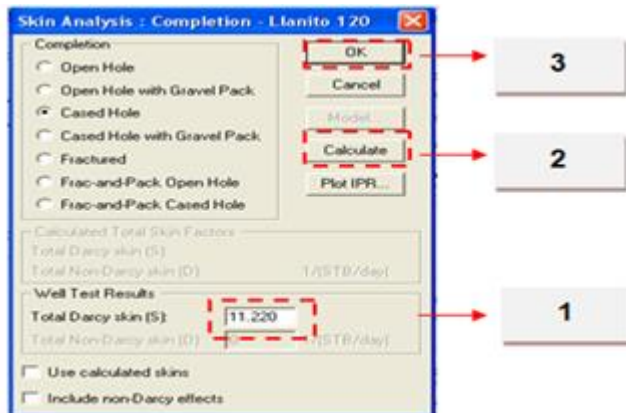
Figura 36. Visualización Comportamiento Inflow, modelo layer parameters Llanito 120 zona B, caso base.



Fuente: Software WellFlo 3.8.7

Se empieza a variar el daño; para esto se utiliza la opción de calculate, se da click en Ok de tal manera que el valor de daño ingresado corresponda a los valores calculados en la tabla 23. En la figura 37 se muestra la ventana de variación de daño.

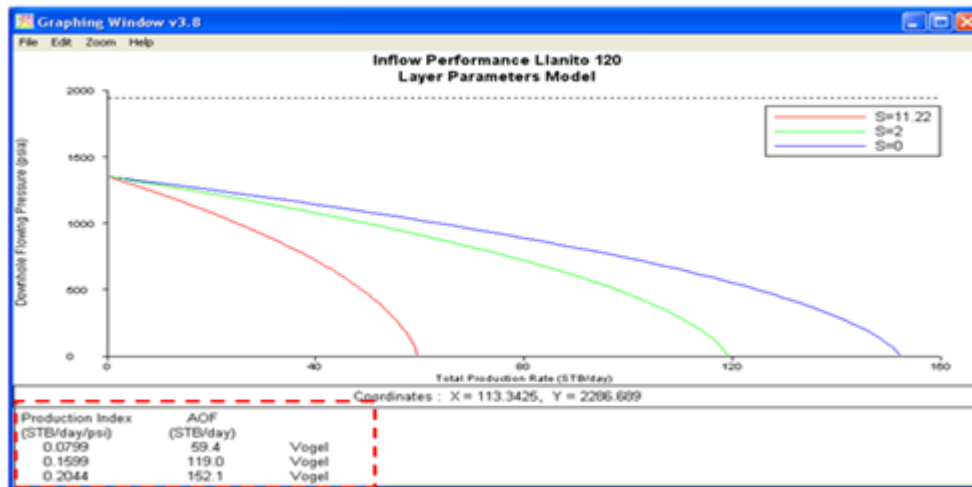
Figura 37. Visualización Skin Analysis Llanito 120 zona B, caso base.



Fuente: Software WellFlo 3.8.7

Luego de haber encontrado el daño respectivo a las condiciones actuales del pozo ($S=11.22$) Llanito 120 caso base, se procede a graficar el IPR respectivo teniendo en cuenta el comportamiento ideal ($S=0$), como se muestra en la figura siguiente:

Figura 38. IPR Llanito 120 zona B, caso base.



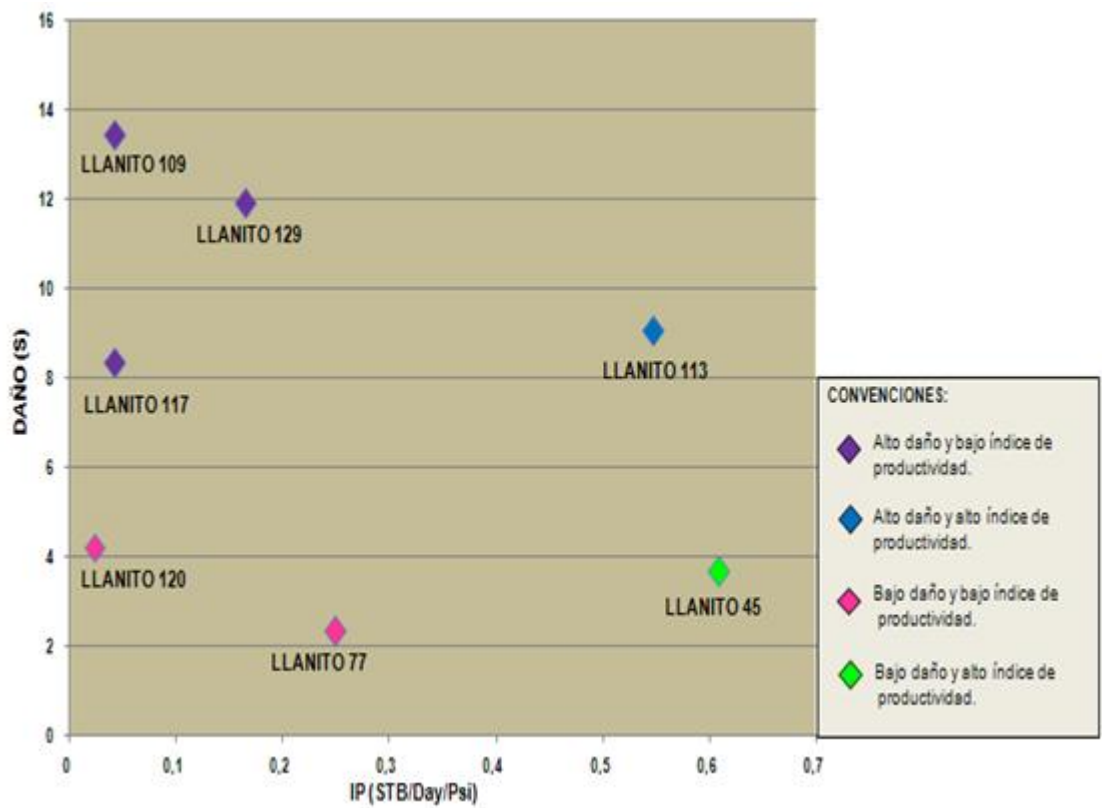
Fuente: Software WellFlo 3.8.7

Los niveles de fluido, el estado mecánico, las presiones calculadas y la ubicación de los 7 pozos pre-seleccionados, se encuentran en los anexos (desde B hasta X).

6. RESULTADOS METODOLOGÍA APLICADA AL POZO LLANITO 117

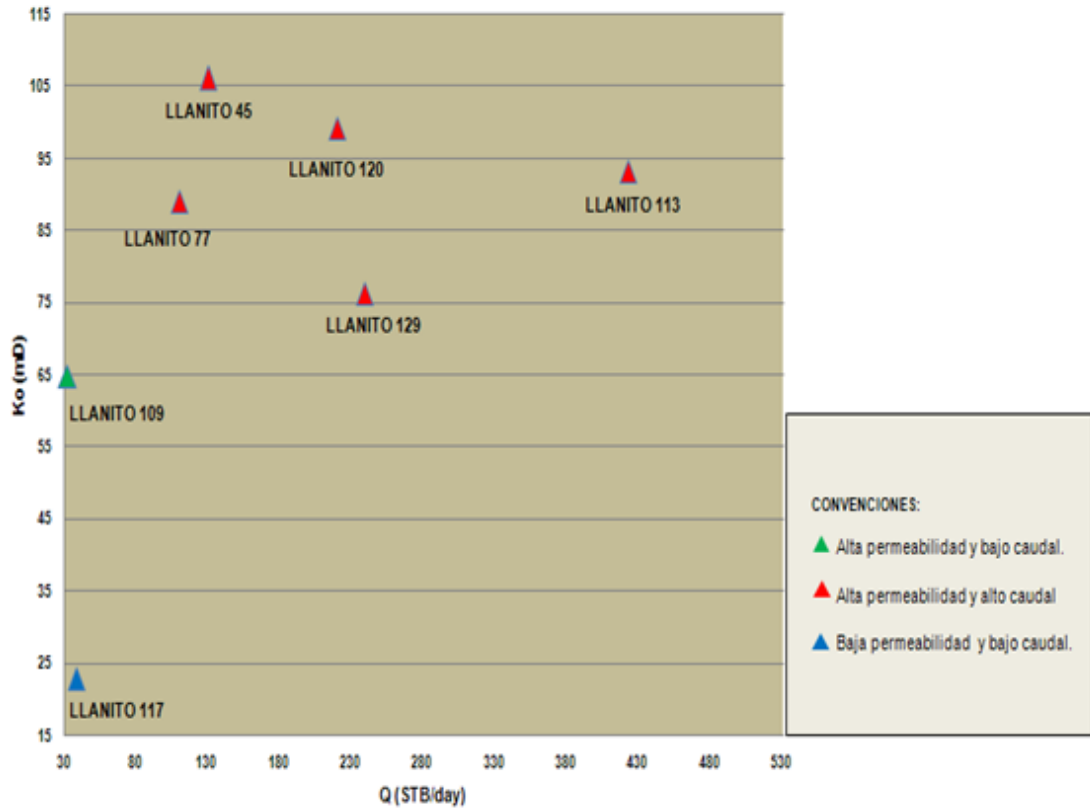
En las figuras 39 y 40 se muestran los 7 pozos pre-seleccionados de los cuales se selecciona el pozo Llanito 117 como el mejor candidato al aplicar la metodología propuesta para realizar el trabajo de estimulación.

Figura 39. Pozos pre-seleccionados de acuerdo a los criterios establecidos en la metodología de trabajo; $S > 2$ y $IP > 0,02$ STB/día/psi.



Fuente: Elaborados por los autores.

Figura 40. Pozos pre-seleccionados de acuerdo a los criterios establecidos en la metodología de trabajo; $K_o > 15 \text{ mD}$ y $Q > 25 \text{ STB/day}$.



Fuente: Elaborados por los autores.

6.1. PRODUCCIÓN

Para el buen desarrollo de la metodología se hizo necesario conocer un test point, definido como el valor del caudal Q (STB/Día), asociado a un valor de P_{wf} (Psi) que fueron tomados del documento Macrodinason para wessemis a julio de 2012. En la tabla 24 se define el test point encontrado para Llanito 117.

Tabla 24. Test point pozo Llanito 117.

Pozo Llanito 117	
Pwf (Psi)	530,214
Q (STB/Día)	38,4

Fuente: Base de datos suministrada, Ecopetrol S.A

Como se puede observar en la tabla anterior, este pozo cumple con el caudal establecido en la metodología de trabajo ($Q > 25$ STB/day); escogido como el valor de producción mínimo obtenido de la información suministrada, una de las razones por las que se decidió escoger el pozo Llanito 117, además de los otros parámetros (K_o , IP, S) es para reactivar la zona DCB, la cual presenta buenos caudales, pero se aisló anteriormente por alta producción de arena.

6.2. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

Los pasos para hallar el índice de productividad (IP), fue el siguiente: En primer lugar se tomaron los valores de nivel de fluido (Ft) y la presión en el anular (CHP) en la respectiva fecha en que fueron tomados, estos se encuentran consignados en el macrodinason para wesems suministrado por Ecopetrol S,A; una vez obtenidos estos datos se procedió a identificar los valores del tope y base de la formación productora encontrados en el estado mecánico y con éstos a su vez hallar el punto medio de los perforados.

Luego de tener el cálculo del nivel del líquido, se procedió a graficarlos y tomar como nivel estático el menos profundo, medido desde superficie hacia el fondo del pozo, en cambio para el nivel dinámico se tomó un valor promedio (ver figura 39 en el cual se encuentra los datos de los niveles graficados).

Para el cálculo de las presiones (P_s y P_{wf}), se halló la presión hidrostática generada por la columna de fluido, utilizando la siguiente ecuación (Ecuación 7 y 8):

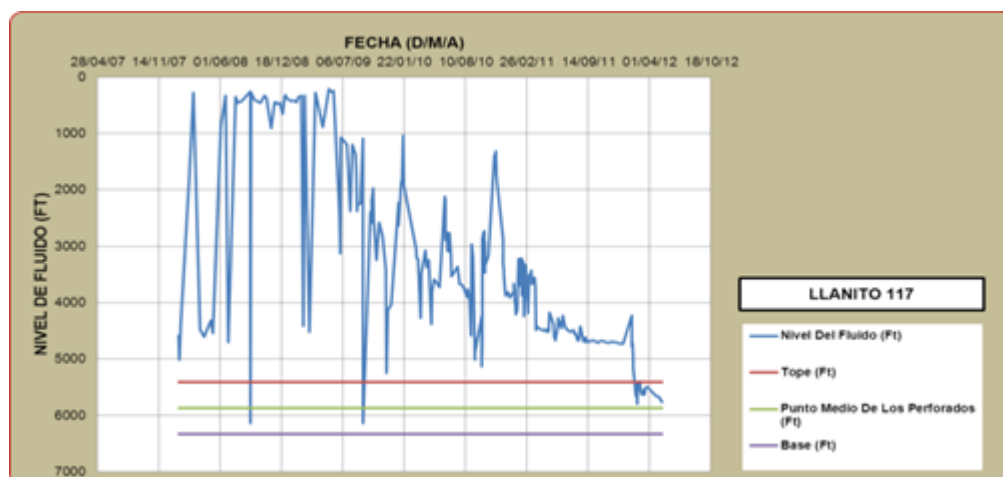
Ecuación 7 y 8. cálculo de las presiones

$$PH = 0,052\rho h + CHP$$

$$PH = \left(0,052 * ((\rho_{Agua} * Wc) + (\rho_{Oil} * Oc)) * (P.M - Nivel de Liquido)\right) + CHP$$

Se tomaron los respectivos valores para calcular la presión hidrostática (PH). Después de leído los niveles de fluido, se tomaron las presiones correspondientes para cada uno de ellos, para el cálculo de la presión de yacimiento (P_s) se tomó como nivel estático un promedio de los niveles de fluido menos profundos, medido desde superficie hasta el fondo del pozo y para el cálculo de la presión de fondo fluendo (P_{wf}) se tomó como nivel dinámico un promedio de los niveles de fluido más profundos, que corresponden a las fechas más recientes.

Figura 41. Niveles de fluido pozo Llanito 117



Fuente:Elaborada por los Autores.

Para determinar el daño en WellFlo, se suministraron los siguientes datos (ver tabla 25).

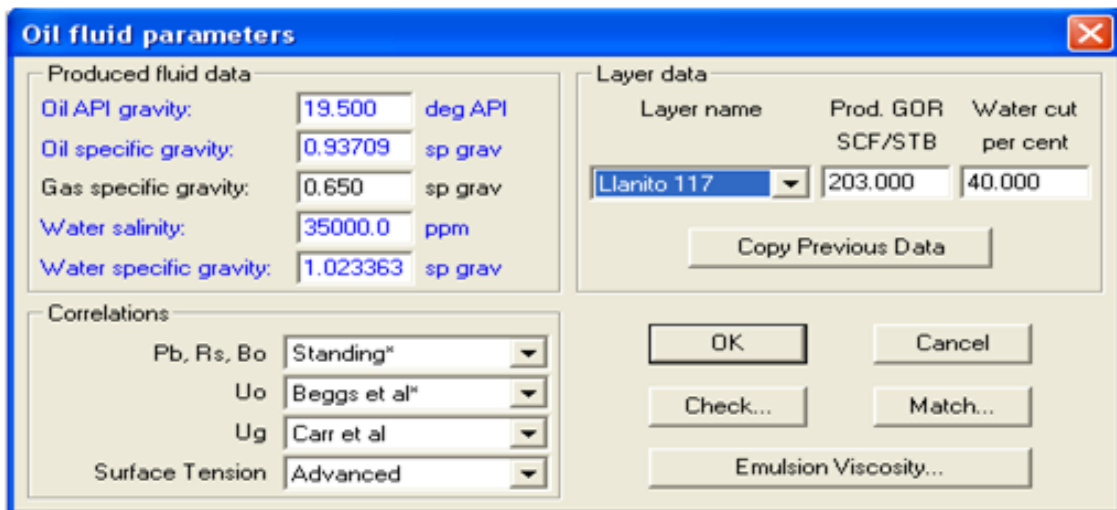
Tabla 25. Datos suministrados pozo Llanito 117.

LAYER PRESSURE (PSIA)	Ps	1830
LAYER TEMPERATURE (°F)	T	136
BSW (%)	Bsw	40
EFFECTIVE PERMEABILITY (MD)	Ko	22,779
LAYER THICKNESS (FT)	TVD	38
MID-PERFDEPTH	MD	5869
TEST PRESSURE (PSIA)	Pwf	530,214
TEST FLOW RATE (STB/DAY)	Q	38,4

Fuente:Elaborado por autores a partir de la base de datos Ecopetrol S.A.

En las figuras 40, 41 y 42 se muestran el paso a paso del ingreso de los datos anteriores al programa WellFlo.

Figura 42. Suministro información pozo Llanito 117.



Fuente: Software WellFlo 3.8.7.

Figura 43. Cálculo de los parámetros pozo Llanito 117.

Oil properties check

Check properties at:

Pressure: 1830.0 psia Temperature: 136.0 degrees F

Produced GOR: 203.000 SCF/STB

Bubble point pressure: 1952.000 psia Solution GOR: 187.682 SCF/STB

Bo: 1.10161 bbl/STB Bg: 0.00764 ft3/SCF Bw: 1.01386 bbl/STB

Uo: 20.200 cp Ug: 0.015524 cp Uw: 0.501 cp

Rho o: 54.558 lb/ft3 Rho g: 6.499 lb/ft3 Rho w: 63.013 lb/ft3

Sigma o: 8.408 dyne/cm Sigma w: 57.26 dyne/cm

OK Cancel Calculate

Fuente: Software WellFlo 3.8.7

Figura 44. Cálculo de los parámetros pozo Llanito 117.

Inflow Performance: Oil (Layer Parameters) - Llanito 117

Layer Parameters

Layer pressure: 1830.000 psia Wellbore radius: 4.248 in

Layer temperature: 136.000 degrees F

Relative injectivity: 0 per cent

Effective permeability: 22.779 md

Layer thickness(TVD): 38.000 ft

Mid-perf depth (MD): 5869.00 ft

Drainage area geometry

Pseudo-radial flow (default)

Pseudo-linear flow

Constant pressure boundary

Configure...

Completion Skin Factors:

Total Darcy skin (S): 1.000

Total Non-Darcy skin (D): 0 1/(STB/day)

IPR Model

Current IPR Model : Vogel

Calculated values (total liquid)

Productivity index (J): 1.0098 STB/day/psi

Non-Darcy flow coeff. (F): 0 psi/(lbs/day)2

Abs. open flow (AOF): 1018.4 STB/day

OK Cancel Skin Analysis...

Relative Perm... Calculate Choose IPR...

Fuente: Software WellFlo 3.8.7

Los resultados obtenidos con el software (WellFlo) fueron los siguientes (ver tabla 26):

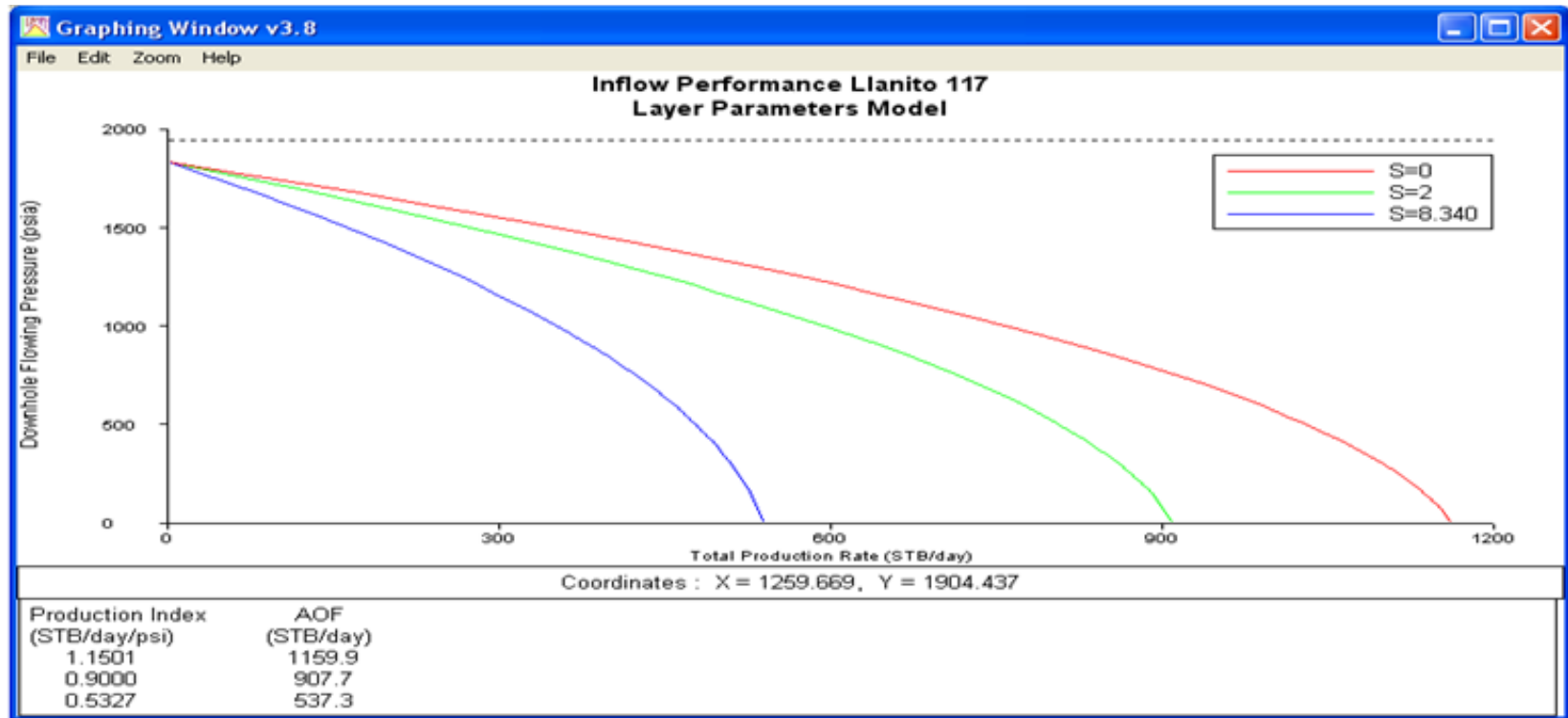
Tabla 26. Resultados obtenidos Llanito 117.

Skin S	Productivity Index IP (STB/day/psi)	Abs, Open Flow AOF (STB/day)
0	1,1501	1159,9
2	0,900	907,7
8,340	0,5327	537,3

Fuente:Elaborado por autores a partir de los resultados obtenidos del Daño en el software WellFlo

El daño actual que presenta el pozo es de $S = 8,340$, simultáneamente también se calculó el valor del índice de productividad (IP) si tuviese un daño de $S = 0$, En La figura 43 se muestra la curva de IPR con los daños obtenidos en la tabla 26.

Figura 45 Índice de productividad pozo Llanito 117.



Fuente:Autores.

7. PREFACTIBILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA

Antes de que un pozo se seleccione para fracturar debe determinarse si el yacimiento contiene suficiente fluido in-situ, adecuados gradientes de potencial para permitir el movimiento de los fluidos del pozo; en otras palabras, debe determinarse la causa de su baja productividad, ya determinada anteriormente. Existen algunos factores que ocasionan que los pozos sean buenos candidatos para fracturar¹³:

- En formaciones de baja permeabilidad, para que la extracción de este volumen considerable de hidrocarburos sea atractiva económicamente se pueden realizar trabajos de fracturamiento hidráulicos y fracturas profundas o de gran penetración incrementando así la productividad de este tipo de yacimientos.
- La técnica de estimulación por fracturamiento no incrementa la productividad lo suficiente para que el tratamiento sea económico, a menos que, las tasas de drenaje por gravedad se incrementen gradualmente
- La remoción de un bloque de baja permeabilidad, permite un gran incremento en la productividad del pozo. Los tratamientos de lavado con ácido y fracturamiento con pequeños volúmenes que afectan solamente la formación cerca del pozo, responden a esta causa de baja permeabilidad

El índice para determinar si un pozo es o no un buen candidato para fracturamiento hidráulico es diagnosticarlo y encontrar si alguna de las anteriores y posibles situaciones es la causa de su baja productividad y así poder diseñar e tratamiento que mejor optimice la producción de este.

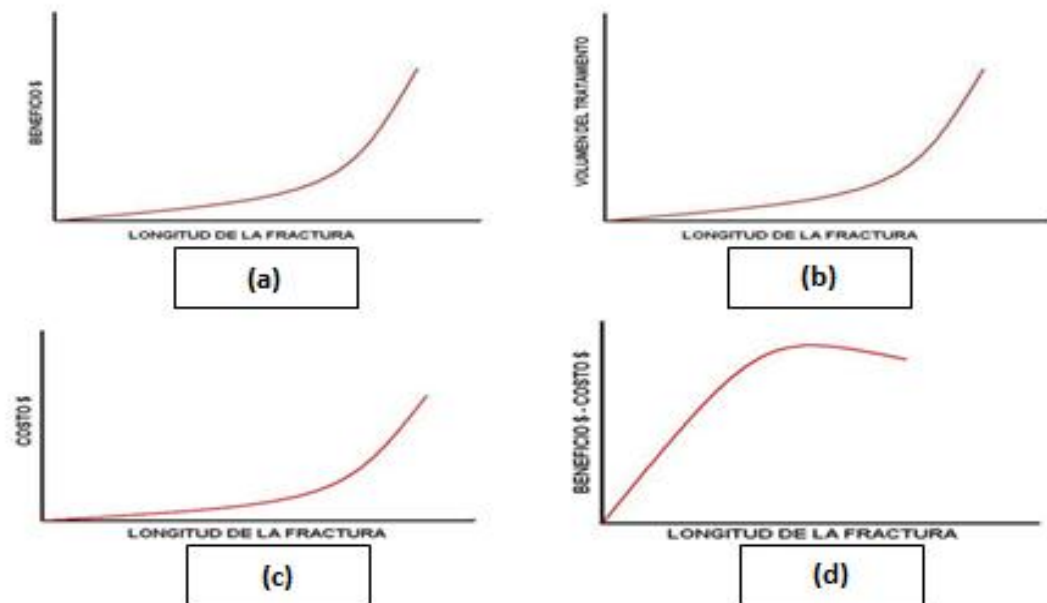
¹³ Economides, M. Nottle, Kenneth: Reservoir Stimulation, Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1989.

En general, el objetivo de fracturar hidráulicamente una formación es incrementar el índice de productividad de un pozo productor o en algunos casos el índice de inyectividad en un pozo de inyección.

El éxito de este tipo de tratamientos frecuentemente depende de la calidad de los pozos seleccionados, teniendo en cuenta parámetros críticos como la permeabilidad efectiva, viscosidad del fluido de yacimiento, factor de daño, presión de yacimiento y las condiciones en la cara del pozo.

El objetivo de todo diseño de un tratamiento de fracturamiento hidráulico, debe ser alcanzar la “Fractura óptima” para cada tratamiento y para cada pozo; en un yacimiento de baja permeabilidad por ejemplo se puede observar la influencia del tamaño de la fractura en el yacimiento (ver figura 44):

Figura 46. Influencia del tamaño de la fractura en el yacimiento



Fuente: Modificado de ECONOMIDES M.J. ET AL, 2008. SPE 111793.

- A medida que aumenta la longitud de la fractura, el beneficio en la cantidad de ingresos generados por pie de fractura aumenta. **Figura 44(a).**
- A medida que aumenta el volumen del tratamiento, la longitud de la fractura aumenta. **Figura 44(b).**
- A medida que aumenta la longitud de la fractura, el costo incremental por cada pie de fractura se incrementa. **Figura 44 (c).**
- Cuando el costo incremental del tratamiento es comparado con el beneficio adicional de incrementar el volumen del tratamiento, una longitud de fractura óptima puede ser generada para cada situación. **Figura 44(d).**
- Adicionalmente para los cálculos económicos, en todos los casos el diseño debe considerar los efectos de la fractura sobre las tasas de flujo y de recuperación, el costo del tratamiento y la inversión de la compañía propietaria y operadora del pozo.

7.1. FACTORES ECONÓMICOS¹⁴

Desde el nivel más básico, un fracturamiento hidráulico toma tiempo y dinero, a medida que la producción de un pozo disminuye con el paso de los años y los costos de operación se incrementan y hacen que desde el punto de vista económico mantener este pozo sea poco atractivo. Por el contrario un pozo con una larga fractura hidráulica puede drenar el yacimiento mucho más rápido, haciendo que este sea más atractivo económicamente a pesar del costo adicional del tratamiento. Llevando eso más allá de 2, 10, 100 o más pozos que puedan ser perforados y posteriormente fracturados. De esta forma entre estos extremos se encuentra el plan óptimo, el cual es el número de pozos fracturados que maximizan el valor económico de la producción comparado con los costos de operación.

¹⁴ Cabeza, Janice; Puello, Sandra Catalina; Evaluación técnico económica del resultado de las estimulaciones realizadas en el desarrollo del activo Llanito de Ecopetrol S.A.

Así basados en algunos pronósticos de precios futuros y para el desarrollo de este proyecto se hizo el cálculo del valor presente, el cual son los ingresos futuros de la producción menos los costos futuros de operación y demás egresos de vuelta en el presente, mejor conocido como valor presente neto. Los cálculos de fracturamiento hidráulico basados en la pérdida de fluido, tamaño de la fractura, etc., son usados para determinar los volúmenes requeridos para generar varias combinaciones de fractura, estos cálculos pueden ser convertidos fácilmente en costos estimados del tratamiento. Algunas formas de ingresos económicos son usadas para determinar el mejor tipo de propante, la longitud de fractura deseada y otros requerimientos para un tratamiento óptimo y eficaz.

7.2. COSTOS ASOCIADOS AL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

- **Costos Operativos:** En este valor se tienen en cuenta los costos de la movilización de todo el set de equipos, personal y materiales para fracturamiento hidráulico, la movilización entre campos y pozos y la unidad de bombeo para iniciar operaciones. Estos costos fueron suministrados por la empresa prestadora de servicios Bj Services (Ver tabla 27).

Tabla 27. Costos estándar movilización de equipos. Fracturamiento hidráulico.

Movilización	Valor Unit. US\$/Día
Movilización inicial y desmovilización final de los equipos y el personal.	2,000.00
Movilización de equipos de fracturamiento entre pozos.	85,000.00
Movilización de equipos entre campos para fracturamiento.	20,000.00

Fuente: Bj Services (2009).

- **Costos de servicios de operación:** Los costos corresponden a la tarifa establecida para la ejecución de las operaciones de fracturamiento hidráulico y a su vez también incluye los costos por bombeo de propante y material de control de backflow en las operaciones de fracturamiento hidráulico (Ver tabla 28).

Tabla 28. Servicios de operación, Fracturamiento hidráulico.

Servicios de Operación	Valor Unit.
	US\$/Día
Cargo de lavado ácido de tubería por pozo.	1,500.00
Cargo básico por fracturamiento (Fractura y mini fractura).	8,000.00
Cargo por prueba de tubería por fracturamiento.	1,500.00
Bombeo de fluidos.	3,000.00
Cargo por bombeo de solventes. (Unidad y personal por 4 días).	3,500.00
Cargo básico por fracturamiento químico.	6,000.00
Cargo por limpieza e inspección de tubería de fracturamiento.	2,700.00
Cargo por corrida tubería de fracturamiento.	32,000.00

Fuente: Bj Services (2009).

Sin importar las condiciones o duración del fracturamiento, estos valores son fijos para todas las operaciones, los costos variables para las campañas de fracturamiento están relacionados con los fluidos de fracturamiento, la preparación de la mezcla de los fluidos, costos por bombeo. Y varían según el caso de cada pozo.

7.3. ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN

Después de revisar las bases de costos de los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados durante la última década en el Campo Llanito de Ecopetrol

S.A, se obtuvo un valor promedio de inversión representativo de la muestra tomada (Ver tabla 29).

Tabla 29. Valores promedio de inversión para fracturamiento hidráulico en Campo Llanito de Ecopetrol S.A.

Costos Operacionales (US\$)	Costos Equipo (US\$)	Costos Totales (US\$)
230,000	267,000	497,000

Fuente: Autores.

Los costos operacionales se obtuvieron de promediar los valores de ejecución de los trabajos en donde solamente se realizó una fractura y la compañía de servicios no utilizó excesos de material. Y para costos asociados al equipo de workover de la misma forma se tuvieron en cuenta los trabajos realizados con el equipo. En base a esta información se estableció un Capex para la campaña de fracturamiento teniendo en cuenta estos costos y los días en los cuales el pozo va a estar parado (Ver tabla 30).

Tabla 30. Inversión de la campaña de estimulación mediante fracturamiento hidráulico.

CAPEX FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	
TIEMPO DEL POZO PARADO (Días)	14
DURACIÓN DE LA INTERVENCIÓN (Días)	12
COSTO FRACTURAMIENTO (servicio) (USD)	230,000
COSTO EQUIPO (USD)	267,000
COSTO DIF (USD)	84,370
TOTAL	581,370

Fuente: Autores.

Previo a un análisis financiero se estuvo realizando estudios de pre factibilidad técnica en campo Llanito Ecopetrol S.A y experiencias indican que los pozos deben estar debidamente preparados antes de someterse a un fracturamiento

hidráulico; esto es válido tanto para aquellos que ya llevan tiempo produciendo como para los que apenas van a comenzar a producir. Debido a que en los parámetros de diseño debe tenerse en cuenta diversos factores que puedan afectar el desarrollo normal de la operación; la tubería puede taponarse con parafinas u otros materiales los cuales no son deseables bombear hacia la formación, de hecho el taponamiento de la tubería puede causar que se requieran altas presiones para el tratamiento, hasta el punto tal que la formación pueda no fracturarse.¹⁵

Al momento de realizar un análisis financiero es importante tener claro algunos conceptos sobre ingeniería económica, evaluar que variables son las más importantes al momento de invertir en un proyecto desde el punto de vista económico-financiero, todo esto con el fin de conocer si se logran las ganancias suficientes para lograr el objetivo económico previamente establecido,

De este modo para la evaluación económica y financiera de un proyecto se utilizaron algunos índices que se obtienen del tratamiento técnico y cuantitativo que se le dé al flujo de caja del proyecto, Tales índices son: Tasa interna de retorno (TIR), valor presente neto (VPN), y el tiempo de recuperación de la inversión o PAYBACK.

7.4. BALANCE DE FLUJO DE CAJA¹⁶

Secuencia que representa los ingresos y egresos del proyecto, En su estimación se consideran factores como los ingresos provenientes del ejercicio u operación

¹⁵ Díaz Barrera Jules, Mesa Roa Nestor; Evaluación de los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en el campo llanito; Bucaramanga, Abril de 2009.

¹⁶ Cabeza Mantilla Janice, Puello Rugeles Sandra Catalina; Evaluación técnico-económica del resultado de las estimulaciones realizadas en el desarrollo del activo Llanito Ecopetrol S.A; Bucaramanga, mayo de 2011.

del proyecto, los gastos generados por la inversión, costos de operación, beneficio fiscal asociado a la depreciación y los impuestos en que se incurren por el desarrollo del proyecto, La ecuación que representa el flujo de efectivo durante un proyecto de inversión es (ver ecuación 9):

Ecuación 9: Flujo de caja

$$\text{FDC} = \text{Ing} - \text{Eg}$$

Dónde:

FDC: Flujo de Caja

Ing: Ingresos

Eg: Egresos

7.5. MÉTODOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO¹⁷

7.5.1. Valor presente neto. Es un método muy utilizado debido a lo sencillo de su aplicación, todos los ingresos y egresos futuros se transforman a pesos de hoy, Cuando el VPN es menor que cero implica que hay una pérdida a una cierta tasa de interés o por el contrario si el VPN es mayor que cero se presenta una ganancia, Cuando el valor de VPN es igual a cero se dice que el proyecto es indiferente, Los valores que deben tenerse en cuenta al calcular el VPN de un proyecto son: la vida útil del proyecto, el flujo de caja, es decir el valor presente de los ingresos y egresos en el tiempo, valor comercial o ingreso que se obtiene al final de la vida útil del proyecto y una tasa de descuento o tasa de oportunidad, la cual puede ser constante o variable, ya que en esta tasa está presente de alguna manera el factor de riesgo y el de liquidez, La ecuación general para hallar este valor es (Ver ecuación 10) y/o de forma más general(Ver ecuación 11):

¹⁷ Cabeza Mantilla Janice, Puello Rugeles Sandra Catalina; Evaluación técnico-económica del resultado de las estimaciones realizadas en el desarrollo del activo Llanito Ecopetrol S.A; Bucaramanga, mayo de 2011.

Ecuación 10:
$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{FDC}{+i^n}$$

Ecuación 11: $VPN = VPI - VPE$

Dónde:

VPN= Valor Presente Neto.

VPI= Valor presente de los ingresos.

VPE= Valor presente de los egresos.

7.5.2. Tasa interna de retorno. Conocida también como la tasa de rentabilidad, es la tasa que iguala el VPN a cero, Matemáticamente hablando, se determina hallando la tasa de interés a la que la suma del valor presente de los flujos de caja es igual a la inversión inicial, La ecuación que la representa es la siguiente (Ver ecuación 12):

Ecuación 12:

$$VPN = 0 = \frac{FDC_1}{+i^1} + \frac{FDC_2}{+i^2} + \frac{FDC_3}{+i^3} + \dots + \frac{FDC_n}{+i^n} - Inv$$

Dónde:

FDC:Flujo de caja

I:Tasa de interés manejada

VPN: Valor Presente Neto

7.5.3. Tiempo de recuperación de la inversión o PAYBACK TIME. El tiempo de recuperación de la inversión, es el tiempo en el cual se recupera el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto, es decir, para que los flujos de caja netos positivos sean iguales a la inversión inicial, La ecuación que permite calcular este tiempo es la siguiente (Ver ecuación 13):

Ecuación 13:

$$\textit{Payback} = \frac{\textit{Inversión Inicial}}{\textit{Flujo De Efectivo Anual}}$$

7.6. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA CAMPAÑA DE ESTIMULACIÓN.

Teniendo en cuenta el análisis detallado a los pozos evaluados, se realizó una evaluación económica para estimulación mediante fracturamiento hidráulico debido a que según los estudios realizados en el campo Llanito de Ecopetrol S.A mencionado anteriormente, este ha sido el método que ha obtenido mejores resultados en cuanto a producción incremental; esta evaluación se realizó en tiempo presente, es decir, que rentabilidad y que resultados debería obtener una campaña de estimulación si se fuesen a aplicar estos tratamientos, Para llevar a cabo este análisis económico se partió de información básica como el precio de venta del crudo, el lifting cost, hasta la información de los costos totales del tratamiento; seguidamente se realizó el flujo de caja para la campaña de estimulación.

En el flujo de caja realizado para el tratamiento mencionado anteriormente, se establece: la tasa de declinación del pozo previa a la estimulación, la tasa de declinación del pozo posterior a la estimulación, la producción del pozo antes de la estimulación, la producción del pozo después de la estimulación, el precio del barril, los costos de operación, los días de producción diferida, la tasa de oportunidad y el impuesto de renta:

- Regalías: 20%,
- Tasa de interés: 11,10%
- Tasa interna de oportunidad: 13%,

El análisis de estos flujos de caja se realizó sensibilizando la producción incremental que debería tener un pozo representativo y producción acumulada necesaria para obtener una respuesta económicamente favorable en un determinado tiempo, Teniendo en cuenta las curvas de declinación y la duración aproximada de la efectividad de los trabajos de estimulación en Llanito, Se planteó un escenario en el cual la recuperación de la inversión se obtuviera en 12, 24, 36 y 48 meses respectivamente, alcanzando una relación beneficio costo mayor o igual a (1) en este lapso de tiempo.

7.6.1. Costos asociados a los tratamientos de estimulación.En la siguiente tabla se exponen los costos asociados al tratamiento de estimulación mencionado anteriormente, que incluye el costo que genera la movilización inicial del set de equipos y la desmovilización de los mismos, los costos de servicios prestados por la compañía, los costos de personal operativo, costos de los materiales empleados, Finalmente se hará un promedio entre los costos totales de ambos tratamientos y será el que se va a implementar para realizar el flujo de caja (ver tabla 31).

Tabla 31. Inversión de la campaña de estimulación mediante fracturamiento hidráulico.

CAPEX FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	
TIEMPO DEL POZO PARADO (Días)	14
DURACIÓN DE LA INTERVENCIÓN (Días)	12
COSTO FRACTURAMIENTO (servicio) (USD)	230,000
COSTO EQUIPO (USD)	267,000
COSTO DIF (USD)	84,370
TOTAL	581,370

Fuente: Autores.

7.6.2. Flujo de caja. Para la realización del flujo de caja se realizó un perfil del pozo 117 (Candidato seleccionado), ilustrando la tasa de declinación del pozo previa y después de realizar la estimulación. Para el estudio se tuvo en cuenta la siguiente información (Ver tablas 32 y 33):

Tabla 32. Información básica para el estudio de pre-factibilidad financiera.

Indicador	Valores			
Año	1	2	3	4
Precio de venta del crudo (USD)	52,13	52,21	52,23	51,35
Costo de levantamiento (USD/Bbl)	23,30	23,30	23,30	23,30

Fuente: Departamento de yacimientos, Ecopetrol S.A.

Tabla 33. Perfil del Pozo Llanito 117.

Mes	Prod. Mes (Bbl/Día)	Prod. Incremental (Bbl/Día)
1	25	54
2	25	50
3	24	47
4	24	44
5	23	41
6	23	39
7	22	37
8	22	35
9	21	33
10	21	32
11	21	30
12	20	29
13	20	28
14	20	27
15	19	26
16	19	25
17	19	24
18	18	23
19	18	22
20	18	22
21	18	21

Mes	Prod. Mes (Bbl/Día)	Prod. Incremental (Bbl/Día)
22	17	20
23	17	20
24	17	19
25	17	19
26	16	18
27	16	18
28	16	17
29	16	17
30	15	16
31	15	16
32	15	16
33	15	15
34	15	15
35	15	15
36	14	14
37	14	14
38	14	14
39	14	14
40	14	14
41	14	14
42	13	13
43	13	13
44	13	13
45	13	13
46	13	13
47	13	13
48	13	13

Fuente: Autores.

A continuación se presentan los parámetros de declinación para determinar la declinación de la producción incremental y básica del pozo llanito 117 (Ver tabla 34 y 35). Para calcular las curvas de declinación se utilizó el método exponencial (ver anexo y); los parámetros de declinación D_i (Velocidad de declinación) y b (constante de declinación), han sido calculados a partir de las curvas de producción históricas de los campos.

Tabla 34. Parámetros de declinación producción incremental.

Incremental	
D_i (Nm)	0,08
B	1,00

Fuente: Departamento de yacimientos Ecopetrol S.A

Tabla 35. Parámetros de declinación producción básica.

Básica	
D_i (Nm)	0,02
B	1,00

Fuente: Departamento de yacimientos Ecopetrol S.A

Partiendo de los costos totales obtenidos y mencionados en la tabla 31, se realizó el flujo de caja para la campaña de estimulación. Para el escenario se planteó que la recuperación de la inversión se obtuviera en 12, 24,36 y 48 meses respectivamente alcanzando una relación beneficio-costos mayor o igual a (1) en este lapso de tiempo.

A continuación se muestran los resultados financieros obtenidos para el candidato seleccionado (ver figura 45):

Figura 47. Estudio Financiero Llanito 117.

AÑO	0	1	2	3	4
MARGEN CRUDO		28,83	28,91	28,93	28,05
AÑO	0	1	2	3	4
BLS NETOS INCORPORADOS		13.287	7.968	5.709	4.751
MARGEN EN USD		383.039	230.341	165.167	133.266
COSTOS TRABAJO EN USD	581.370				
POTENCIAL ACTUAL DEL POZO	25,1				
DURACIÓN DEL TRABAJO EN DÍAS	12				
DIFERIDA POZO EN USD	8.683				
FLUJO DE CAJA	(590.053)	383.039	230.341	165.167	133.266
TASA EFECTIVA ANUAL	13,00%				
VPN	125.514				
TIR	25%				
EFI	21%				
Tiempo de Repago en días	562				

Fuente: Autores.

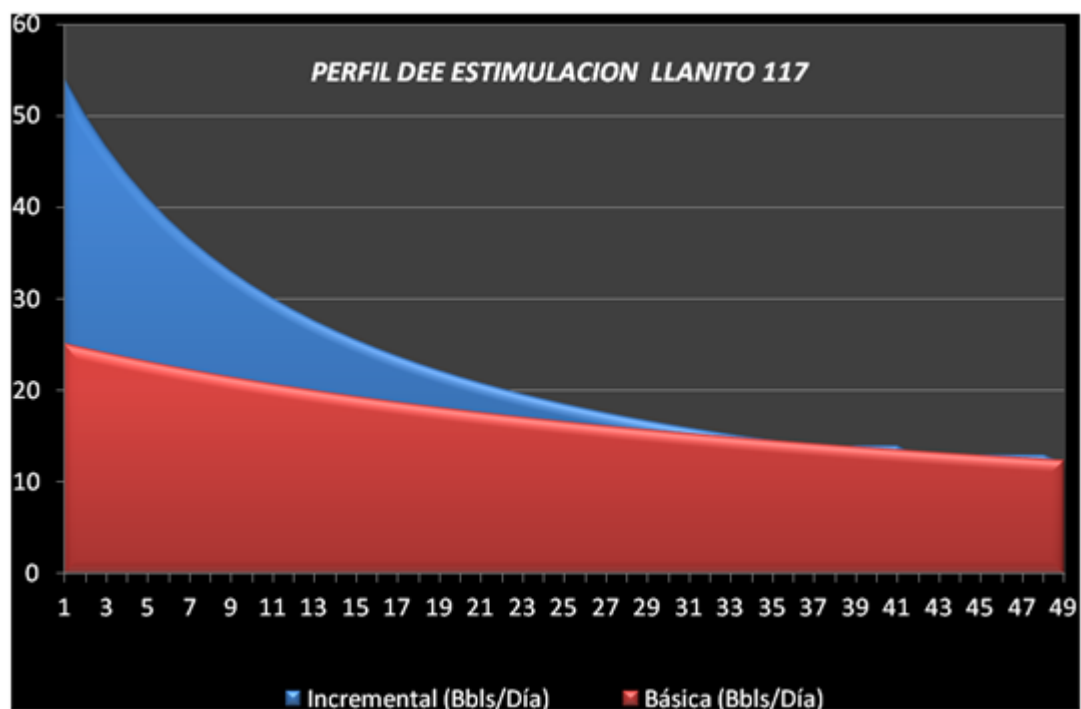
En la figura anterior se muestran los resultados de la campaña de estimulación para el pozo Llanito 117, de este modo para la tabla anterior, si el VPN en un proyecto es positivo quiere decir que generará riqueza, pero si el VPN es negativo se perderá riqueza, es decir, no es viable realizarlo. En este caso para el escenario presentado, el valor es positivo, generando un valor de 125,514 Dólares (US\$), pero si se observa el tiempo de repago o payback es de 562 días es decir que esta campaña no es viable debido a que el tiempo para recuperar la inversión realizada es muy alto y las ganancias no son las esperadas.

En la tabla de resultados se observa un valor de tasa interna de retorno (TIR) del 25%, siendo superior a la tasa de oportunidad planteada del 13%. Y la producción incremental en este escenario es de 7899Bbls.

A continuación se mostrará gráficamente la comparación entre la producción incremental y la producción básica del pozo Llanito 117 (ver figura 46).

Las curvas de producción que se muestran, se calculan con base en las tablas 34 y 35. En el perfil del pozo Llanito 117 se puede observar las reservas incrementales por mes y su respectiva declinación.

Figura 48. Producción incremental Vs. Producción básica, Pozo Llanito 117.



Fuente: Autores.

En la gráfica se observa que la estimulación realizada por fracturamiento hidráulico no resulta viable debido a que la producción incremental declina en un tiempo muy temprano igualando a la producción básica, generando bajos beneficios económicos para la inversión realizada.

CONCLUSIONES

- El proceso de selección da como resultado la selección del pozo Llanito 117, el cual se ajustó a los criterios propuestos en la metodología, que permiten tenerlo en cuenta como posible candidato a tratamiento de estimulación por fracturamiento hidráulico.
- Con el estudio del análisis de factibilidad financiera se pudo evidenciar que para el pozo Llanito 117 se obtuvo un VPN positivo, sin embargo no es económicamente viable este tipo de tratamiento debido a que el tiempo de recuperación de la inversión es muy alto.
- Se evidenció que una pequeña variación en la permeabilidad efectiva y el caudal generaron cambios drásticos en los valores obtenidos de índice de productividad y daño ocasionando, en algunos casos produjo el daño (S) negativo, lo que indica que posiblemente el pozo este estimulado y no sea un candidato para tratamiento.
- Se escogió como tratamiento más adecuado para el desarrollo de este proyecto, el fracturamiento hidráulico, ya que su producción incremental en campo Llanito fue mayor que los resultados generados por el tratamiento mediante estimulación acida.
- La metodología desarrollada permitió de una manera práctica realizar la selección de los posibles pozos candidatos, dando como resultado una metodología aplicable a cualquier campo petrolero.

RECOMENDACIONES

- Al implementar esta metodología se recomienda asegurarse de que los pozos objeto de estudio posean las características adecuadas y que la información proporcionada sea confiable, para que los resultados se ajusten a la realidad de cada pozo y al momento de implementar cualquier tratamiento no tener pérdidas económicas o incluso del mismo pozo.
- Para próximas investigaciones relacionadas con los tratamientos de estimulación se sugiere, tener en cuenta la relación costo/beneficio de los diferentes tratamientos que han dado resultado en activo Llanito.
- Para tener una mayor exactitud al momento de calcular los pozos candidatos a un tratamiento de estimulación, se propone incluir más variables que afecten la productividad en el pozo.
- Para el cálculo de los parámetros propuestos en la metodología siempre debe realizarse un ajuste de las correlaciones manejadas por el software con datos de PVT representativos del campo Llanito, el cual permite utilizar la mejor correlación para dichos valores de cada uno de los pozos.
- Estar al tanto de las nuevas tecnologías, técnicas y tratamientos que puedan resultar efectivos al implementarse en los pozos del campo Llanito.

BIBLIOGRAFÍA

BERILGEN, Hulusi D, Enhanced recovery methods in petroleum production, Betchtel, October, 1980, Chap 5,

Bolaño Argüello Janio Andres, Miguel Pinto Juliana Fernanda; Desarrollo de una metodología para la selección de fluidos de acidificación matricial de areniscas; Bucaramanga, noviembre de 2009,

Cabeza Mantilla Janice, Puello Rugeles Sandra Catalina; Evaluación técnico-económica del resultado de las estimulaciones realizadas en el desarrollo del activo Llanito Ecopetrol S,A; Bucaramanga, mayo de 2011,

ECOPETROL, Informe general campo Llanito, Semestral, El centro, Santander, ECOPEOTROL, julio de 2012,

GREEN, Don y WILLHITE, G, Paul, Enhanced Oil Recovery, Richardson, Texas: Henry L, Doherty Memorial Fund of AIME, Society Of Petroleum Engineers, 1998,P, 101 -102,

John Lee; Well Testing; 1964,

K,S, Chan; Water Control Diagnostics Plots; Octubre 1995,

Martínez Fontecha Miguel Alfonso, Díaz Carrascal Jennifer; Evaluación de los principales problemas de producción del Campo Llanito de Ecopetrol S,A; Bucaramanga, septiembre de 2009,

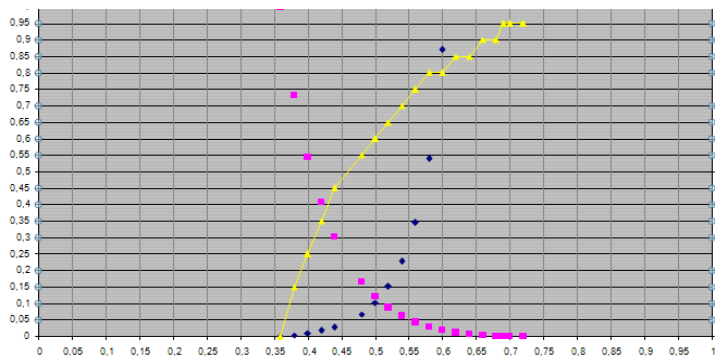
Nind, T,E,W; Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros;
Canadá 1987,

Pacheco Carvajal Luz Elena, Duarte Sepúlveda Carlos Andrés; Selección de
pozos piloto para la implementación del sistema de levantamiento artificial
Recoil en el Campo Llanito; Bucaramanga, febrero de 2009,

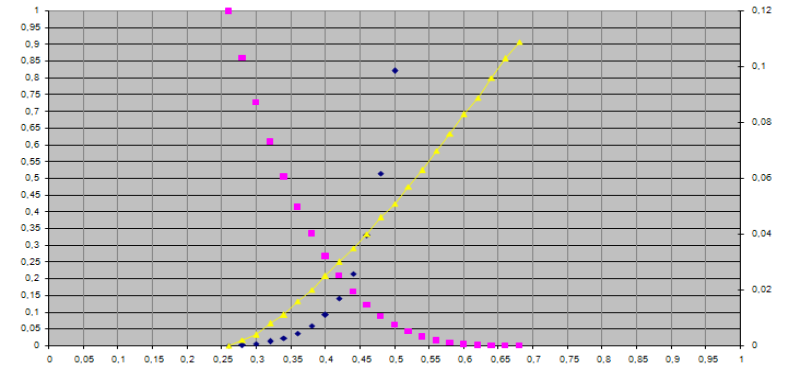
ANEXOS

Anexo A. Gráficas de permeabilidad relativa representativas del campo Llanito.

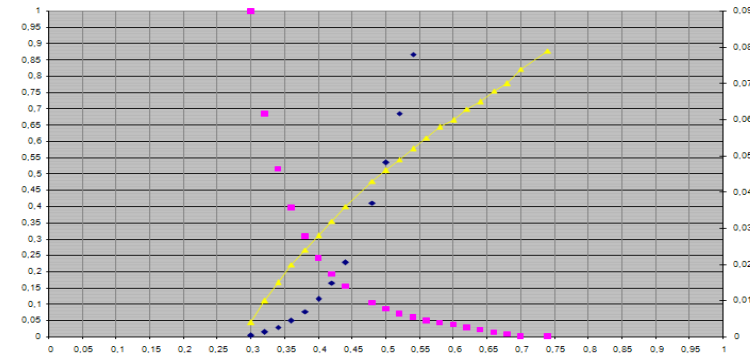
Muestra 1, profundidad 6446,5 (ft)



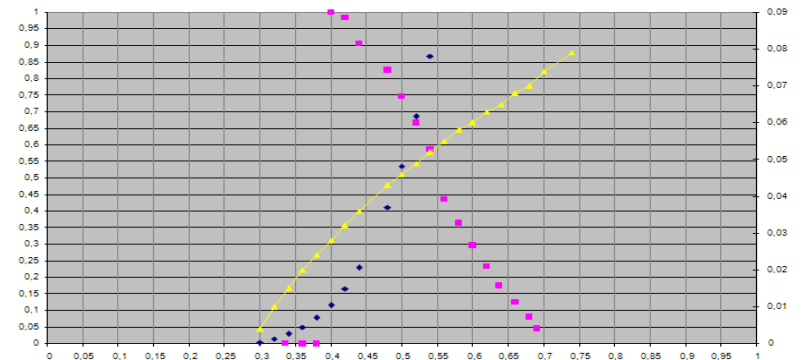
Muestra 2, profundidad 6465,3 (ft)



Muestra 3, profundidad 6818,65 (ft)



Muestra 4, profundidad 6841,5 (ft)



Fuente, INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO ICP, Estudio de permeabilidades relativas campo Llanito, Piedecuesta –Santander, Diciembre de 2004,

Anexo B. Información necesaria para el cálculo de la presión de yacimiento (Ps) y de la presión de fondo fluuyendo (Pwf) del pozo Llanito 45.

FECHA	NIVEL (Ft)	TOPE (Ft)	BASE (Ft)	TVD TOPE (Ft)	TVD BASE (Ft)	PUNTO MEDIO (Ft)	WC	OC	GE OIL	Densidad H2O	Densidad Oil	CHP (Pwf) Psi	PH
23/07/10	7383,17	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179		-343,76
25/07/10	7383,17	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	58,5	-285,26
25/07/10	6598,17	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	9,3	-4,08
27/07/10	7383,17	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	78	-265,76
28/07/10	7383,17	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	62,7	-281,06
29/07/10	7383,17	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	40,1	-303,66
31/07/10	7383,17	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179		-343,76
16/08/10	4533,76	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	-10,8	844,65
19/08/10	7405,76	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	52,5	-300,76
22/08/10	7405,76	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	56,3	-296,96
27/08/10	7405,76	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179		-353,26
30/08/10	7394,76	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	53,2	-295,43
02/09/10	7405,76	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	77,2	-276,06
26/09/10	7405,76	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	83,8	-269,46
23/10/10	7405,76	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	75,3	-277,96
28/10/10	7405,76	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	54,7	-298,56
06/11/10	7383,17	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	83,2	-260,56
06/11/10	7405,76	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	83,2	-270,06
23/11/10	7383,17	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179		-343,76
27/11/10	7381	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	73,4	-269,44
08/12/10	7383,17	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	84,2	-259,56
26/12/10	7383,17	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	83,7	-260,06
29/12/10	7383,17	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	72,3	-271,46
12/01/11	7287,17	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	49,3	-254,05
29/01/11	7325,17	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	76	-243,35
03/02/11	6893,17	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	52,6	-84,93
13/02/11	7383,17	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179		-343,76
06/03/11	7383,17	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	75,2	-268,56
18/03/11	6958,76	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	55,4	-109,74
21/03/11	6800,17	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	55,5	-42,89
22/03/11	6573,17	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	51,3	48,44
24/03/11	6403,76	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	42,7	111,14
26/03/11	6235,76	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	49,1	188,25
28/03/11	6100,76	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	50,7	246,66
31/03/11	6402,76	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	59,3	128,16
08/04/11	7405,76	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	87,2	-266,06
21/04/11	7405,76	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	73,5	-279,76
26/04/11	7395,76	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	56,4	-292,65
30/04/11	7371,76	5751	7566	5658,93	7473,83	6566,38	42	58	0,937086093	8,4	7,871523179	57,8	-281,15

Fuente: ECOPETROL S,A, Base de datos de Superintendencia de Operaciones de Mares – Regional Magdalena Medio, El centro, Barrancabermeja, Junio de 2012

Anexo C. Información necesaria para el cálculo de la presión de yacimiento (Ps) y de la presión de fondo fluuyendo (Pwf) del pozo Llanito 77

FECHA	NIVEL (Ft)	TOPE (Ft)	BASE (Ft)	PUNTO MEDIO (Ft)	WC	OC	GE OIL	Densidad H2O	Densidad Oil	CHP (Pwf) Psi	PH
08/08/08	0	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	23,6	2671,43
26/06/10	2015	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	47,6	1821,92
28/06/10	2864	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	55,9	1462,18
29/06/10	3165	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	61,7	1337,50
01/07/10	3764	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	16,1	1032,23
04/07/10	3925	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	50,2	996,54
04/07/10	3521	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	22,8	1144,27
15/07/10	4659	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	117,1	745,24
18/07/10	4585	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	66,9	727,12
25/07/10	4666	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	70,2	695,31
31/07/10	5014	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	67,4	541,65
02/08/10	5208	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	77,4	467,55
05/08/10	5161	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	62,5	473,03
05/08/10	5174	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	62,5	467,39
10/08/10	5274	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	55,9	417,44
14/08/10	5332	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	64,1	400,50
16/08/10	4970	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	28,4	521,73
18/08/10	5045	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	70,2	531,01
19/08/10	5074	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	61,2	509,44
20/08/10	5737	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179		160,83
21/08/10	5230	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	75,7	456,32
22/08/10	5737	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179		160,83
27/08/10	5198	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	70,3	464,79
06/09/10	5117	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	61,7	491,30
20/09/10	5737	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179		160,83
30/09/10	5018	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	54,2	526,72
16/10/10	5059	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	64,2	518,94
13/11/10	5318	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	60,4	402,87
23/11/10	5337	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	58,4	392,63
07/12/10	5353	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	63,8	391,09
26/12/10	5350	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	57,6	386,19
09/01/11	4984	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	55	542,26
20/01/11	4788	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	54,9	627,12
02/02/11	4731	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	50,2	647,13
12/02/11	4449	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	40,3	759,48
17/02/11	4720	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	54	655,70
11/03/11	4734	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	68,1	663,73
22/03/11	4637	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	57,5	695,18
08/04/11	4538	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	54,7	735,30
12/04/11	4392	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	57,7	801,59
21/04/11	4531	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	46,7	730,33
10/05/11	4519	5750	6466	6108	88	12	0,937086093	8,4	7,871523179	59,1	747,94

Fuente:ECOPETROL S,A, Base de datos de Superintendencia de Operaciones de Mares – Regional Magdalena Medio, El centro, Barrancabermeja, Junio de 2012.

Anexo D. Información necesaria para el cálculo de la presión de yacimiento (Ps) y de la presión de fondo fluyendo (Pwf) del pozo Llanito 109.

FECHA	NIVEL (Ft)	TOPE (Ft)	BASE (Ft)	TVD TOPE (Ft)	TVD BASE (Ft)	PUNTO MEDIO (Ft)	WC	OC	GE OIL	Densidad H2O	Densidad Oil	CHP (Pwf) Psi	PH
5/1/08	5352	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	142,1	381,04
12/1/08	2804	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	137,7	1436,39
24/1/08	5352	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	120	358,94
29/1/08	5352	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	135,3	374,24
8/2/08	1431,86	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	123,9	1993,29
23/2/08	5753,86	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	108,9	180,70
10/3/08	5753,86	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	100,6	172,40
24/3/08	5753,86	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	100,6	172,40
27/3/08	5753,86	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	94,2	166,00
12/4/08	5753,86	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	93,2	165,00
9/5/08	5753,86	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	82	153,80
21/5/08	5753,86	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	54,4	126,20
21/5/08	5753,86	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179		71,80
5/6/08	5753,86	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	49,8	121,60
22/6/08	6254,89	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	38,2	-98,38
8/7/08	5753,86	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	14	85,80
11/7/08	5753,86	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	18,2	90,00
16/7/08	5753,86	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	22,1	93,90
27/7/08	327,86	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	51,5	2380,06
4/8/08	6193,89	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	25,6	-85,61
4/8/08	6190,89	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179		-109,96
12/8/08	6162,89	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	56,8	-41,52
27/8/08	6183,89	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	55	-52,05
7/9/08	6236,89	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	45	-84,10
13/9/08	6219,89	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	99,3	-22,73
13/9/08	6165,89	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179		-99,57
13/9/08	6189,89	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179		-109,55
17/9/08	6182,89	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	50,2	-56,44
26/9/08	6186,89	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	44,1	-64,20
10/10/08	6201,89	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	30,5	-84,04
16/10/08	6183,89	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	40,8	-66,25
21/10/08	6190,89	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	31,6	-78,36
24/10/08	5966,89	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	46,7	29,90
27/10/08	6220,89	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	55,4	-67,04
11/11/08	6250,89	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	46,3	-88,62
22/11/08	6251,89	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	30,3	-105,03
29/11/08	5968,89	5451	6402	5290,82	6238,82	5926,5	24	76	0,937086093	8,4	7,871523179	42,6	24,97

Fuente, ECOPETROL S,A, Base de datos de Superintendencia de Operaciones de Mares – Regional Magdalena Medio, El centro, Barrancabermeja, Junio de 2012.

Anexo E. Información necesaria para el cálculo de la presión de yacimiento (Ps) y de la presión de fondo fluyendo (Pwf) del pozo Llanito 113

FECHA	NIVEL (Ft)	TOPE (Ft)	BASE (Ft)	TVD TOPE (Ft)	TVD BASE (Ft)	PUNTO MEDIO (Ft)	WC	OC	GE OIL	Densidad H2O	Densidad Oil	CHP (Pwf) Psi	PH
26/01/08	1342	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	87,5	2048,53
17/03/08	4404	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	116,9	765,72
24/04/08	2775	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	88,9	1435,83
14/05/08	4270	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	88,8	795,05
23/06/08	1358	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	90,6	2044,78
11/07/08	1821	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	105,1	1860,86
10/08/08	1579	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	104,9	1964,37
07/09/08	5692	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	96,85	
11/10/08	1536	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	576,9	2454,80
26/11/08	5692	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	96,85	
05/12/08	1562	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	612,9	2479,65
10/12/08	1567	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	1249,1	3113,71
22/12/08	1410	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	1360,2	3292,09
28/12/08	1504	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	1190,9	3082,51
05/01/09	1497	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	1325,0	3219,61
13/01/09	1577	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	1317,7	3178,03
17/01/09	2529	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	120,6	1572,95
25/01/09	2465	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	98,7	1578,48
29/01/09	2406	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	92,5	1597,56
01/02/09	2428	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	87,2	1582,83
07/02/09	2467	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	104,7	1583,62
15/02/09	2143	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	103,0	1720,77
22/02/09	1535	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	127,0	2005,32
22/03/09	2205	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	124,4	1715,60
28/03/09	1113	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	51,7	2110,87
29/03/09	942	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	56,1	2188,55
13/04/09	4344	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	69,7	744,23
14/04/09	3285	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	78,1	1206,47
16/04/09	3939	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	70,0	918,10
19/04/09	4250	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	95,3	810,12
24/04/09		5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	-0,3	2535,85
25/04/09	1044	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	1282,0	3370,74
27/04/09	541	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	2100,3	4404,60
28/04/09	4636	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	254,0	803,40
01/05/09	3954	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	85,0	926,67
04/05/09	4527	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	90,9	687,01
07/05/09	4528	5562	6281	5558,5	6277,5	5918	83,00	17,00	0,937086093	8,3304	7,806301987	73,7	669,38

Fuente, ECOPELROL S,A, Base de datos de Superintendencia de Operaciones de Mares – Regional Magdalena Medio, El centro, Barrancabermeja, Junio de 2012.

Anexo F, Información necesaria para el cálculo de la presión de yacimiento (Ps) y de la presión de fondo fluuyendo (Pwf) del pozo Llanito 117.

FECHA	NIVEL (Ft)	TOPE (Ft)	BASE (Ft)	PUNTO MEDIO (Ft)	WC (%)	OC (%)	GE OIL	DENS. H2O (LB/GAL)	DENS. OIL (LB/GAL)	CHP (PSI)	PH (PSI)
18/01/08	4581	5410	6328	5869	40	60	0,9371	8,3304	7,806301987	82,3	619,18
20/01/08	5008	5410	6328	5869	40	60	0,9371	8,3304	7,806301987	154	512,89
24/01/08	4413	5410	6328	5869	40	60	0,9371	8,3304	7,806301987	101	707,90
23/02/08	1739	5410	6328	5869	40	60	0,9371	8,3304	7,806301987	108,7	1830,20
06/03/08	278	5410	6328	5869	40	60	0,9371	8,3304	7,806301987	93	2423,49
29/03/08	4477	5410	6328	5869	40	60	0,9371	8,3304	7,806301987	92,6	672,83
11/04/08	4603	5410	6328	5869	40	60	0,9371	8,3304	7,806301987	123,7	651,41
03/05/08	4312	5410	6328	5869	40	60	0,9371	8,3304	7,806301987	88,3	737,30
09/05/08	4539	5410	6328	5869	40	60	0,9371	8,3304	7,806301987	84,8	639,18
04/06/08	854	5410	6328	5869	40	60	0,9371	8,3304	7,806301987	88,3	2178,70
19/06/08	331	5410	6328	5869	40	60	0,9371	8,3304	7,806301987	92,2	2400,60
20/06/08	327	5410	6328	5869	40	60	0,9371	8,3304	7,806301987	94,7	2404,77
20/06/08	327	5410	6328	5869	40	60	0,9371	8,3304	7,806301987	94,7	2404,77
28/06/08	4701	5410	6328	5869	40	60	0,9371	8,3304	7,806301987	351,5	838,36
22/07/08	347	5410	6328	5869	40	60	0,9371	8,3304	7,806301987	81,1	2382,83
28/07/08	459	5410	6328	5869	40	60	0,9371	8,3304	7,806301987	115,1	2370,14
10/08/08	421	5410	6328	5869	40	60	0,9371	8,3304	7,806301987	102,5	2373,38
07/09/08	248	5410	6328	5869	40	60	0,9371	8,3304	7,806301987	1483,3	3826,30
07/09/08	6142	5410	6328	5869	40	60	0,9371	8,3304	7,806301987		-113,79
09/09/08	275	5410	6328	5869	40	60	0,9371	8,3304	7,806301987	1872,5	4204,24
22/09/08	399	5410	6328	5869	40	60	0,9371	8,3304	7,806301987	1898	4178,05
11/10/08	462	5410	6328	5869	40	60	0,9371	8,3304	7,806301987	686,9	2940,69
23/10/08	329	5410	6328	5869	40	60	0,9371	8,3304	7,806301987	692,9	3002,13
30/10/08	376	5410	6328	5869	40	60	0,9371	8,3304	7,806301987	746,7	3036,34
14/11/08	912	5410	6328	5869	40	60	0,9371	8,3304	7,806301987	714,2	2780,42
25/11/08	443	5410	6328	5869	40	60	0,9371	8,3304	7,806301987	1177,8	3439,51
30/11/08	451	5410	6328	5869	40	60	0,9371	8,3304	7,806301987	1514	3772,38
04/12/08	477	5410	6328	5869	40	60	0,9371	8,3304	7,806301987	1247,7	3495,24

Fuente, ECOPELROL S,A, Base de datos de Superintendencia de Operaciones de Mares – Regional Magdalena Medio, El centro, Barrancabermeja, Junio de 2012.

Anexo G, Información necesaria para el cálculo de la presión de yacimiento (Ps) y de la presión de fondo fluuyendo (Pwf) del pozo Llanito 120.

FECHA	NIVEL (Ft)	TOPE (Ft)	BASE (Ft)	PUNTO MEDIO (Ft)	WC	OC	GE OIL	Densidad H2O	Densidad Oil	CHP (Pwf) Psi	PH
31/07/08	4991	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	243	806,33
10/10/08	3035	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	48,7	1451,87
11/10/08	3324	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	50,8	1329,88
16/10/08	5952	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	54,8	205,51
20/10/08	3453	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	56,6	1280,29
25/10/08	4980	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	66,8	634,85
27/10/08	5026	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	65,4	613,70
31/10/08	5506	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	374,2	716,40
02/11/08	5630	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	455,2	744,16
04/11/08	5952	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	477,6	628,31
09/11/08	5939	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	405	561,29
17/11/08	5749	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	141,8	379,67
22/11/08	5881	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	240,9	422,09
25/11/08	5927	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	250	411,44
30/11/08	5916	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	213,3	379,46
02/12/08	5911	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	198,6	366,91
10/12/08	4699	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	57,3	746,00
27/01/09	2853	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	13,6	1494,91
27/01/09	5793	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987		218,98
28/01/09	3421	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	56,5	1293,93
29/01/09	3132	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	61,9	1423,42
29/01/09	1930	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	49,5	1927,11
30/01/09	3486	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	57,8	1267,32
02/02/09	4158	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	63,5	984,49
05/02/09	4826	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	63,8	697,97
06/02/09	4883	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	59,2	668,90
17/02/09	5231	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	57,1	517,38
21/02/09	5321	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	67,8	489,44
26/02/09	5514	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	70,2	408,97
02/03/09	5652	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	72,7	352,22
06/03/09	5725	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	71,2	319,37
26/03/09	5787	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	72,5	294,05
01/04/09	5788	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	73,4	294,52
06/04/09	5761	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	74,9	307,62
24/04/09	5759	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987	0,5	234,07
27/05/09	5936	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987		157,58
28/05/09	5936	6038	6568	6303	86	14	0,937086093	8,3304	7,806301987		157,58

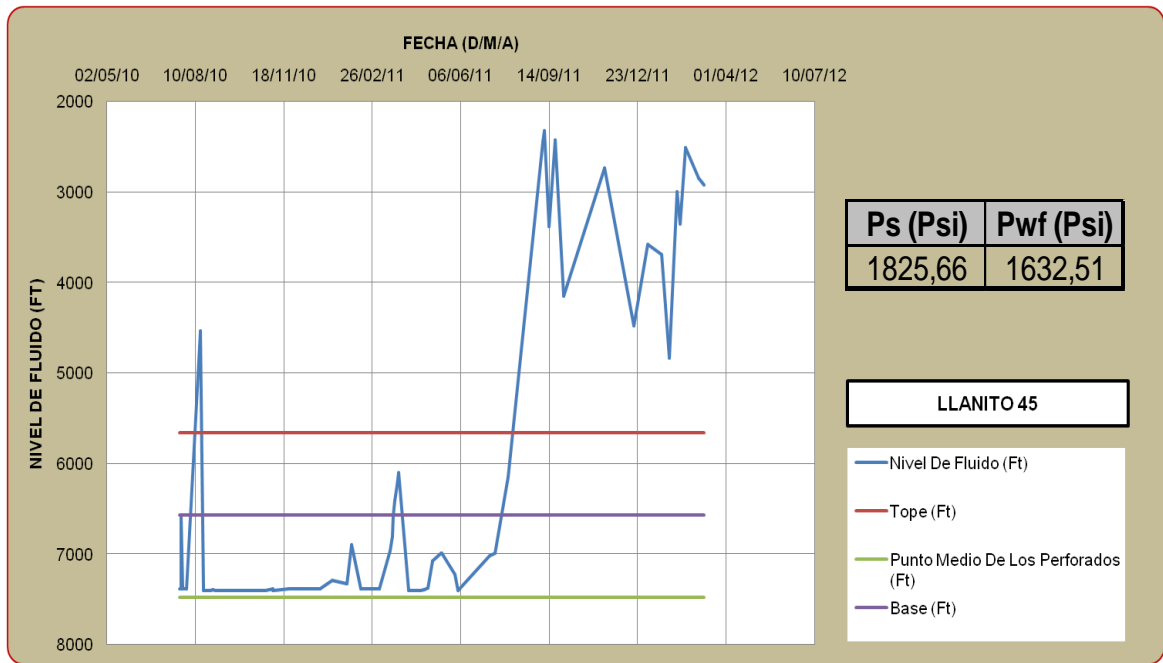
Fuente, ECOPETROL S,A, Base de datos de Superintendencia de Operaciones de Mares – Regional Magdalena Medio, El centro, Barrancabermeja, Junio de 2012.

Anexo H, Información necesaria para el cálculo de la presión de yacimiento (Ps) y de la presión de fondo fluyendo (Pwf) del pozo Llanito 129.

FECHA	NIVEL (Ft)	TOPE (Ft)	BASE (Ft)	TVD TOPE (Ft)	TVD BASE (Ft)	PUNTO MEDIO (Ft)	WC	OC	GE OIL	Densidad H2O	Densidad Oil	CHP (Pwf) Psi	PH
22/10/09	4878	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	72,7	729,94
22/10/09	4864	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	72,7	735,82
25/10/09	6084	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	79	229,93
26/10/09	3404	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	74	1350,06
27/10/09	4673	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	60,8	804,10
29/10/09	4903	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	60,9	707,64
01/11/09	2048	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	74,5	1919,85
03/11/09	4359	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	61,3	936,43
05/11/09	4584	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	52,7	833,37
07/11/09	3304	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	65,5	1383,55
08/11/09	3740	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	62,7	1197,70
09/11/09	3442	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	95,9	1356,01
10/11/09	2228	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	50	1819,78
12/11/09	2507	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	75,2	1727,85
15/11/09	2501	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	84,3	1739,47
18/11/09	2311	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	105,4	1840,33
19/11/09	2325	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	100,1	1829,16
22/11/09	2257	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	75,3	1832,90
25/11/09	3306	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	62,5	1379,71
26/11/09	3874	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	57,8	1136,54
27/11/09	6084	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987		150,93
29/11/09	3894	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	64,5	1134,85
04/12/09	4152	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	63	1025,03
06/12/09	3761	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	67,8	1193,99
11/12/09	4555	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	52	844,84
15/12/09	4709	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	74,7	802,89
27/12/09	4992	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	73,4	682,78
04/01/10	5064	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	79	658,15
15/01/10	5011	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	79	680,40
26/01/10	3182	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	67,4	1436,67
08/03/10	2691	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	77,9	1653,30
11/03/10	2250	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	65,7	1826,24
26/03/10	2040	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	61,1	1909,81
30/03/10	5012	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	68,3	669,28
07/04/10	2321	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	80,7	1811,44
19/04/10	4988	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	75,4	686,46
23/04/10	4886	5722	7455	5577	7310	6443,5	51	49	0,937086093	8,3304	7,806301987	78,8	732,68

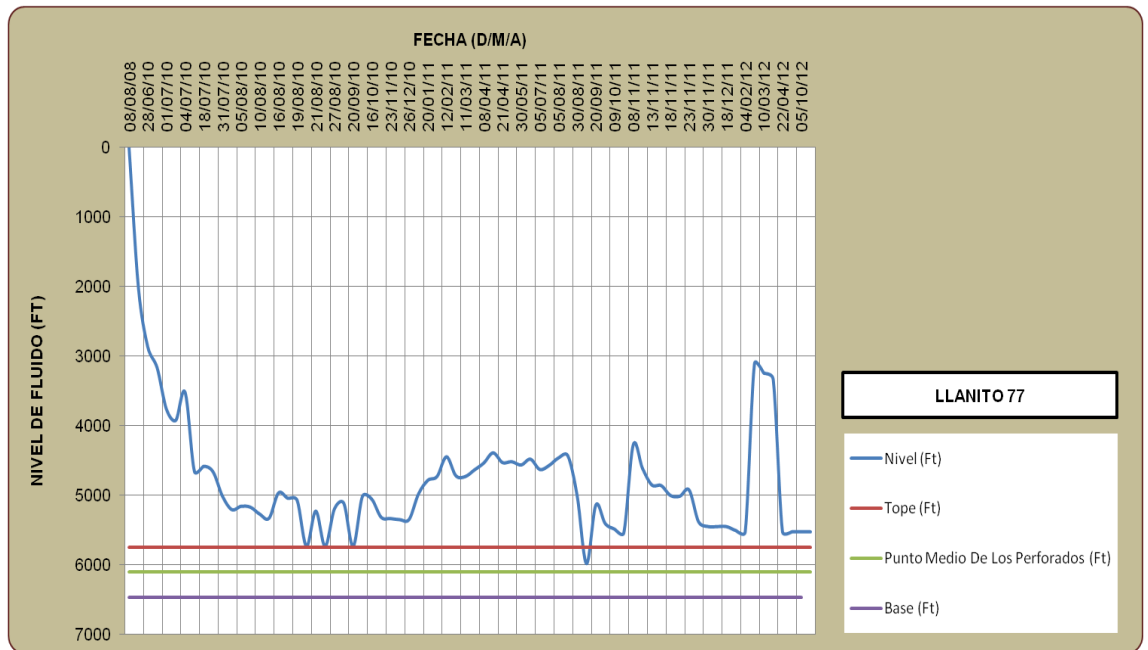
Fuente, ECOPETROL S,A, Base de datos de Superintendencia de Operaciones de Mares – Regional Magdalena Medio, El centro, Barrancabermeja, Junio de 2012.

Anexo J. Estado mecánico pozo Llanito 45 zona B.



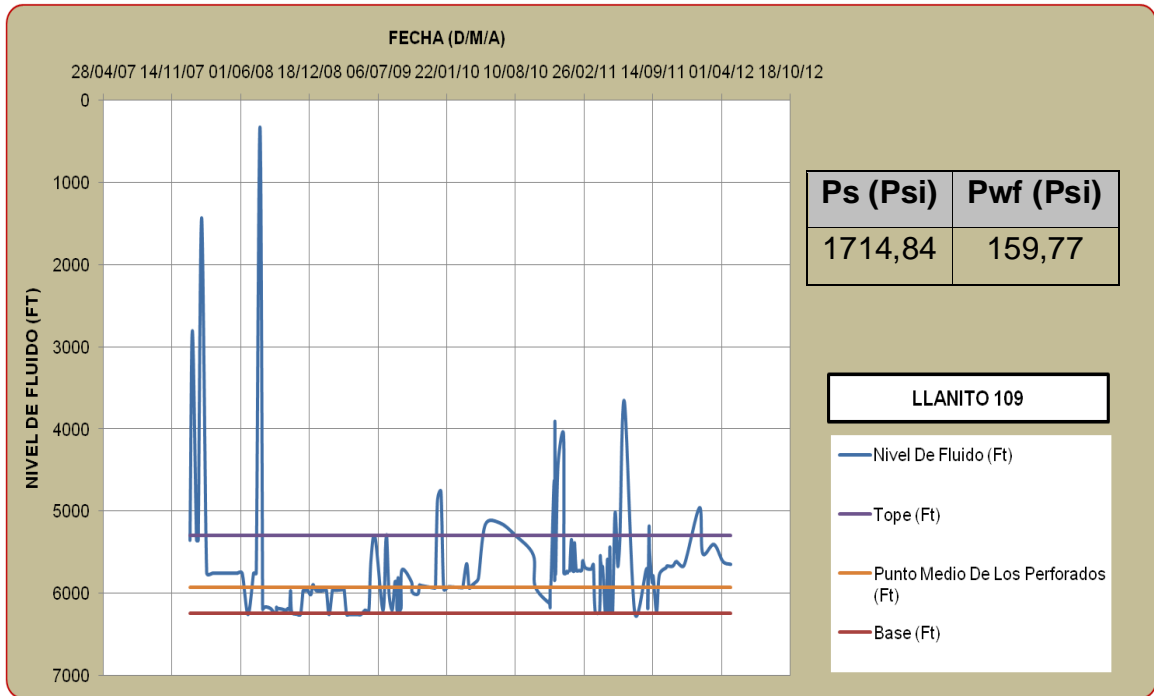
Fuente: Elaborado por los autores.

Anexo K. Presiones obtenidas para el pozo Llanito 77 zona B.



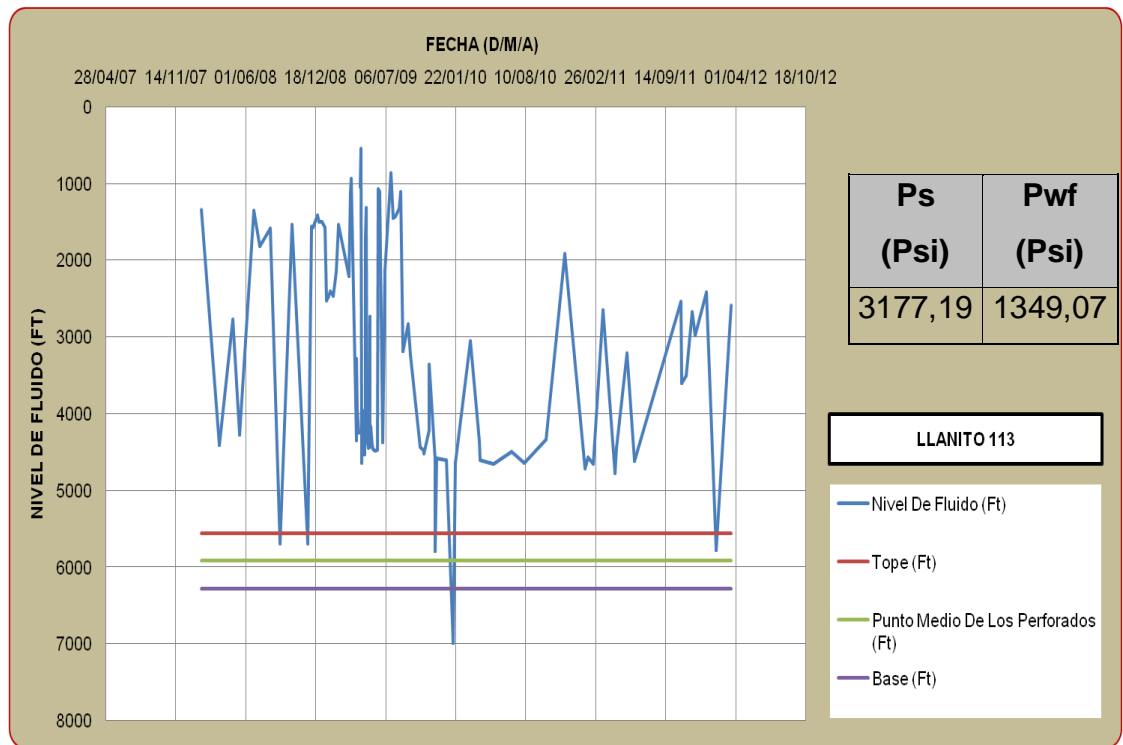
Fuente: Elaborado por los autores.

Anexo L. Presiones obtenidas para el pozo Llanito 109 zona B.



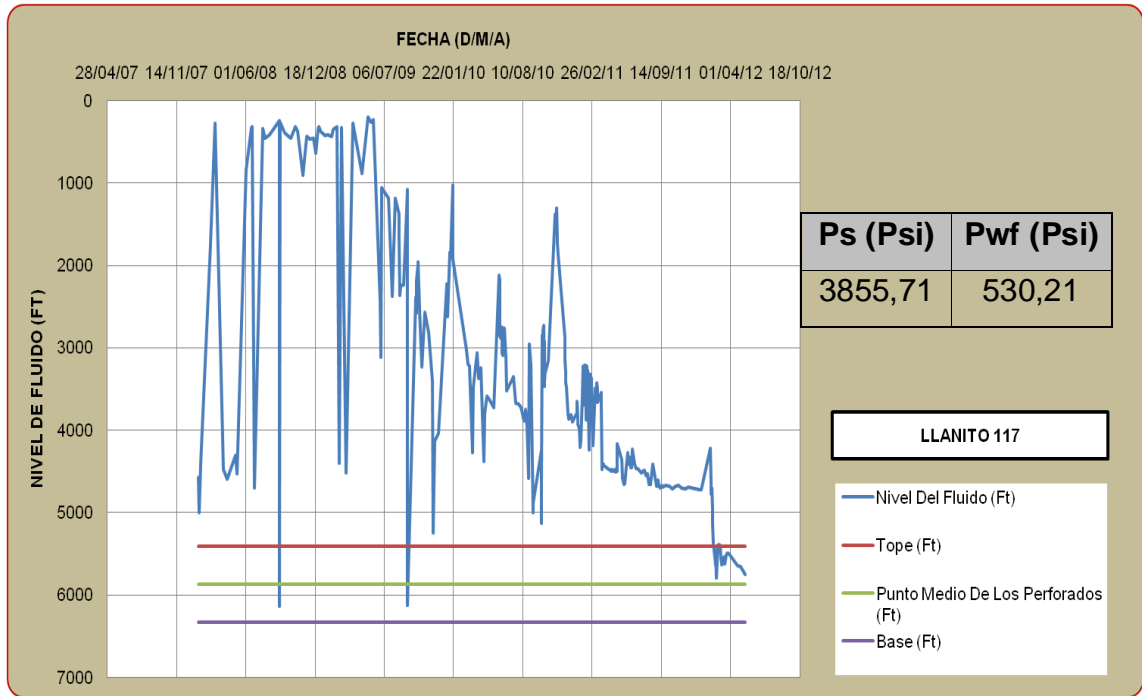
Fuente: Elaborado por los autores.

Anexo M. Niveles de fluido para el pozo Llanito 113 zona B.



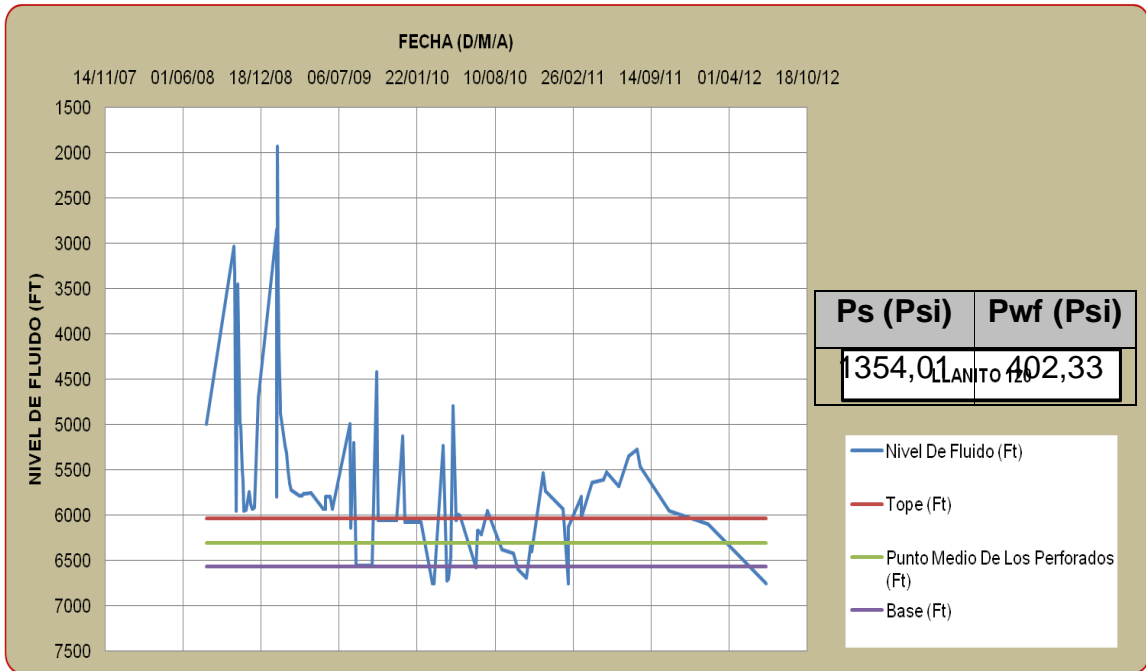
Fuente: Elaborado por los autores.

Anexo N. Niveles de fluido para el pozo Llanito 117, zona B.



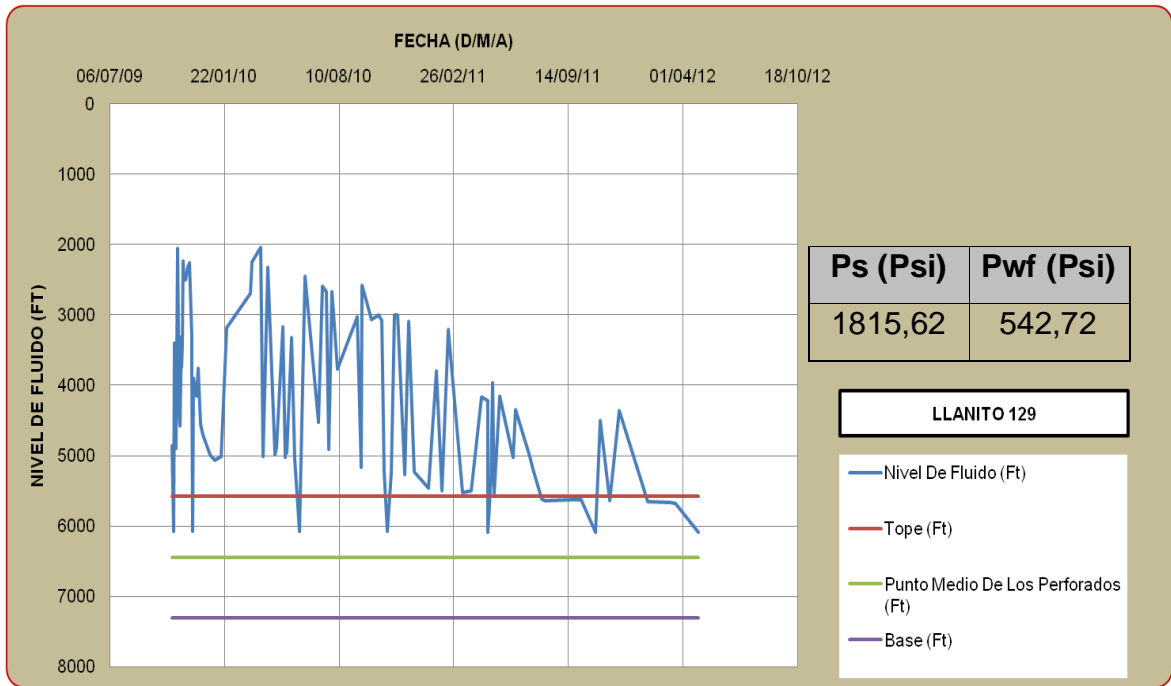
Fuente: Elaborado por los autores.

Anexo O. Niveles de fluido para el pozo Llanito 120 zona B.



Fuente: Elaborado por los autores.

Anexo P. Niveles de fluido para el pozo Llanito 129 zona B.



Fuente: Elaborado por los autores.