

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DEL TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN
HIDROACUSTICA (HAT), EN EL ACTIVO LLANITO DE ECOPETROL S.A.**

CARLOS AUGUSTO PINZÓN GODOY

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DEL TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN
HIDROACUSTICA (HAT), EN EL ACTIVO LLANITO DE ECOPETROL S.A.**

CARLOS AUGUSTO PINZÓN GODOY

**Trabajo de Grado en la Modalidad de Práctica Empresarial como Requisito
para Obtener el Título de Ingeniero de Petróleos**

DIRECTOR

ING. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ

CODIRECTOR

ING. JORGE ANDRES SACHICA AVILA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

DEDICATORIA

Doy gracias a Dios por las bendiciones que día a día me brindo para sacar adelante este nuevo logro en mi vida.

A mis padres por el apoyo incondicional que me brindaron, y por confiar y creer en mí.

A mis hermanos Ingrid, Henry y manolo, quienes me acompañaran durante este camino universitario.

A mis sobrinos Johan Manuel y Andrés Felipe, quienes fueron toda mi inspiración para lograr este objetivo en mi vida.

Al tridente Cristian Peña y Jimmy Gómez mis amigos, con quienes se estudió, parrandeo y se luchó. Así mismo para mis compañeros de la UIS sede Málaga mis más sinceros agradecimientos.

A toda mi familia por el apoyo brindado.

Carlos Augusto Pinzón Godoy

AGRADECIMIENTOS

A la universidad industrial de Santander, por abrirme las puertas del conocimiento
y formarme como ingeniero de petróleos.

A Ecopetrol S.A. por brindarme esa oportunidad de aprendizaje.

Al Ingeniero Jorge Andrés Sachicá, quien me brindo su conocimiento y toda su
colaboración durante la práctica.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. GENERALIDADES DEL ACTIVO LLANITO	20
1.1 LOCALIZACIÓN	20
1.2 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO Y ESTRATIGRAFÍA.	21
1.2.1 Terciario.	22
1.2.2 Formación real.	23
1.2.3 formación colorado (Zona A).	23
1.2.4 Formación mugrosa.	23
1.2.4.1 Zona B:	23
1.2.4.2 Zona C:	24
1.2.5 Formación esmeraldas-la paz (Zona D).	24
1.3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS	25
1.4 MAPA ESTRUCTURAL DEL ACTIVO LLANITO	26
1.5 GENERALIDADES DE LOS CAMPOS QUE CONFORMAN EL ACTIVO LLANITO	27
2. GENERALIDADES DE LOS TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN	29
2.1 DAÑO A LA FORMACIÓN (S)	29
2.1.1 Cuantificación del daño a la formación.	31
2.2 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (J)	32
2.2.1 Método de Vogel.	34
2.2.2 Método de Vogel generalizado	35
2.3 TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN	36
2.3.1 Estimulación Ácida	38

2.3.1.1 Lavado Ácido:	38
2.3.1.2 Acidificación Matricial	39
2.3.2 Estimulación Orgánica:	39
2.3.2.1 Surfactantes:	40
2.3.2.2 Solventes:	40
2.3.2.3 Secuestrante de Hierro:	40
2.3.3 Estimulación sónica:	40
2.3.4 Inyección de dióxido de carbono CO ₂ :	42
2.3.4.1 Efectos del CO ₂ en Inyección	43
2.3.5 Modificadores de permeabilidad relativa (RPM).	44
2.3.5.1 Tipos de Polímeros.	44
2.3.6 Fracturamiento hidráulico.	44
2.4 ESTIMULACIÓN HIDROACUSTICA (HAT):	46
2.4.1 Mecanismos.	49
2.4.1.1 Cambios en la Mojabilidad.	49
2.4.1.2 La Coalescencia y/o Dispersión de Gotas de Aceite.	49
2.4.1.3 Aumento de la Permeabilidad.	50
2.4.1.4 Reducción de la Viscosidad.	50
2.4.1.5 Tensión Superficial.	50
2.4.2 Generador de Ondas Elásticas.	51
2.4.3 Requisitos.	52
2.4.3.1 Selección.	52
2.4.3.2 Operación	52
2.4.4 Ventajas y Aplicaciones	53
3. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS	54
3.1 METODOLOGÍA DE TRABAJO	54
3.1.1 Compilación de la información.	54
3.1.2 Análisis de la información.	54
3.1.3 Corte de agua:	55

3.1.4 Daño a la formación:	55
3.1.5 Matriz de resultados:	55
3.2 CRITERIOS UTILIZADOS PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS	55
3.3 METODOLOGÍA DE SELECCIÓN Y ANÁLISIS	58
3.3.1 Selección primaria de pozos.	59
3.3.1.1 Cálculo de presión estática (Ps) y la presión de fondo fluyendo (Pwf).	61
3.3.1.2 Cálculo de la permeabilidad efectiva.	64
3.3.1.3 Cálculo del índice de productividad (J) y daño a la formación (S).	67
3.3.2 Selección secundaria de pozos.	71
3.4 ESTUDIO Y ANÁLISIS DE LOS POZOS CANDIDATOS	73
3.4.1 Cálculo del incremento en el caudal de crudo.	73
3.4.1.1 Llanito 129.	74
3.4.1.1.1 Historial de producción.	75
3.4.1.2 Galan 124.	77
3.4.1.2.1 Historial de producción.	77
3.4.1.3 Llanito 113.	80
3.4.1.3.1 Historial de producción.	80
4. RESULTADOS DE CAMPO	84
4.1 OPERACIÓN	84
4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS	88
4.3 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN ANTES Y DESPUÉS DE LA ESTIMULACIÓN HAT.	91
5. ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD FINANCIERA	95
5.1 BALANCE DE FLUJO DE CAJA	95
5.2 VALOR PRESENTE NETO (VPN)	96
5.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	96
5.4 PAYBACK TIME	97

5.5 RELACIÓN COSTO – BENEFICIO (RCB):	97
5.6 PROCEDIMIENTO Y RESULTADOS	98
5.6.1 Costos.	99
5.6.1.1 Servicios contratados.	100
5.6.1.2 Directos.	100
5.6.2 Declinación básica e incremental.	101
6. CONCLUSIONES	107
7. RECOMENDACIONES	109
BIBLIOGRAFIA	110
ANEXOS	113

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características del yacimiento de los Campos Llanito, Gala y Galán.	22
Tabla 2. Propiedades petrofísicas del Activo Llanito.	26
Tabla 3. Pozos activos clasificados por Campo/Estación.	28
Tabla 4. Situaciones donde el daño es positivo o negativo.	30
Tabla 5. Criterios de Selección.	56
Tabla 6. Información de los pozos activos en el Activo Llanito.	58
Tabla 7. Selección primaria de pozos candidatos para la estimulación HAT.	60
Tabla 8. Cálculo de la Presión Hidrostática.	63
Tabla 9. Presiones Estáticas y Presiones de Fondo Fluyendo.	64
Tabla 10. Calculo de permeabilidad efectiva.	66
Tabla 11. Propiedades del fluido.	67
Tabla 12. Datos de ingreso al software WELLFLO.	67
Tabla 13. Resultados obtenidos.	70
Tabla 14. Calculo de “IP” y “S” de los pozos candidatos.	72
Tabla 15. Condiciones actuales del pozo Llanito 129.	74
Tabla 16. Cálculo en el incremento de caudal en el pozo Llanito 129.	75
Tabla 17. Condiciones actuales del pozo Galán 124.	77
Tabla 18. Cálculo en el incremento de caudal en el pozo Galán 124.	77
Tabla 19. Condiciones actuales del pozo Llanito 113.	80
Tabla 20. Cálculo en el incremento de caudal en el pozo Llanito 113.	80
Tabla 21. Paralelo de comparación entre lo planeado y lo ejecutado.	87
Tabla 22. Pruebas de producción año 2009.	91
Tabla 23. Pruebas de producción posterior a la estimulación HAT.	92
Tabla 24. Pruebas de producción previas a la estimulación HAT.	93
Tabla 25. Precio de venta del crudo Marzo de 2013.	99

Tabla 26. Índices de regalías, impuestos y tasa efectiva anual.....	100
Tabla 27. Costos por servicios contratados.	100
Tabla 28. Costos por servicios de Ecopetrol S.A.	101
Tabla 29. Costo inversión total.....	101
Tabla 30. Índices de declinación activo Llanito.	102
Tabla 31. Parámetros de declinación.....	103
Tabla 32. Capex de la estimulación HAT en el pozo Llanito 113.....	103
Tabla 33. Opex de la estimulación HAT en el pozo Llanito 113.	103
Tabla 34. Flujo de efectivo de caja, del pozo Llanito 113.	104
Tabla 35. Resultados del estudio financiero del pozo Llanito 113.	104

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización del Activo Llanito	20
Figura 2. Anticlinal de bajo relieve desde la Cordillera Central (W) hasta el sinclinal de nuevo mundo (E).....	22
Figura 3. Formaciones productoras del Activo Llanito, Campo Gala, Galán, Llanito.....	25
Figura 4. Mapa estructural del Activo Llanito.	26
Figura 5. Campos del Activo Llanito.....	27
Figura 6. Daño a la formación por invasión de lodo de perforación.....	30
Figura 7. Curvas de comportamiento de afluencia IPR.	33
Figura 8. Curvas de comportamiento de afluencia IPR dos fases	35
Figura 9. Estimulaciones realizadas al Activo Llanito.....	36
Figura 10. Estimulación Ácida.	38
Figura 11. Estimulación Orgánica.	39
Figura 12 Estimulación Sónica.....	41
Figura 13. Estimulación Con Dióxido de Carbono.....	42
Figura 14. Reducción de la viscosidad con la inyección de CO ₂	43
Figura 15. Fracturamiento Hidráulico.	45
Figura 16. Herramienta Hidroacústica HAT.	48
Figura 17. Coalescencia de los hidrocarburos debido a la vibración.	50
Figura 18. Herramientas HAT.	52
Figura 19 Etapa previa y posterior a la estimulación HAT.....	53
Figura 20. Metodología de selección de los pozos candidatos para el tratamiento de estimulación HAT.....	57
Figura 21. Nivel de Fluido vs Tiempo.....	61
Figura 22 Calculo del IP con un S=0.....	68

Figura 23. Cálculo del IP a condiciones actuales de (P_{wf} , Q).....	69
Figura 24. Cálculo del daño que presenta el pozo actualmente.	70
Figura 25. Inflow Performance Relationship del pozo Llanito 129.	71
Figura 26. Producción Acumulada Campaña 2009.	75
Figura 27. Historial de producción pozo Llanito 129 B.	76
Figura 28. Curva de declinación Llanito 129 B.	76
Figura 29. Producción acumulada campaña 2008.	78
Figura 30. Historial de producción pozo Galán 124 CBA.	79
Figura 31. Curva de declinación 124 CBA.	79
Figura 32. Producción acumulada campaña 2008.	81
Figura 33. Historial de producción pozo Llanito 113 CB.....	82
Figura 34. Historial de producción pozo Llanito 113 B.	82
Figura 35. Curva de declinación Llanito 113 B.	83
Figura 36. Procedimiento de la Estimulación HAT (IS-R).....	85
Figura 37. Procedimiento de la Estimulación HAT (IS-S).....	86
Figura 38. Estado mecánico antes y después del trabajo.	87
Figura 39. Muestras obtenidas de los fluidos de retorno.	88
Figura 40. Corte de agua vs Producción de aceite primaria.	90
Figura 41. Comportamiento IPR de la estimulación HAT en el pozo Llanito 113..	94
Figura 42. Perfil de declinación estimulación HAT.	99
Figura 43. Representación gráfica del flujo de efectivo de caja, Llanito 113.	106

ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Curvas de Permeabilidad Relativa Gala 1N.....	113
Anexo B. Data PVT del Activo Llanito.	115
Anexo C. Graficas de Ajuste de las Correlaciones del Software Wellflo 3.8.4 Ajuste Pb, Bo, Rs.....	116
Anexo D. Perfil De Declinación del Pozo Llanito 113	117
Anexo E. Estado Mecánico de los Pozos Candidatos.....	118

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN HIDROACUSTICA (HAT), EN EL ACTIVO LLANITO DE ECOPETROL S.A.

AUTOR: CARLOS AUGUSTO PINZÓN GODOY**

PALABRAS CLAVES: Estimulación Hidroacústica, Daño a la Formación, Análisis de Prefactibilidad, Índice de Productividad.

Durante el periodo de producción que ha tenido el Activo Llanito, este ha sido sometido a diversos tipos de tratamientos de estimulación con el fin de lograr un incremento en la producción de fluidos.

La tecnología de estimulación hidroacústica “HAT”, se basa en teorías de vibrofracturamiento que estimulan el yacimiento por medio de la generación de ondas elásticas vibratorias, que afectan directamente la roca y los fluidos presentes en el yacimiento.

La selección de los pozos candidatos está basada en el índice de productividad y determinación del daño a la formación que presenta cada uno de ellos. Estos parámetros se determinan con ayuda de información petrofísica, historial del nivel de fluidos, estados mecánicos de los pozos, curvas de producción, análisis PVT, entre otras, que serán las variables de ingreso al software WELLFLO 3.8.4 para encontrar dichos parámetros y seleccionar los pozos que cumplan los requisitos mínimos para la implementación de la herramienta de estimulación hidroacústica “HAT”.

A los pozos seleccionados se les realizó un estudio financiero con el fin de determinar la viabilidad económica del proyecto posterior a la ejecución del tratamiento de estimulación “HAT” y lograr obtener un ingreso mayor comparado con la inversión realizada en la ejecución del trabajo.

* Trabajo de Grado en Modalidad de Práctica Empresarial.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Msc. Fernando Enrique Calvete Gonzales. Codirector: Jorge Andres Sachica Avila.

ABSTRACT

TITLE: “TECHNICAL AND FINANCIAL FEASIBILITY STUDY FOR IMPLEMENTATION OF HYDROSTATIC STIMULATION TREATMENT (HAT), AT ACTIVO LLANITO DE ECOPETROL S.A.”*

AUTHOR: CARLOS AUGUSTO PINZÓN GODOY**

KEYWORDS: Hydroacoustic Stimulation, Skin, Feasibility Analysis, Productivity Index.

During production period that Activo Llanito has had, this has been subjected to different sorts of stimulation treatments with the purpose to get an increase in the fluid productions.

The hydrostatic stimulation technology (HAT) is based on vibrofracturament theories that stimulating the deposits through generation of elastic and vibrator waves that causing directly the stone and fluids that remain in this deposit.

Selection of candidates deposits is based on productivity rate and determination of the damage to the formation that represents every one of them. Those parameters are determinate with the help of petro physical information, history of fluids level, mechanical states of deposits, production curves, PVT analysis and the others, that will be input variables to the software WELLFLO 3.8.4 for find out parameters previously mentioned and get selection the deposits that satisfying the minimum requirements for implementation of the hydrostatic stimulation tools (HAT).

Those deposits selected passing by financial study with the purpose determinate economic viability of posterior project to the execution of stimulation hydrostatic (HAT) and getting an major increase compared with the inversion does in the execution of this job. Those deposits selected passing by financial study with the purpose determinate economic viability of posterior project to the execution of stimulation hydrostatic (HAT) and getting an major increase compared with the inversion does in the execution of this job.

** Physical-Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Advisor Msc. Fernando Enrique Calvete Gonzales. Principal ECP: Jorge Andres Sachica Avila.

INTRODUCCIÓN

El Activo Llanito durante su vida productora ha sido sometido a diferentes tratamientos de estimulación con el fin lograr un incremento en la producción de crudo, por tal motivo este proyecto se realizó el estudio de Prefactibilidad técnica y financiera para implementar la estimulación hidroacústica “HAT” como una nueva alternativa de estimulación de pozos petroleros.

La herramienta de estimulación hidroacústica está basada en la teoría de vibro-fracturamiento, la cual tiene como objetivo estimular la formación productora, por medio de ondas elásticas vibratorias que son generadas por la herramienta en el fondo de pozo, que se activan por medio de la inyección de un fluido a alta presión hacia la herramienta. Estas ondas afectan tanto la roca como los fluidos presentes en el yacimiento, incrementando la producción o la inyección de agua en el yacimiento.

Este proyecto inicia con la compilación, organización y análisis de la información de cada uno de los pozos que conforman el Activo, incluyendo los antecedentes de estos campos, para conocer la respuesta que han tenido con respecto a los tratamientos de estimulación anteriormente ejecutados.

Luego del análisis de la información, se realizó un estudio detallado y preciso para cada pozo, con el fin de realizar una serie de filtros de selección que permitiera elegir, los pozos que cumplan las condiciones y requerimientos más favorables para implementar a estimulación hidroacústica.

Los pozos candidatos fueron sometidos a un estudio de Prefactibilidad financiera para determinar si posterior a la ejecución, el tratamiento de estimulación es económicamente viable.

Finalmente se dan a conocer los resultados obtenidos con la implementación de la estimulación hidroacústica en unos de los pozos candidatos, en el cual se logra observar los incrementales de producción, incremento en el corte de agua y el estudio financiero como resultado final de la estimulación hidroacústica en este pozo.

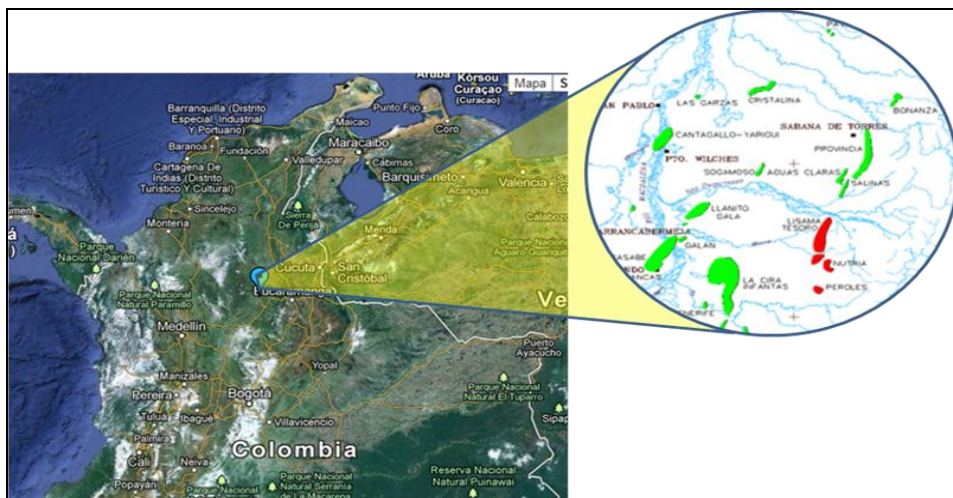
1. GENERALIDADES DEL ACTIVO LLANITO

La Superintendencia de Mares está compuesta por cuatro Activos los cuales son: Activo Teca / Cocorná, Activo provincia, Activo Lizama y el Activo Llanito, cada uno de ellos está compuesto por campos de producción de crudo y gas .En conjunto estos cuatro Activos manejan una producción diaria de aproximadamente 17500 barriles de crudo que aportan a la producción diaria del país.

Entre los activos de mayor importancia para la superintendencia de Mares se encuentra el Activo Llanito el cual se da a conocer de forma más específica a continuación.

1.1 LOCALIZACIÓN

Figura 1. Localización del Activo Llanito



Fuente: Departamento De Ingeniería Y Confiabilidad De Mares, Activo Llanito 2012.

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

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

Su explotación ha sido hasta el momento de tipo primario y tiene como mecanismo de producción gas en solución y empuje parcial de agua.

Los principales intervalos productivos lo constituyen areniscas de las Zonas B y C de la Formación Mugrosa, como segundo objetivo las Zonas A y D de la Formación Colorado y Esmeralda-La Paz, respectivamente y un intervalo arenoso del Toro Shale en todos los sectores del área. El aceite original reportado en la actualidad es de 552 Mbls comprendidos en los tres campos Llanito, Gala y Galán, de los cuales a la fecha se cuenta con un acumulado de 78 Mbls de petróleo extraídos, alcanzando de esta manera un factor de recobro del 14,1%.

1.2 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO Y ESTRATIGRAFÍA.¹

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

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

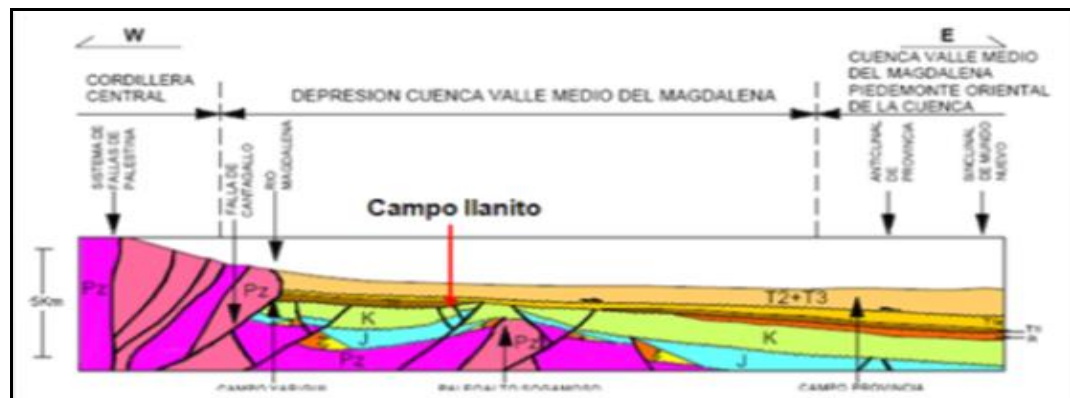
Tabla 1. Características del yacimiento de los Campos Llanito, Gala y Galán.

HORIZONTE PRODUCTOR	ZONA A	ZONA B	ZONA C	ZONA D
Espesor Petrolífero (Pies)	26 Gas	50	40	18
Porosidad Promedio (%)	21	17	18	15
Permeabilidad md	250	150	180	160
Saturación de Agua (%)	25	40	40	47
Salinidad de Agua de Formación (ppm)	18000	23500	29900	32000
Presión de Yacimiento (Psi)	1880	2400	2800	3200
Presión Actual (Psi)	1600	900-1500	110	900
Temperatura del Yacimiento (°F)	130	135	140	140
Gravedad API	-	21	23	24
GOR (inicial) (scf/stb)	150	200	200	370
Factor Volumétrico de Formación (Resbl/stb)	-	1.094	1.105	1.206
BSW (inicial) (%)	0	0.3	0.3	0.3

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

La información del análisis de núcleos en los pozos más representativos del activo y corroborando con el conocimiento geológico previo que se conoce de la cuenca del valle medio del Magdalena, se da a conocer una breve descripción de la litología de las formaciones de interés en el Activo Llanito.

Figura 2. Anticlinal de bajo relieve desde la Cordillera Central (W) hasta el sinclinal de nuevo mundo (E).



Fuente: Departamento De Ingeniería Y Confiabilidad De Mares, Activo Llanito 2012

1.2.1 Terciario. La mayor parte de la secuencia Terciaria está presente en el área, los pozos comienzan la perforación en superficie sobre la Formación Real,

continuando la perforación de las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeralda-La Paz terminando sobre las Formaciones Cretáceas. Tanto sísmicamente como en la información de los pozos se observa esta secuencia. Los estratos del Terciario tienen buzamientos muy suaves, menores de 10 grados.

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

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

1.2.4 Formación mugrosa. La formación mugrosa esta de marcada en la parte superior por un paquete de lutita con un espesor aproximado de 200 pies, rica en materiales fósiles conocidos como los Fósiles de Mugrosa. Esta Formación se clasifica en dos zonas:

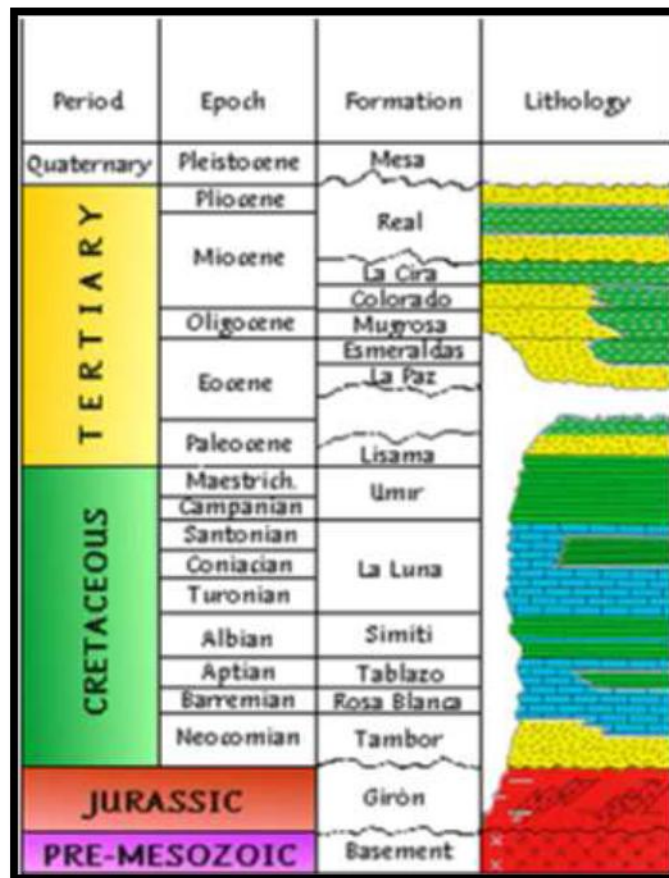
1.2.4.1 Zona B: Se caracteriza por presentar una secuencia limo-arcillosa de coloraciones pardas-amarillentas a grises, con intercalaciones de areniscas gris verdosa, de grano fino. La proporción de la fracción arenosa aumenta hacia la base. Su espesor promedio es de unos 1400 pies.

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

1.2.5 Formación esmeraldas-la paz (Zona D). En esta formación hay un total predominio por los sedimentos Limo-arcillosos de coloraciones de grises a gris clara, con delgadas intercalaciones hacia el tope de areniscas blancas, de grano medio a fino, de regular a buena selección, con inclusiones de materia orgánica. Espesor aproximado en el área de 500 pies.

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

Figura 3. Formaciones productoras del Activo Llanito, Campo Gala, Galán, Llanito.



Fuente: Departamento De Ingeniería Y Confiabilidad De Mares, Activo Llanito 2012.

1.3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

El Activo Llanito posee las siguientes propiedades petrofísicas, la cual le permite la producción de hidrocarburos.

Tabla 2. Propiedades petrofísicas del Activo Llanito.

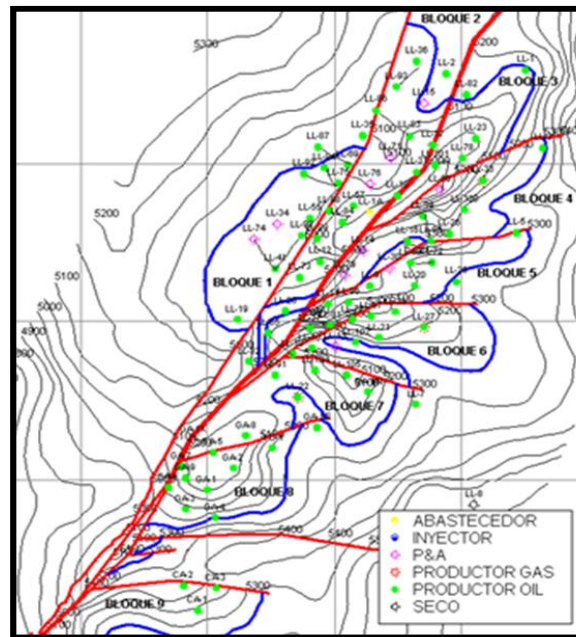
Porosidad (%)	15	A	21
Espesor (Pies)	200	A	2500
Saturación De Agua (%)	30	A	85
Permeabilidad (md)	20	A	500

Fuente: Tomado Piloto de inyección de agua llanito, presentado en la semana del conocimiento 2012

1.4 MAPA ESTRUCTURAL DEL ACTIVO LLANITO

El Activo Llanito está conformado por un modelo estructural, que consiste en una estructura principal de tipo compresional representada por una anticlinal de bajo relieve afectado por fallas de tipo normal con dirección de rumbo preferencial NE – SW.

Figura 4. Mapa estructural del Activo Llanito.



Fuente: Departamento De Ingeniería Y Confiabilidad De Mares, Activo Llanito 2012.

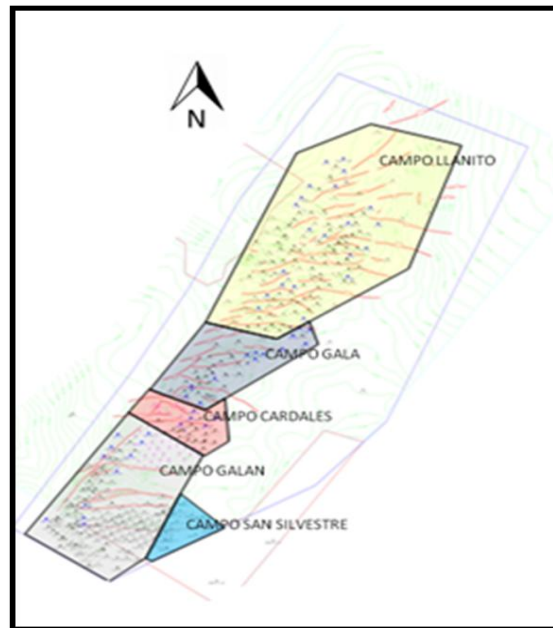
1.5 GENERALIDADES DE LOS CAMPOS QUE CONFORMAN EL ACTIVO LLANITO

El activo Llanito se encuentra dividido en cinco campos de producción de petróleo, de los cuales sobresalen tres campos importantes representativos del activo los cuales son: Campo Llanito, Campo Gala, Campo Galán y dos campos pequeños adicionales, Campo Cardales y el Campo San Silvestre.

El Activo cuenta con un total 270 pozos perforados, de los cuales hoy en día encontramos 119 pozos activos que producen cerca de 5100 barriles de crudo por día.

La producción de hidrocarburos se da por medio de dos mecanismos de producción el principal, de estos el mecanismo de gas en solución y un mecanismo combinado con un empuje parcial de agua.

Figura 5. Campos del Activo Llanito.



Fuente: Departamento De Ingeniería Y Confiabilidad De Mares, activo Llanito 2012.

Los fluidos producidos son transportados por las líneas de facilidades hacia cuatro estaciones:

Estación Llanito Nororiental, Estación Gala, Estación Llanito tres, Estación Galán.

Tabla 3. Pozos activos clasificados por Campo/Estación.

No POZOS ACTIVOS / CAMPO		Nº POZOS ACTIVOS / ESTACION	
Galán	26	Única	26
Gala	37	Gala	29
Llanito	56	Tres (8Gala- 26 Llanito)	34
TOTAL	119	Nororiental	30
		TOTAL	119

Fuente: Departamento De Ingeniería Y Confiabilidad De Mares, Activo Llanito 2012.

2. GENERALIDADES DE LOS TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN

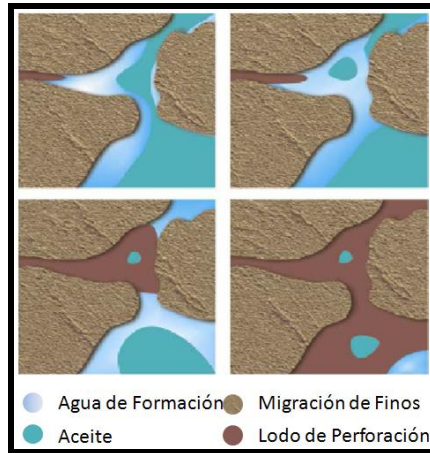
Los tratamientos de estimulación son una alternativa que se implementan en pozos petroleros, con el fin de incrementar la producción de fluidos o para obtener mejores resultados pozos inyectoros. Para lograr resultados eficientes se debe conocer bien las propiedades del yacimiento y del pozo con el fin de elegir el tratamiento de estimulación más seguro.

La permeabilidad y el daño a la formación son algunas de las propiedades del yacimiento que se desean corregir con los tratamientos de estimulación.

2.1 DAÑO A LA FORMACIÓN (S)

El daño o también conocido como Skin por su nombre en inglés se define como cualquier factor que afecte la formación reduciendo o impidiendo la producción de hidrocarburos en un pozo, debido a la reducción en la permeabilidad de una zona productora en la vecindad del pozo.

Figura 6. Daño a la formación por invasión de lodo de perforación.



Fuente: Applied Carbonate Stimulation – An Engineering Approach Schulerberger; Luis H.A. Remicio SPE, ADCO

Entre los principales daños a la formación se encuentra hidratación de arcillas, invasión de sólidos, alteración de la mojabilidad de la formación, dislocamiento y migración de partículas finas, reacciones químicas por incompatibilidad de fluidos, e invasión de fluidos.²

El daño se representa con la letra “S” la cual indica la sumatoria de todos los efectos que representan caídas adicionales de presión en el sistema de producción del yacimiento o el pozo. El efecto “skin” (S) es una variable adimensional y compuesta.

El daño puede ser negativo (-) o positivo (+) en los siguientes casos:

Tabla 4. Situaciones donde el daño es positivo o negativo.

Caso	Daño (S)
Invasión de fluidos	+
Pozos inclinados	-

² Terminación y Mantenimiento de Pozos. Pág. 61.

Caso	Daño (S)
Pozo horizontal	-
Flujo turbulento	+
Producción de tres fases	+
Perforación parcial	+
Fracturas hidráulicas	-
$P_e - P_{wf} > 1000$ Psi	+

Fuente: Análisis del Factor de Daño y Evaluación de los Tratamientos de Acidificación Realizado en el Campo AXY del Distrito Amazónico.

2.1.1 Cuantificación del daño a la formación. La producción del pozo está relacionada con la magnitud del daño en la formación, por tanto en el lugar de complicar la ecuación del índice de productividad IP, se introduce el término de radio equivalente como la suposición que el pozo no tiene un diámetro verdadero sino un diámetro transitorio que está incluyendo el daño que representa el pozo. Partiendo de lo anterior, se tiene que la para radio equivalente es:

$$r'_w = r_w * e^{-s} \quad \text{Ec. 1}$$

Dónde:

r'_w : Radio equivalente, (pulgadas.)

r_w : Radio del pozo, (pulgadas)

S: Daño de formación, (adimensional.)

De esta manera, la ecuación para el índice de productividad IP en términos de radio equivalente está dada por la Ec. 5:

$$IP = \frac{K * h}{Bo * \mu * \ln\left(\frac{re}{rw}\right)} = \frac{Q}{Ps - Pwf} \quad \text{Ec. 2}$$

Dónde:

K: Permeabilidad de la formación, (md.)

h: Espesor de la capa o nivel, (pies)

B_o: Factor volumétrico del aceite, (Bbl/STB)

μ: Viscosidad absoluta, (Cp).

r_e: Radio de drenaje del pozo, Pulgadas.

r_w: Radio equivalente del pozo, Pulgadas.

Q: Caudal de producción, Bbl.

P_s: Presión estática de la formación, Psi.

P_{wf}: Presión de fondo fluyendo, Psi.

No siempre se cuenta con los datos de campo y laboratorios suficientes para obtener el valor del daño de formación, en estas situaciones es conveniente establecer relaciones de permeabilidades y radios de skin y la formación.

De esta forma, la mejor manera de identificar la presencia de daño en la formación son las pruebas de presión, estas me ayudan no solo estimar la permeabilidad, presión sino el factor skin y a su vez también adquirir un modelo del comportamiento del yacimiento (homogéneo o heterogéneo) que es bastante importante para cuantificar el IP al momento de realizar una acidificación.

2.2 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (J)

La presión de fondo fluyendo P_{wf} o también conocida como BHP fluyendo, la diferencia entre está y la presión estática P_s es el abatimiento de presión que está representado de la siguiente manera:

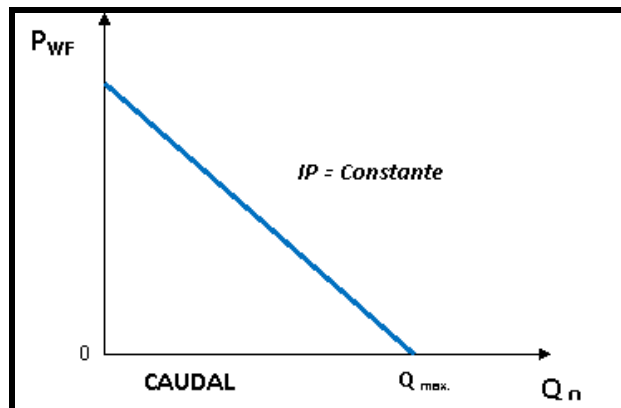
$$\text{Abatimiento} = P_s - P_{wf} \quad \text{Ec. 3}$$

La relación del gasto de producción de un pozo y el abatimiento de la presión se le denomina índice de productividad (IP) y se simboliza con la letra (J), si la producción (q) se encuentra expresada en (Bl/día) y el abatimiento se expresa como (lb/pulg²) el índice de productividad se expresa de la siguiente manera.³

$$J = \frac{q}{P_s - P_{wf}} \quad \text{Ec. 4}$$

A menos que se especifique otra cosa el IP se basa en la producción neta de líquidos (producción de aceite y agua).

Figura 7. Curvas de comportamiento de afluencia IPR.



Fuente: well production.

Gilbert (1954) realizó diversas observaciones en campos productores de hidrocarburos y se dio cuenta que esto solo se cumplía cuando P_{wf} se encontraba por encima del punto de burbuja P_b o presión de saturación (P_{wf} > P_b), mientras que la mayoría de los pozos los cuales su P_{wf} estaba por debajo del punto de burbuja, al graficar el IPR tomaba una curva debido a que la fase gaseosa presente en el aceite tenía un efecto en la producción.

³ NIND, T.E.W. *Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros*. Canadá. 1987. pág. 71.

Adicional a esto Gilbert encontró que el índice de productividad variaba con respecto al tiempo. Debido a que la presión en el yacimiento disminuye conforme con la explotación del mismo, logrando un incremento en la resistencia a fluir del aceite, para una caída constante de presión, el IP también dependerá del empuje del mecanismo.

Para un yacimiento con empuje asociado a un acuífero activo, el IP permanecerá casi constante cuando produzca por encima del punto de burbuja, debido a que no existe gas libre en el yacimiento que pueda afectar las permeabilidades relativas del aceite y del agua.

2.2.1 Método de Vogel. Todo lo anterior ilustró la necesidad de contar con relaciones útiles para construir curvas de IPR, M. V. Vogel (1968) desarrolló un método empírico para determinar el IPR para yacimientos con empuje por gas en solución derivando ecuaciones que describen perfiles de presión y saturación de gas desde el pozo hasta las fronteras del yacimiento.

Con estas ecuaciones consideró variaciones en las caídas de presión y en las propiedades roca-fluido, hasta obtener una relación adimensional para el índice de productividad. La correlación de Vogel para obtener una curva IPR adimensional es la siguiente:

$$\frac{Q_o}{Q_{max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad Ec. 5$$

Dónde:

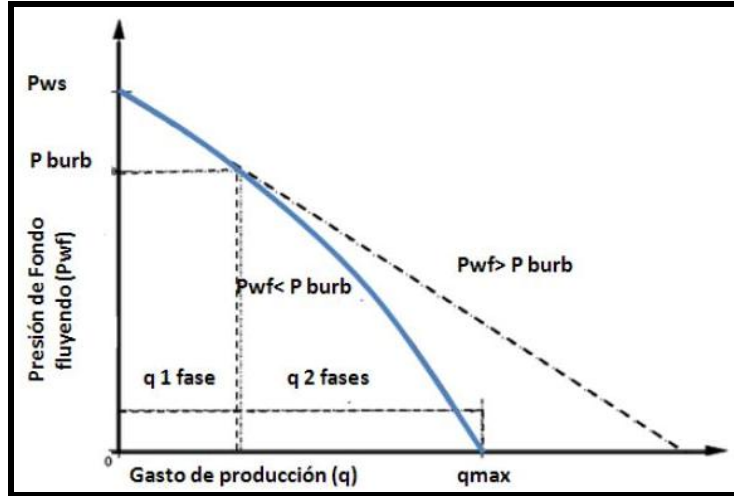
Q_o = Caudal de aceite correspondiente a la P_{wf} .

$Q_{o_{max}}$ = Caudal máximo de producción cuando la $P_{wf} = 0$

P_{ws} = Presión de fondo estática.

2.2.2 Método de Vogel generalizado

Figura 8. Curvas de comportamiento de afluencia IPR dos fases



Fuente: Well Production.

Si la presión del yacimiento se encuentra por encima del punto de burbuja (P_b) y sin embargo la presión de fondo fluyendo está por debajo del punto de burbuja el índice de productividad se puede determinar de la siguiente manera:

$$J = \frac{Q_{test}}{(P_r - P_b) + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 * \left(\frac{P_{wf(test)}}{P_b} \right) - 0.8 * \left(\frac{P_{wf(test)}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad Ec. 6$$

Dónde:

Q: Caudal (STB/día).

J: Índice de productividad (STB/día/psi).

P_b : Presión de burbuja (Psi).

P_{wf} : Presión de fondo fluyente (Psi).

2.3 TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN⁴

El Activo Llanito ha sido sometido a diferentes técnicas de estimulación, con el fin de lograr una mayor eficiencia en la producción de crudo en cada uno de los pozos en que se han implementado estos tratamientos de estimulación, allí se trabajó con seis diferentes técnicas, las cuales se darán a conocer de forma específica a continuación:

Figura 9. Estimulaciones realizadas al Activo Llanito.



Fuente: Proyecto de grado UIS Evaluación Técnico-económico del Resultado de Las estimulaciones Desarrollo del Activo Llanito de Ecopetrol S.A.

Las estimulaciones son una forma efectiva de mejorar la producción o acelerar la recuperación de fluidos del yacimiento⁵, los tratamientos de estimulación también son aplicados como una medida preventiva para evitar o retardar los problemas

⁴ CABEZA Janice, PUELLO Sandra. Evaluación Técnico-económico Del Resultado De Las Estimulaciones Realizadas En El Desarrollo Del Activo Llanito De Ecopetrol S. A, tesis de grado, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2011.

⁵ AL – QAMI, Ali O. Et-al. De las propiedades de los yacimientos a las soluciones de estimulación. Oilfield Review. (Primavera 2001); p.44.

asociados con la productividad, como el incremento de arena, movimiento de finos de la formación, depósitos de incrustaciones y elementos orgánicos⁶.

La estimulación en un pozo se realiza teniendo en cuenta dos factores importantes que nos indican el tipo de tratamiento a utilizar:

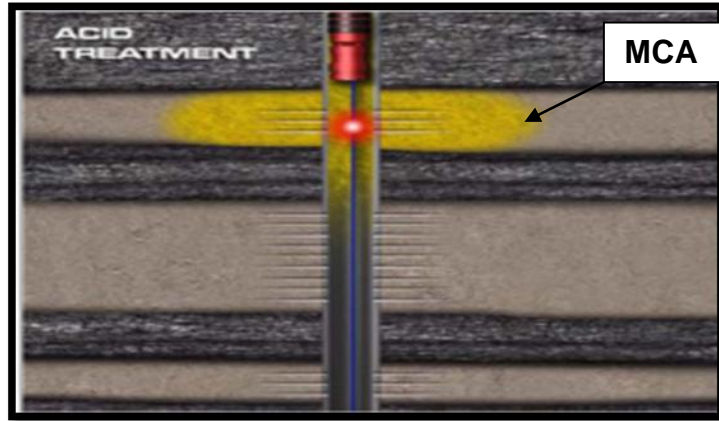
- Permeabilidad baja del yacimiento, de tal manera que el pozo no sea económicamente viable y no pueda producir sin métodos de estimulación, este parámetro es inevitable.
- Región cercana al pozo, ha sido dañada y necesite un tratamiento de estimulación para recuperar el daño y restaurar la productividad del pozo, este parámetro se puede prevenir.

Los diferentes tipos de estimulación se utilizan de acuerdo a las condiciones y necesidades que se tienen, tales como, la mineralogía de las formaciones, tipo y características de los fluidos que se producen y especialmente el tipo de daño (causas de disminución de productividad o inyectividad), todos estos factores ayudan a determinar el tipo de estimulación que se requiere.

⁶ Ibid. Citado por: ECONOMIDES, MJ y NOLTE, KG. Reservoir Simulation. Inglaterra: Jhon Willey & sons, Ltd 2000.

2.3.1 Estimulación Ácida

Figura 10. Estimulación Ácida.



Fuente: www.halliburton.com.

El tratamiento Ácido es una de las maneras de estimular un pozo, consiste en la inyección de un fluido ácido en la formación, este fluido se determina con un estudio previo de las condiciones del pozo.

El tratamiento ácido se puede clasificar de la siguiente manera:

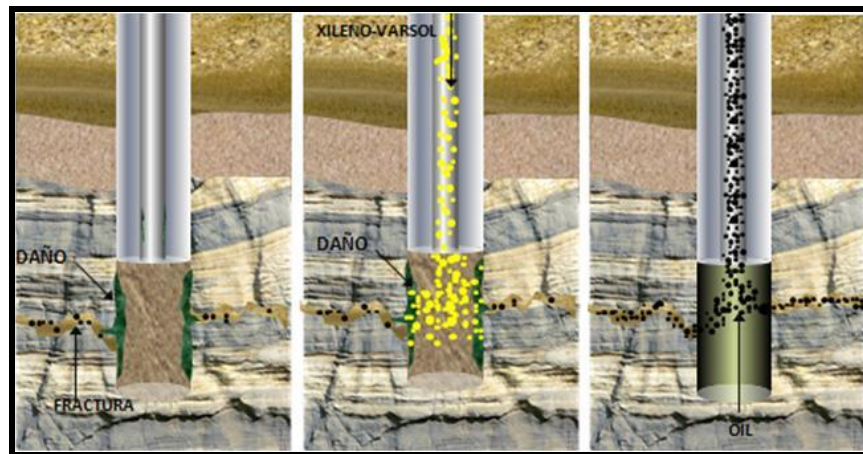
- Lavado ácido (areniscas, carbonatos).
- Acidificación matricial (principalmente areniscas).
- Fracturamiento ácido (carbonatos).
- Bullheading.

2.3.1.1 Lavado Ácido: Es utilizado para limpiar las perforaciones después del cañoneo, se caracteriza por utilizar pequeños volúmenes de ácido, que varían entre 25 y 30 barriles. Con frecuencia es utilizado en pozos con formaciones de carbonatos que producen gas.

2.3.1.2 Acidificación Matricial: Se utiliza para disminuir el daño de formación (S) ocasionado por la invasión de fluidos de perforación dentro de la formación, migración de arcillas, o hinchamiento de las mimas.

2.3.2 Estimulación Orgánica:

Figura 11. Estimulación Orgánica.



Fuente: Tomado y editado de GEO ESTRATOS, S.A. C.V Estudios de ingeniería y subsuelo

El uso de tratamientos orgánicos es menos frecuente, aunque hay un incremento en la tendencia de su uso para la remoción de carbonatos en completamientos con empaquetamiento con grava. Los ácidos orgánicos (acético, fórmico) disuelven materiales de carbonato de la misma manera como el HCl pero a una velocidad mucha más lenta. Estos son usados en pozos de altas temperaturas (superiores a 250 °F), o en tubería con una alta aleación (316 acero inoxidable con una capa de revestimiento) donde no pueden presentarse altas tasas de corrosión, que podrían utilizarse normalmente con la utilización de un ácido como el HCl.

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.

2.3.2.1 Surfactantes: Los surfactantes son usados en todos los tipos de fluidos de estimulación para reducir la tensión superficial y/o tensión interfacial entre un sistema fluido-fluido, fluido-formación, fluido-hidrocarburo, y fluido-tubería. Los surfactantes ayudan a limpiar los canales de flujo en el yacimiento, y a incrementar la mojabilidad, proporcionando una mayor afinidad para producción aceite/gas/condensado.

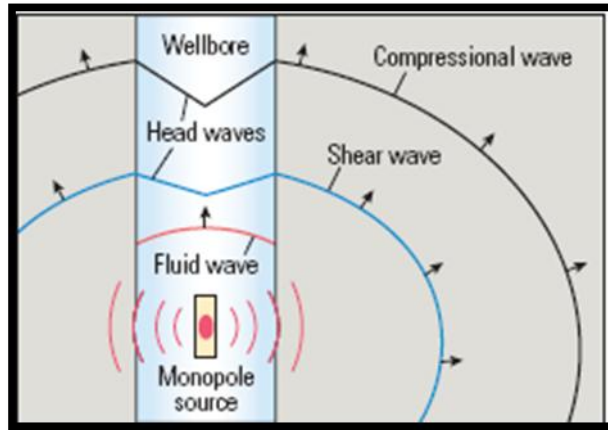
2.3.2.2 Solventes: Tienen aplicación en el campo de los fluidos de estimulación; se emplean en la conversión de pozos productores a inyectores con el fin de disminuir la saturación de aceite en los alrededores del pozo, para reparar el daño causado en la formación por el aceite de los compresores (pozos de inyección de gas) y mezclados con el tratamiento ácido.

2.3.2.3 Secuestrante de Hierro: Un agente secuestrante de hierro previene la precipitación de sales de hierro cuando el ácido actúa. Se usa en estimulaciones ácidas para prevenir la precipitación del hidróxido de hierro, evitando el taponamiento de la formación con precipitados insolubles.

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

Esta tecnología se basa en la utilización de ondas ultrasónicas de alta frecuencia, la cual ha sido patentada, siendo absolutamente ecológica su principal característica, con altos efectos positivos y bajos gastos de energía.

Figura 12 Estimulación Sónica

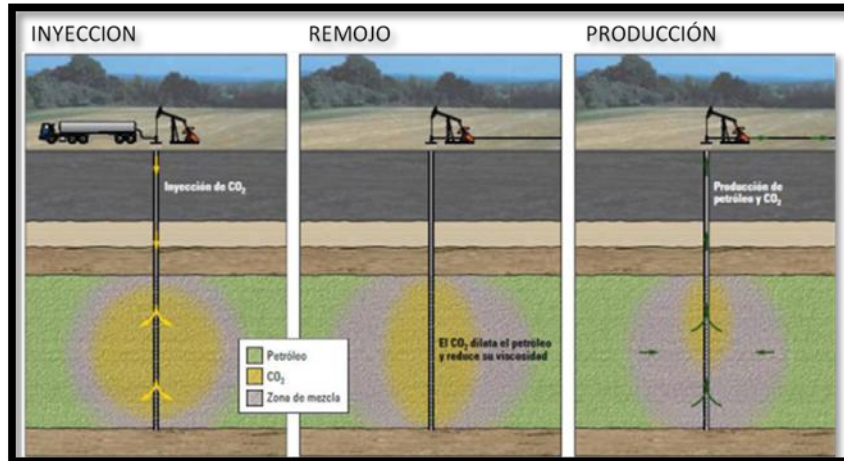


Fuente: www.slb.com

El principal factor que influye en el aumento de la producción de petróleo es el proceso de cavitación. La cavitación acústica que 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 revientan justamente después del 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.

2.3.4 Inyección de dióxido de carbono CO₂:

Figura 13. Estimulación Con Dióxido de Carbono.



Fuente: AL-MJENI, R. et. Al ¿Llegó el momento para la tecnología EOR? Paper Oilfield Review.

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.⁷ 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

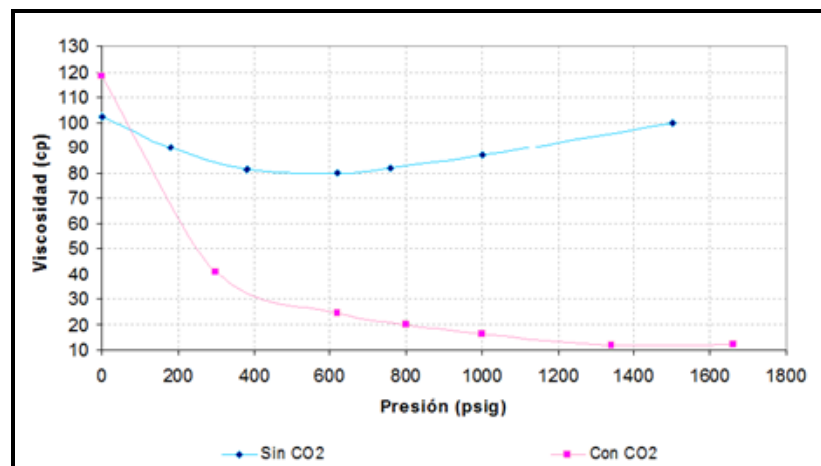
⁷ BERILGEN, Hulusi D. Enhanced recovery methods in petroleum production. Betchtel, October, 1980. Chapter 5.

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.

2.3.4.1 Efectos del CO₂ en Inyección: El CO₂ se comporta de la siguiente forma:

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

Figura 14. Reducción de la viscosidad con la inyección de CO₂.



Fuente: Proyecto de grado UIS “Evaluación Técnico-económico del Resultado de las estimaciones Desarrollo del Activo Llanito de Ecopetrol S.A”, Ecopetrol ICP.

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.

2.3.5 Modificadores de permeabilidad relativa (RPM). Son sistemas de polímeros de carácter hidrofílico solubles en agua. Estos polímeros una vez hidratados, producen largas cadenas que se adhieren a la roca ocupando parte del volumen poroso disponible al flujo, y debido a su carácter hidrofílico, tienden a tener mayor preferencia por el agua que el 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 RPM 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 sobremanera el patrón de flujo que el aceite ejerce desde el yacimiento hasta el fondo del pozo desde las zonas no alcanzadas por el tratamiento.

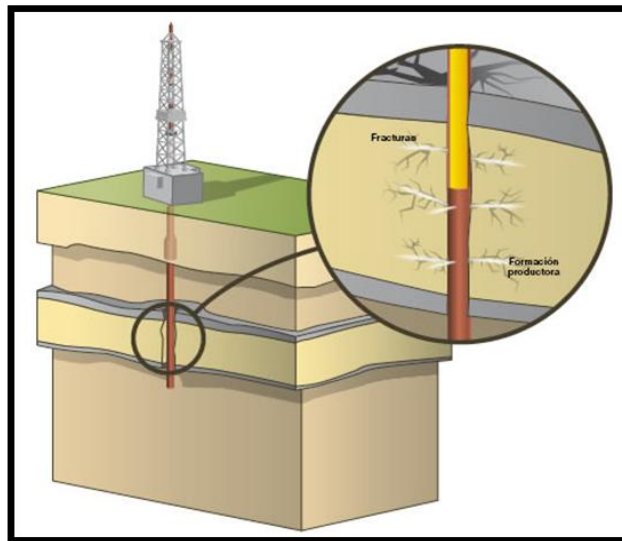
2.3.5.1 Tipos de Polímeros⁸. Se encuentran polímeros de alto peso molecular y solubles en agua en concentraciones diluidas (del orden de unos pocos cientos de partes por millón [ppm]) incrementan la viscosidad del agua significativamente. Dos tipos de polímeros son comúnmente usados para el control de la movilidad en inyecciones de agua: *Poliacrilamida parcialmente hidrolizada* y *Biopolímeros xanthan*.

2.3.6 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

⁸ 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.

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 o aledaños; 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.

Figura 15. Fracturamiento Hidráulico.



Fuente: tomado de www.ecopetrol.com.co/especiales/RevistaInnova3ed/nuevastec.htm

Al generar la fractura la pérdida de fluido en la formación tiene gran influencia en el área y extensión de la misma; si hay demasiada pérdida de fluido fracturante y altas tasas de inyección para obtener una longitud dada; por tanto se han obtenido aditivos que controlan estas pérdidas de fluido en la roca, disminuyendo los costos

que ello implica. El fracturamiento hidráulico ha sido y será una de las herramientas primarias para mejorar la productividad de un pozo.

El fracturamiento ha sido utilizado exitosamente en todas las formaciones excepto en las que son muy blandas o inconsistentes. Este tratamiento de estimulación ha sido probado con éxito en areniscas, calizas, dolomíticas, dolomitas, conglomerados, granito, lutitas consolidadas y frágiles, anhidritas, liditas y varios silicatos. La naturaleza plástica de las lutitas blandas o poco consolidadas y de las arcillas, las hacen difíciles de fracturar.

2.4 ESTIMULACIÓN HIDROACUSTICA (HAT):

La estimulación hidroacústica “HAT” es una nueva tecnología de estimulación acústica que viene implementando la industria petrolera para combatir los efectos de daño a la formación.

El interés por la estimulación acústica surge en la Década de los 50, con diversos fenómenos presentados, las correlaciones observadas entre el nivel del agua y la excitación sísmica generada a partir de los trenes del ferrocarril y terremotos presentados en la zona. Se observó un incremento en los niveles de líquido y un cambio de presión en el mismo, el cual fue asociado con los movimientos ocurridos en el interior de la tierra como terremotos, el ruido sísmico cultural generado por equipos y maquinarias industriales en superficies y el flujo de transporte por carreteras o vías del ferrocarril.⁹

Muchos casos se presentaron en campos petroleros alrededor del mundo, en el cual se vió un aumento en la producción de fluidos tiempo después de haberse

⁹ BERESNEV, Igor. JOHNSON, Paul. Elastic-wave stimulation of oil production a review of methods and results. Junio 1994.

presentado movimientos telúricos y terremotos. Como por ejemplo en California en el año 1952, donde después del terremoto se evidenció un aumento de diez veces la presión en la boca de los pozos (THP) en flujo natural, la cual se mantuvo durante dos semanas, en el campo Novogroznensky durante los terremotos de 1950 y 1955, que tuvo una intensidad de 6 a 7 puntos en la escala de Richter, también provocó un aumento de la presión del yacimiento evidenciada en la THP y la producción de petróleo. Durante el terremoto en Daguestán en 1970, la producción de petróleo aumentó en las piscinas de petróleo a menos de 200 kilómetros del epicentro.

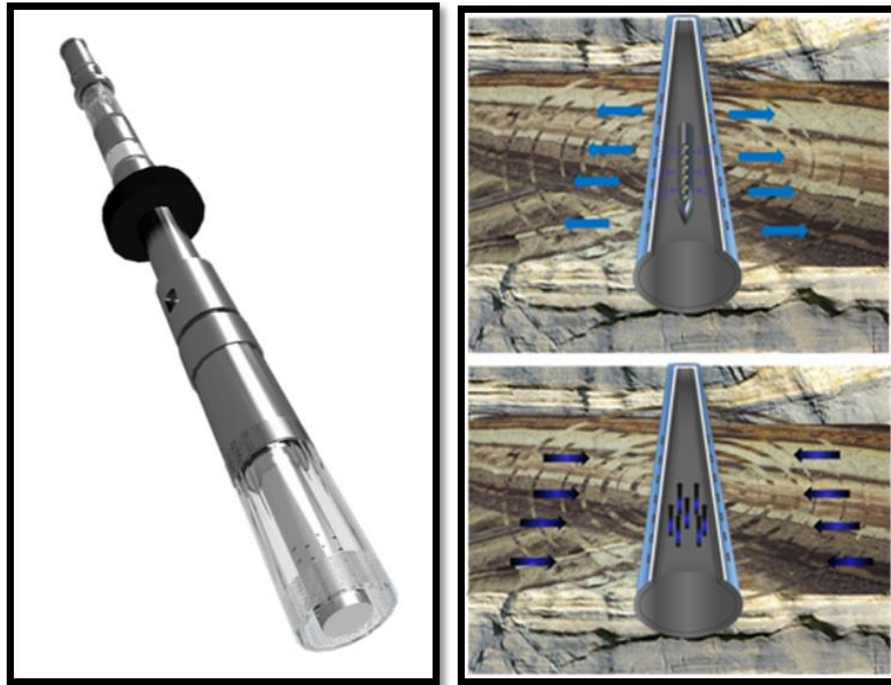
Estas observaciones anecdóticas motivó a investigadores rusos llevar a cabo pruebas de estimulación vibratoria en superficie de diversos campos productores de petróleo. Los resultados de estas pruebas de campo iniciales se mezclaron. En algunos campos, la producción aumentó después de la estimulación vibratoria, pero en otros la producción disminuyó. Esto evidenció se debía tener una mejor comprensión del fenómeno de la estimulación antes de que pudiera ser explotado con fiabilidad. Esto dio lugar a numerosos los esfuerzos de investigación a partir de la década de 1970 y continuando hoy.

El trabajo sobre los efectos sismo-acústicos en los pozos para aumentar su producción de petróleo en Rusia se llevan a cabo en el Instituto de Física de la Tierra, RAS. En los años sesenta, en los campos petrolíferos de la Unión Soviética comenzaron a aplicar el efecto de vibraciones elásticas, llevándolos a desarrollar herramientas de fondo que estuvieran en capacidad de generar ondas de baja frecuencia para la estimulación localizada de los pozos. Dando como resultado la integración de principios basados en la hidráulica y el efecto vibratorio de las ondas elásticas, y de esta manera dando paso a HAT.

Esta tecnología Hidroacústica HAT es una herramienta que se desarrolló en Rusia desde 1987 con el objetivo de estimular los pozos basados en la teoría del vibro-

fracturamiento, esta generación de ondas afectan tanto la roca como los fluidos presentes en el yacimiento, resultando en un aumento casi inmediato en la producción que puede durar de 6 – 12 meses según las condiciones de operación y de las características de la formación.

Figura 16. Herramienta Hidroacústica HAT.



Fuente: www.aip.com.co/es/nuevo/tecnologia-hat

La tecnología HAT tiene aplicaciones en proyectos relacionados con métodos de recobro mejorado de petróleo (EOR) que se basan en la estimulación de Pozos con Ultrasonido (Hydro-Acoustic Tool).

La tecnología estimula las zonas en el fondo del pozo por medio de vibraciones tipo elásticas, y sus resultados se pueden combinar con otros métodos de recobro mejorado, como inyección de químicos y agentes de transferencia de calor u otros tipos de fluido como salmuera, espumantes y fluidos del pozo.¹⁰

¹⁰ <http://www.aip.com.co/es/servicio/tecnologia-hat>.

Los efectos que produce la tecnología en el pozo, es el aumento de la producción e inyección en las arenas de interés, tratamiento de sales y sedimentos químicos en la tubería de producción, producción de aceites pesados, efectos en pozos no productores o con producción marginal, tratamiento de tubería de producción de sales, parafinas e hidratos, entre otras.

La herramienta se activa con el paso de líquido a presión a través del generador de ondas y el dispositivo Jet Pump. Esta operación se realiza mediante la circulación de líquido en el pozo durante todo el procedimiento. El radio de invasión de la estimulación con la tecnología HAT es de 15 pies y un espesor máximo de estimulación de 30 pies.

2.4.1 Mecanismos¹¹. Los mecanismos responsables de la recuperación mejorada y una buena limpieza de la cara de la formación, aún no se entienden bien y siguen siendo objeto de investigación adicional. Los siguientes mecanismos han sido propuestos para explicar los cambios en las características de flujo de fluidos resultante de la estimulación sísmica o acústica, el incremento en la producción de petróleo se debe a los siguientes mecanismos:

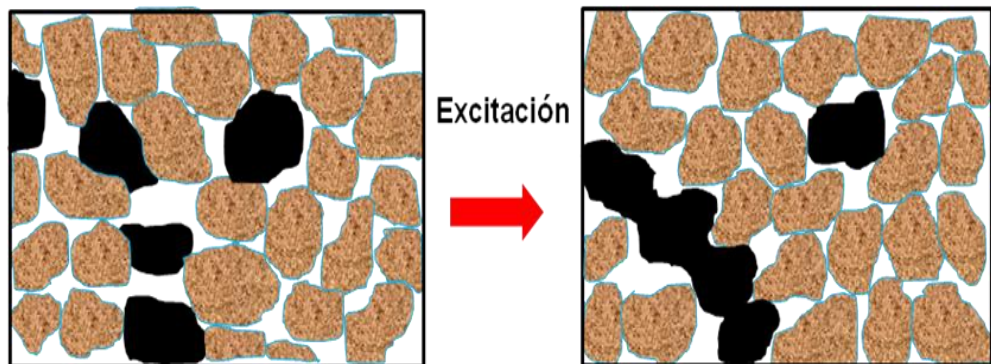
2.4.1.1 Cambios en la Mojabilidad. (Laboratorio) El trabajo indica que la humectabilidad de un núcleo saturado con aceite se puede hacer más mojado, lo que resulta en aumento de la tasa de recuperación de petróleo por inyección de agua en relación con la estimulación sísmica.

2.4.1.2 La Coalescencia y/o Dispersión de Gotas de Aceite. Las fuerzas de atracción que actúan entre las gotitas oscilantes de un líquido en otro (fuerzas Bjerknæs) inducen la coalescencia de las gotas de aceite, permitiendo corrientes continuas de aceite a fluir.

¹¹ ANCHLIYA, A. Acoustic Stimulation Mitigating Near WellBore Damage and Improved Oil Recovery. Canada. 2006. Pág. 2.

2.4.1.3 Aumento de la Permeabilidad. Se ha especulado que las ondas sísmicas pueden interrumpir las capas límite de fluidos inmóviles en los poros de las paredes, lo que aumentaría la sección transversal efectiva de los poros. En el laboratorio se pudo observar que la permeabilidad de una muestra de núcleo saturado con agua fresca aumentó 82 veces después de ser expuesto a un campo acústico, volviendo a su valor original en el plazo de minutos después de la retirada del campo de sonido. La tecnología de estimulación vibratoria tiene la capacidad de cambiar la curva de permeabilidad relativa, incrementado el recobro de aceite inmóvil en los yacimientos.

Figura 17. Coalescencia de los hidrocarburos debido a la vibración.



Fuente: Tomado y editado por el autor del paper Elastic-wave stimulation of oil production. Beresnev and Johnson.

2.4.1.4 Reducción de la Viscosidad. (laboratorio) las investigaciones señalaron que, inmediatamente después de 30 a 60 minutos de una larga exposición a un campo acústico, la viscosidad del petróleo se redujo en un 20-25%, y luego poco a poco regresó a nivel de pre tratamiento durante un periodo de 120 horas, quizás causado por el calor generado por una mayor frecuencia de estimulación.

2.4.1.5 Tensión Superficial. En algunas teorías, se sugiere que la fuente fundamental de la mayor permeabilidad es la reducción de la tensión superficial, causada por la velocidad diferencial entre la matriz de la roca y el fluido de poro.

2.4.2 Generador de Ondas Elásticas¹². Las ondas elásticas son producidas por un generador el cual funciona bajo diversas fuentes de energía. La tecnología hidroacústica utiliza el líquido de inyección en sí para proporcionar la energía al generador, este convierte la energía hidráulica desde la bomba en energía acústica baja frecuencia (ondas elásticas) dentro de la cámara inundada de agua.

La amplitud y frecuencia de estos generadores de ondas elásticas se pueden seleccionar para optimizar la recuperación de petróleo en diferentes condiciones de campo de petróleo, este puede generar ondas con frecuencias tan bajas como 1 Hertz hasta onda con una frecuencia de 1 megahertz, el generador puede ser configurado para producir ya sea ondas continuas u ondas impulsivas.

Las ondas de frecuencia más altas tienen un efecto local (del orden de unos pocos metros) y son utilizadas principalmente para efectuar una limpieza, mientras que las ondas de baja frecuencia pueden tener una eficiencia mucho mayor (acercándose cientos de metros) y son útiles en numerosas estimulaciones de pozos con el fin de incrementar la recuperación de petróleo.

De igual manera entre las muchas pruebas de laboratorio y de campo han demostrado que las ondas de baja frecuencia (por debajo de 100 Hz) pueden mejorar las tasas de recuperación de petróleo hasta en un 50%. Estas pruebas también muestran que la ondas elásticas en una presión de poro tan pequeñas como 70 Pa (0,01 psi) puede mejorar la movilidad y aceite tasa de recuperación.

¹² DE LA CROIX, Robert F. Elastic wave generator for enhanced oil recovery. HAI advanced technologies diversified solutions. New York. Pág. 3.

Figura 18. Herramientas HAT.



Fuente: Presentación de la tecnología Hydroacoustic Tool, AIP Service Noviembre 2012

2.4.3 Requisitos. Para la implementación del tratamiento de estimulación hidroacústica HAT se deben cumplir ciertos requisitos con el fin de tener mayor éxito posterior a la ejecución de la tecnología.

2.4.3.1 Selección. Para la selección de los pozos es necesaria la siguiente información:

- Información geológica.
- Información petrofísica.
- Parámetros del pozo.
- Historia de producción.
- Registros eléctricos.
- Pruebas de presión.

2.4.3.2 Operación

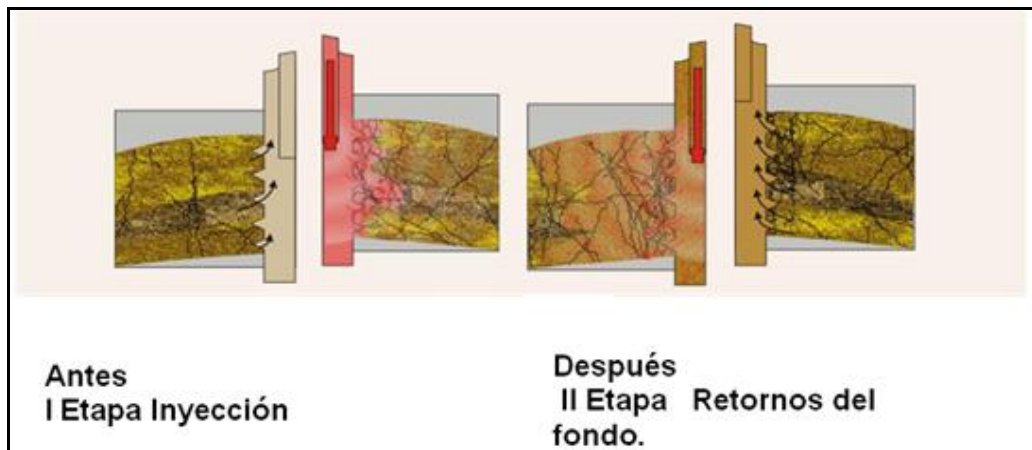
- Equipo de workover.
- Tanques de fluido/salmuera.
- Unidad de bombeo.

- Empaque (weight packer).
- Tubería nueva.
- Carros tanques (suministro de líquido).

2.4.4 Ventajas y Aplicaciones¹³

- Optimización de métodos de recobro mejorado.
- Estimulación de pozos por medio de ondas de vibración que afectan tanto a la roca como a los fluidos.
- Aumento del tamaño de poros y fracturas existentes en el yacimiento.
- No requiere estudios extendidos de yacimientos, ni mineralógico, sólo requiere estudios de compatibilidad de fluidos.
- Reducción de la influencia de las fases de agua y gas en el filtrado de aceite.
- Incremento tanto en la producción como en la efectividad de la inyección en más de un 50%, con un porcentaje de éxito del 90%.
- Costo de 40.000-60.000 USD por tres intervalos –pozo.

Figura 19 Etapa previa y posterior a la estimulación HAT.



Fuente: Inyección de agua y aumento de producción en campo Tibú, presentado en la jornada tecnológica de exploración y producción.

¹³ Caso exitoso de inyección de agua y aumento de producción en Tibú, presentado en la jornada tecnológica de exploración y producción.

3. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

Actualmente el Activo Llanito está conformado por cinco campos petroleros que producen cerca de 5100 barriles de crudo por día. En estos campos encontramos un total de 119 pozos activos divididos en su gran mayoría por los campos Llanito, Galán, Gala y una minoría de pozos en los campos Cardales y San Silvestre.

Sobre la base de los 119 pozos activos, se estudió cuales cumplían las condiciones mínimas y características requeridas para así seleccionar los pozos candidatos para la implementación de la tecnología de estimulación Hidroacústica HAT.

La siguiente es la metodología utilizada para realizar el estudio de prefactibilidad técnica y financiera.

3.1 METODOLOGÍA DE TRABAJO

3.1.1 Compilación de la información. Fue el primer paso y uno de los más importantes, aquí se recolectaron datos e información necesaria como historiales de producción, cortes de agua, registros petrofísicos, estados mecánicos de los pozos, análisis PVT, niveles de fluido, entre otros. También se investigaron datos sobre la tecnología de estimulación HAT, con el fin de conocer los requerimientos mínimos para su implementación.

3.1.2 Análisis de la información. La información compilada fue sometida a un riguroso análisis con el fin de corroborar que no hubiese datos erróneos que se

vieran reflejados al finalizar el estudio. En este punto también debió definirse los parámetros que regirían cada uno de los filtros de la selección de pozos.

3.1.3 Corte de agua: Mediante el historial de corte de agua de cada pozo, se determinó el comportamiento actual, ya que este parámetro es un requisito importante a la hora de implementar la tecnología de estimulación HAT en los pozos.

3.1.4 Daño a la formación: El daño causado a la formación debido a diversos agentes, es un parámetro importante, pues permite clasificar los pozos que necesitan ser sometidos a la estimulación.

Para determinar el daño (S) fueron necesarios datos PVT, presiones, permeabilidad, entre otros. El análisis se realizó con ayuda del software WELLFLO System 3.8.4.

3.1.5 Matriz de resultados: Posterior a la determinación de las características de cada uno de los pozos, se realizó una evaluación y se generó una matriz con los resultados obtenidos. Luego se clasificaron los pozos en mejores condiciones y que cumplieran con los requisitos mínimos para poder aplicar la tecnología hidroacústica HAT.

3.2 CRITERIOS UTILIZADOS PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS

La selección de los pozos candidatos se basó en tres criterios que brindan un mejor juicio a la hora de clasificar a aquellos que cumplan las características y requerimientos necesarios para la implementación de la tecnología de estimulación hidroacústica HAT.

Tabla 5. Criterios de Selección.

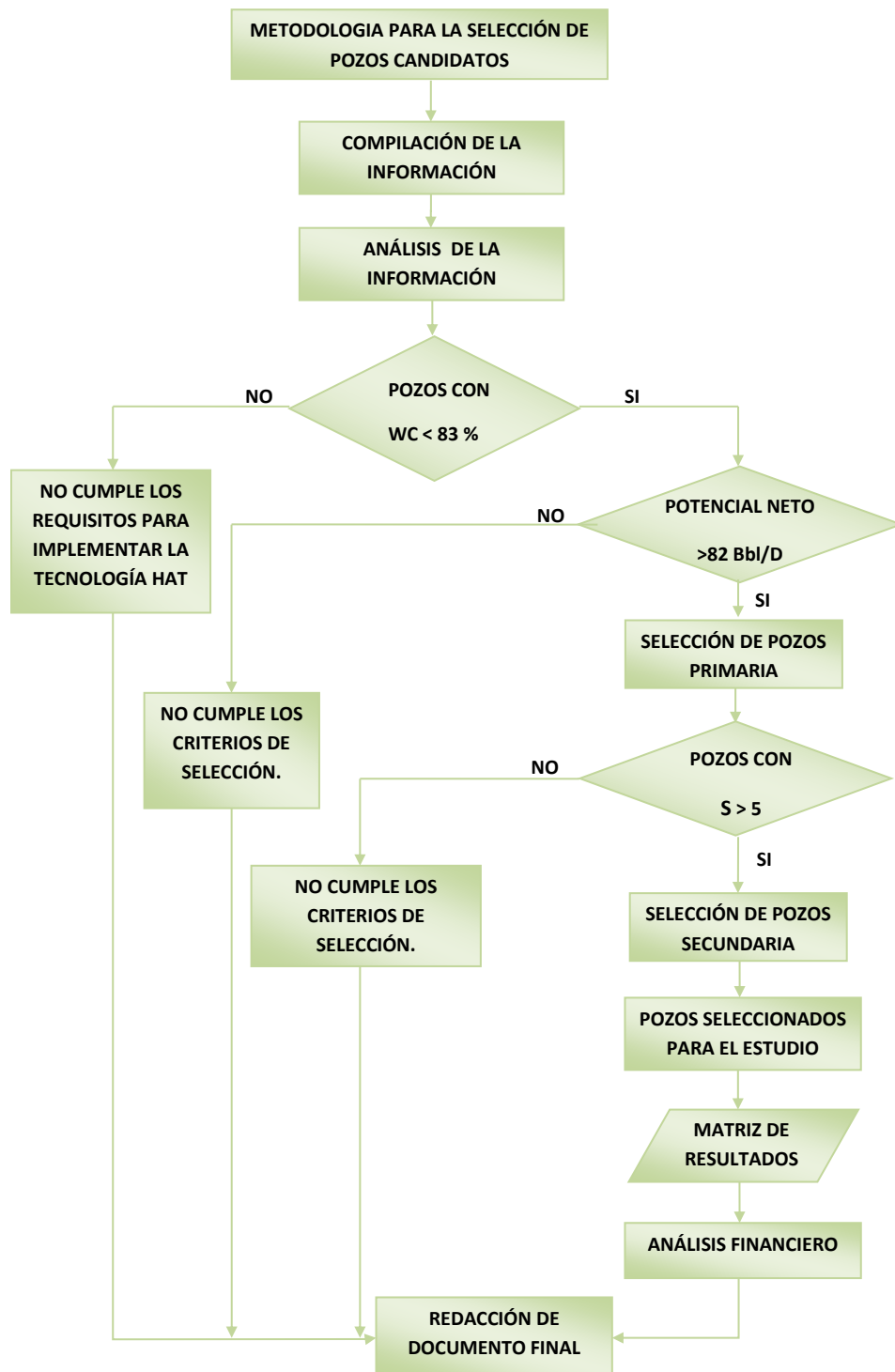
Corte de Agua %	Potencial Neto (Bbl/D)	Daño
< 83	> 82	> 5

Fuente: Elaborado por el autor.

- El corte de agua es un requerimiento que se debe tener en cuenta para implementar la herramienta hidroacústica, por tanto este debe ser máximo del 83%.
- Los pozos candidatos deben tener una potencial neto superior al 82 Bbls/día, con el fin de realizar la estimulación en pozos con un alta producción y así lograr un incremento de aceite significativo después de realizada la estimulación¹⁴.
- Los pozos candidatos deben ser aquellos que tengas un $S > 5$, debido a que se lograría una disminución en el daño a la formación, considerable y por ende un incremento en la producción de fluidos mayor.

¹⁴ Departamento de Ingeniería y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol.Barrancabermeja.2012

Figura 20. Metodología de selección de los pozos candidatos para el tratamiento de estimulación HAT.



3.3 METODOLOGÍA DE SELECCIÓN Y ANÁLISIS

El Activo Llanito al mes de Octubre de 2012, se encuentra conformado por 119 pozos activos, que hacen parte de los campos Llanito, Gala, Galán.

A los 119 pozos se le realizó un primer filtro con el fin de trabajar con aquellos que cumplieran los requisitos mínimos necesarios para implementar el tratamiento de estimulación.

Tabla 6. Información de los pozos activos en el Activo Llanito.

LLANITO NOR JULIO 2012							GALA JULIO 2012						
POZO	ZONA	BRUTO	BSW	NETA	GAS	LIFTING	POZO	ZONA	BRUTO	BSW	NETA	GAS	LIFTING
23	D	76	55	34	12	BM	1	B	3	4	3	1	BM
25	B	75	79	16	10	BM	2	CB	16	20	13	8	BM
36	CB	155	45	85	26	BM	6	CB	132	53	62	5	BM
39	BA	95	86	13	7	BM	7	CB	16	50	8	1	BM
69	B	15	69	5	35	BM	9	B	54	34	36	9	PCP
75	DCB	460	89	51	33	BM	10	CB	175	76	42	7	BM
84	B	35	44	20	24	BM	11	CB	216	56	95	8	BM
86	DC	100	90	10	8	BM	16	DCB	95	40	57	5	BM
93	D	290	75	73	25	BM	27	CB	22	76	5	3	BM
94	DC	44	64	16	14	BM	29	CB	115	13	100	10	BM
95	B	195	66	67	33	BM	30	DCB	535	85	80	11	BM
98	B	220	80	44	22	BM	32	CB	250	41	148	30	BM
101	B	80	94	5	15	BM	33	B	20	4	19	5	BM
108	C	85	6	80	29	BM	CAR-1	B	20	28	14	6	BM
109	B	30	24	23	25	BM	CAR-1N	CB	60	1	59	5	BM
111	B	307	78	68	10	BM	CAR-2	CB	180	96	7	2	BM
112	DB	120	32	82	37	BM	CAR-3	B	420	84	67	3	BM
113	B	485	83	82	17	BM	CAR-4	CB	240	75	60	5	BM
114	D	86	1	86	70	BM	CAR-5	B	52	37	33	6	BM
117	DCB	60	40	36	5	PCP	CAR-6	B	110	12	97	10	PCP
118	B	82	63	30	2	BM	CAR-7	CB	115	74	30	3	BM
119	CB	93	38	58	44	BM	CAR-8	BC	30	89	3	3	BM
120	B	36	86	5	26	BM	CAR-9	CB	135	50	68	5	PCP
122	B	270	73	73	25	BM	CAR-10	CB	115	24	87	5	BM
123	B	130	65	46	31	BM	CAR-12	CB	151	49	77	6	BM
127	B	113	59	46	30	BM	CAR-13	CB	50	4	48	7	BM
128	CB	315	62	120	32	BM	CAR-14	CB	260	84	42	4	BM
129	B	260	51	127	94	BM	CAR-15	CB	155	40	93	10	BM
131	CB	70	15	60	25	BM	CAR-16	CB	178	20	142	11	BM
134	B	0	0	0	700	BM							
TOTAL		4382	67	1458	1466		TOTAL		3920	59	1596	194	

LLANITO TRES JULIO 2012							GALAN JULIO 2012						
POZO	ZONA	BRUTO	BSW	NETA	GAS	LIFTING	POZO	ZONA	BRUTO	BSW	NETA	GAS	LIFTING
9	B	90	80	18	36	BM	1J	CB	248	36	159	0	BM
11	CB	80	85	12	20	BM	2J	CB	210	83	36	0	BM
18	C	450	87	59	37	BM	10	CBA	35	7	33	0	PCP
21	DCB	66	85	10	15	BM	21	A	6	8	6	0	BM
29	C	37	48	19	55	BM	68	CBA	8	4	8	0	BM
44	CB	185	50	93	30	BM	71	CBA	172	87	22	0	PCP
45	CD	98	42	57	50	BM	74	CB	65	75	16	0	BM
77	B	60	88	7	27	BM	75	CB	54	93	4	0	BM
81	DB	50	77	12	34	BM	76	CB	15	3	15	0	BM
91	DC	75	50	38	25	BM	77	CB	106	50	53	0	BM
97	RO SHA	65	15	55	37	BM	79	B	60	75	15	0	BM
99	B	270	89	30	29	BM	80	C	65	58	27	0	BM
102	B	45	42	26	34	BM	85	B	35	63	13	0	BM
103	D	60	56	26	40	BM	122	B	65	69	20	0	BM
104	B	250	94	15	44	BM	123	B	90	67	30	0	BM
105	B	146	77	34	20	BM	124	CBA	125	5	119	0	BM
107	TS-MUG	120	22	94	60	BM	125	A	28	50	14	0	BM
115	C	32	30	22	25	BM	130	CB	34	42	20	0	BM
116	DC	32	14	28	30	BM	133	CB	73	12	64	0	BM
121	CB	230	83	39	33	BM	134	BA	50	31	35	0	PCP
124	CB	199	50	100	20	BM	135	BA	50	42	29	0	PCP
125	B	300	30	210	50	BM	136	CBA	82	72	23	0	PCP
126	CB	78	44	44	28	BM	137ST3	B	115	40	69	0	BM
130	CB	91	38	56	71	BM	139	CBA	53	37	33	0	BM
132	B	160	30	112	90	BM	140	CBA	76	16	64	0	BM
133	DCB	31	40	19	39	BM	SS-15	A	8	10	7	0	BM
GALA 8	CB	180	72	50	25	BM	TOTAL		1928	10	932	0	
GALA 12	CB	40	36	26	18	BM							
GALA 13	C	8	5	8	24	BM							
GALA 14	CB	85	5	81	53	BM							
GALA 15	C	30	1	30	25	BM							
GALA 17	CB	30	87	4	20	BM							
GALA 1N	B	350	95	18	17	BM							
YUMA 1	CB	50	82	9	18	BM							
TOTAL		4073	64	1456	1179								

Fuente: Departamento De Ingeniería Y Confiabilidad De Mares, Activo Llanito 2012.

3.3.1 Selección primaria de pozos. El primer filtro de selección de pozos candidatos para el tratamiento de estimulación, se basó en dos criterios:

- Corte de agua < 83%
- Potencial neto >82 Bbl/d

Con la información recopilada y completamente analizada, se procedió a realizar la clasificación de los pozos. Ésta, se ejecuta con una primera etapa en la cual se descartaron 21 pozos del estudio, los cuales tienen en común un corte de agua superior a los exigidos por los criterios de selección.

La segunda etapa de selección cuenta con un total de 98 pozos candidatos, a los cuales se les realizó una clasificación de mayor a menor potencial neto, dando como resultado un total de 20 pozos que cuentan con un potencial neto superior a 82 Bbl/d.

Por tanto de los 119 pozos candidatos, fueron seleccionados 20 pozos que cumplen las características y requerimientos exigidos en este primer filtro de selección.

Tabla 7. Selección primaria de pozos candidatos para la estimulación HAT.

SELECCIÓN PRIMARIA DE POZOS CANDIDATOS					
RANGO	ESTACION	POZO	BSW	NETA	LIFTING
1	LLANITO TRES	LLANO125	30	210	BM
2	GALAN	GALN1J	36	159	BM
3	GALA	GALA32	41	148	BM
4	GALA	CAR-16	20	142	BM
5	LLANITO NOR	LLANO129	51	127	BM
6	LLANITO NOR	LLANO128	62	120	BM
7	GALAN	GALN124	5	119	BM
8	LLANITO TRES	LLANO132	30	112	BM
9	GALA	GALA29	13	100	BM
10	LLANITO TRES	LLANO124	50	100	BM
11	GALA	CAR-6	12	97	PCP
12	GALA	GALA11	56	95	BM
13	LLANITO TRES	LLANO107	22	94	BM
14	GALA	CAR-15	40	93	BM
15	LLANITO TRES	LLANO44	50	93	BM
16	GALA	CAR-10	24	87	BM
17	LLANITO NOR	LLANO114	1	86	BM
18	LLANITO NOR	LLANO36	45	85	BM
19	LLANITO NOR	LLANO113	83	82	BM
20	LLANITO NOR	LLANO112	32	82	BM

Fuente: Elaborada por el autor.

A los pozos seleccionados en el primer filtro se les realizó un estudio detallado, con el fin de determinar algunos parámetros necesarios para conocer el daño a la formación, que presenta cada uno de ellos

El estudio se basa en la determinación de los siguientes parámetros y propiedades de cada uno de los pozos:

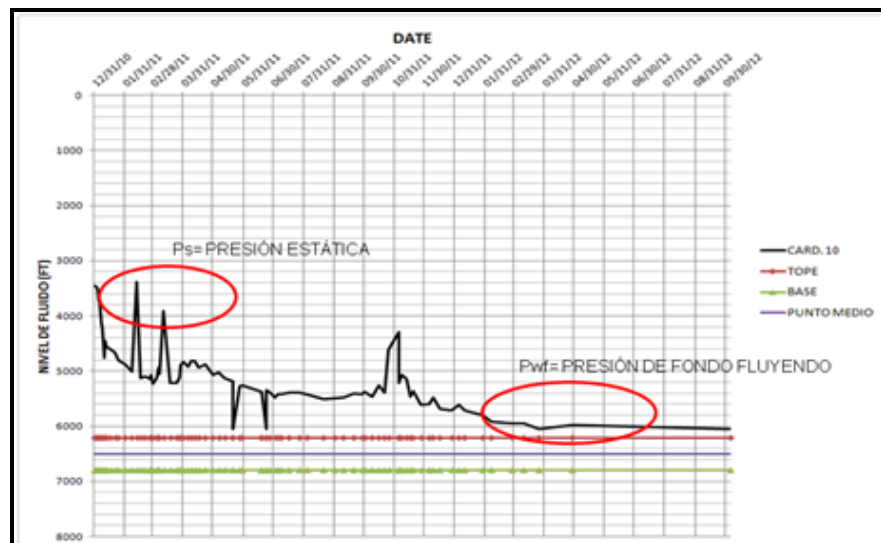
- 1) Determinar la presión estática (P_s) y la presión de fondo fluyendo (P_{wf}).
- 2) Cálculo de la permeabilidad efectiva del yacimiento.
- 3) Cálculo índice de productividad (J) y daño a la formación (S).

3.3.1.1 Cálculo de presión estática (P_s) y la presión de fondo fluyendo (P_{wf}).

La primera etapa del estudio se enfoca en la determinación de la presión estática (P_s) y la presión de fondo fluyendo (P_{wf}), para esto se realizó el siguiente estudio:

- De la información recopilada se analizó los datos cargados de las pruebas Echometer realizadas a cada uno de los pozos, en el cual se encuentra el nivel de fluido que presenta cada pozo y su respectivo registro de tiempo. De allí se realizó la gráfica que permitió observar la zona donde se encuentra la mayor columna de fluido en el pozo y la zona donde el nivel de fluido permanece estable. De esta manera se determina las presiones hidrostáticas generadas por el fluido en un punto de referencia en el fondo del pozo.

Figura 21. Nivel de Fluido vs Tiempo.



Fuente: Elaborada por el autor.

- Con ayuda de los estados mecánicos de los pozos, se determina el tope y la base de los perforados que aportan los fluidos del yacimiento al pozo. Así mismo se determinó un nivel de referencia que será llamado “Punto medio de perforados” el cual es el punto de profundidad base para la determinación de la presión hidrostática.

En el caso de los pozos que fueron perforados con alguna desviación, se les realizó una corrección con los datos del Survey, con el fin de obtener de ellos un dato verídico de TVD. De lo contrario el punto medio de perforados será erróneo y por ende la presión hidrostática también.

- Por último se determina la presión hidrostática que es definida como la presión total creada por el peso de la columna de fluido, actuando en un punto del pozo¹⁵, para este caso en el punto medio de los perforados.

La presión hidrostática es representada de la siguiente manera:

$$PH = 0.052 * \rho_{fluido} * h \quad Ec.7$$

$$\rho_{fluido} = (\rho_w * Wc) + (\rho_o * (100\% - wc)) \quad Ec.8$$

Por tanto,

$$PH = 0.052 * \{(\rho_w * Wc) + (\rho_o * (100\% - wc))\} * \{PMP - NF\} \quad Ec.9$$

Dónde:

PH: Presión Hidrostática (Psi).

ρ_w : Densidad del Agua 8.4 (lbs/Gln).

¹⁵ GRACE, D. Robert. Well Control Handbook. Pág. 1-4.

ρ_o : Densidad del Aceite de un crudo con API = 19.5 (lbs/Gln).

Wc: corte de agua (%).

PMP: Punto Medio de Perforados (Pies).

NF: Nivel de Fluido (Pies).

La densidad del aceite es constante para todo el análisis, ya que es un dato representativo del crudo del Activo Llanito.

Este proceso se realizó con cada uno de los 20 pozos seleccionados y se tabula de la siguiente manera:

Tabla 8. Cálculo de la Presión Hidrostática.

FECHA	NIVEL (FT)	TVD TOPE (FT)	TVD BASE (FT)	PUNTO MEDIO (FT)	WC	PH (Psi)
12/31/10	3453.93	6209.4	6791	6500.2	24%	1263.86
01/02/11	3466.93	6209.4	6791	6500.2	24%	1258.47
01/03/11	3518.93	6209.4	6791	6500.2	24%	1236.89
01/04/11	3722.93	6209.4	6791	6500.2	24%	1152.26
01/05/11	3742.93	6209.4	6791	6500.2	24%	1143.96
01/07/11	4132.93	6209.4	6791	6500.2	24%	982.15
01/08/11	4223.93	6209.4	6791	6500.2	24%	944.40
01/10/11	4763.93	6209.4	6791	6500.2	24%	720.36
01/10/12	5716	6209.4	6791	6500.2	24%	325.36
01/28/12	5796	6209.4	6791	6500.2	24%	292.16
02/06/12	5914	6209.4	6791	6500.2	24%	243.21
02/27/12	5942	6209.4	6791	6500.2	24%	231.59
03/10/12	5953	6209.4	6791	6500.2	24%	227.03
03/25/12	6053	6209.4	6791	6500.2	24%	185.54
04/28/12	5984	6209.4	6791	6500.2	24%	214.17
10/05/12	6048	6209.4	6791	6500.2	24%	187.61

PH (Ps)
1253.07

PH (Pwf)
214.86

Fuente: Elaborada por el autor.

Finalmente para obtener la presión estática (Ps) y la presión de fondo fluyendo (Pwf), se suma el dato de presión en cabeza de casing (CHP), registrado en el mismo tiempo en que se determinó la presión Hidrostática en cada pozo.

$$P_s = PH + CHP \quad Ec.10$$

$$P_{wf} = PH + CHP \quad Ec.11$$

Tabla 9. Presiones Estáticas y Presiones de Fondo Fluyendo.

RANGO	POZO	POTENCIAL	BSW	Ps	Pwf	QT	Qo
1	LLANO125	210	30%	2007.51	1402.50	237	166
2	GALN1J	159	36%	1519.50	486.90	218	140
3	GALA32	148	41%	1393.76	446.30	229	135
4	CAR-16	142	20%	1235.01	531.00	174	139
5	LLANO129	127	51%	1979.44	406.02	223	109
6	LLANO128	120	62%	2579.84	809.95	307	117
7	GALN124	119	5%	1337.70	230.22	117	111
8	LLANO132	112	30%	1561.00	334.90	161	113
9	GALA29	100	13%	904.46	344.66	109	95
10	LLANO124	100	50%	1755.41	583.35	180	90
11	CAR-6	97	12%	1699.10	264.35	105	92
12	GALA11	95	56%	1316.00	497.97	213	94
13	LLANO107	94	22%	1561.00	608.00	113	88
14	CAR-15	93	40%	1344.63	483.05	140	84
15	LLANO44	93	50%	1152.00	0.00	136	68
16	CAR-10	87	24%	1314.00	250.46	144	109
17	LLANO114	86	1%	1743.49	407.35	109	108
18	LLANO36	85	45%	1438.10	406.50	148	81
19	LLANO113	82	83%	1871.30	614.60	501	85
20	LLANO112	82	32%	1832.80	775.78	127	86

Fuente: Elaborada por el autor.

3.3.1.2 Cálculo de la permeabilidad efectiva. La permeabilidad es una propiedad del medio poroso que nos indica la facilidad con que el fluido pasa a través de él, bajo condiciones de flujo no turbulento y está en función del grado de interconexión entre los poros.

La permeabilidad efectiva es definida como la conductividad de un material poroso a una fase, cuando dos o más fases están presentes. La permeabilidad efectiva tiene una relación directa con la permeabilidad absoluta, que es la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados cuando el medio poroso se encuentra completamente saturado por un fluido.

Y por último la permeabilidad relativa que se define como la razón entre la permeabilidad efectiva y una permeabilidad absoluta.¹⁶

La siguiente expresión relaciona los tres tipos de permeabilidades:

$$K_r = \frac{K_e}{K} \quad \text{Ec. 12}$$

Dónde,

K_r : Permeabilidad Relativa.

K_e : Permeabilidad Efectiva.

K : Permeabilidad Absoluta.

Para el cálculo de la permeabilidad efectiva se realizó un estudio detallado basado en registros petrofísicos, por medio del cual se determina:

Permeabilidad absoluta

Espesor Bruto y Neto

Saturación de agua promedio

Porosidad promedio

¹⁶ PARIS DE FERER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Segunda Edición. Maracaibo. 2001. Pág. 50.

Se procedió a tomar cada uno de los intervalos perforados del pozo y se determinó un valor promedio de cada una de estas propiedades, así mismo se estableció el espesor efectivo que aporta los fluidos del yacimiento al pozo.

Como la permeabilidad efectiva depende de la permeabilidad absoluta y la permeabilidad relativa, para determinar esta última se tomaron los datos de saturación de agua obtenida de los registros petrofísicos y las curvas de permeabilidad relativa del pozo Galán 1N (suministrado por el ICP ver anexo A), el cual estuvo sometido a pruebas obteniendo cuatro muestras a diferente profundidad.

Por último, se determinó la permeabilidad efectiva despejada de la ecuación 12, obteniendo la siguiente expresión:

$$K_e = K_r * K \quad \text{Ec. 13}$$

Donde,

K_r : Permeabilidad Relativa.

K_e : Permeabilidad Efectiva.

K : Permeabilidad Absoluta.

Tabla 10. Calculo de permeabilidad efectiva.

Calculo de K efectiva CARD-10						
INTERVALO	PIES EFECTIVOS	POROSIDAD (%)	Sw (%)	K relat. (md)	K abs (md)	K efec. (md)
6370-6380	10	22.53	27	1	87.426	87.43
6426-6433	4	21.81	35	1	58.272	58.27
6486-6491	3	19.76	33	0.56	38.312	21.45
6510-6518	8	20.2	31	0.66	36.123	23.84
6567-6582	11.5	20.78	33	0.56	20.892	11.70
6676-6680	2	21.15	28	0.859	47.563	40.86
6684-6697	10.5	25.05	24	1	142.089	142.09
6723-6730	6	23.03	25	1	98.691	98.69
6948-6952	3	18.77	38	0.308	26.466	8.15
TOTAL	58			K efectiva		60.54

Fuente: Elaborada por el autor.

3.3.1.3 Cálculo del índice de productividad (J) y daño a la formación (S). Para conocer el índice de productividad (J) y el daño a la formación (S) de cada uno de los pozos, se utilizó el software WELLFLO system 3.8.7 bajo licencia de Ecopetrol S.A., el cual utiliza técnicas de análisis nodal para el **desarrollo** del estudio.

Entre los datos de ingreso para simular en el software WELLFLO, se necesitó los parámetros y propiedades anteriormente calculados, datos PVT (data suministrada por el Departamento e Ingeniería y Confiabilidad de Mares, ver anexo B) y las propiedades mostradas en la tabla 11.

Tabla 11. Propiedades del fluido.

Datos de Entrada	
Presión de Burbuja (Psi)	1952
GOR (scf/STB)	203
API	19.5
Temperatura Yacimiento (F)	136
Salinidad (ppm)	35000

Fuente: Departamento De Ingeniería Y Confiabilidad De Mares, Activo Llanito 2012.

Se tomaron los datos de entrada del pozo Llanito 129 con el fin de presentar el proceso realizado a los 20 pozos inicialmente seleccionados.

Tabla 12. Datos de ingreso al software WELLFLO.

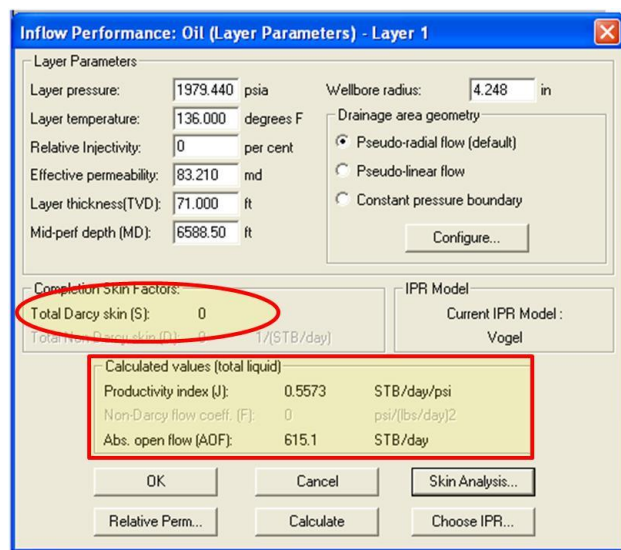
Datos de Ingreso Llanito 129		Estado Mecanico Llanito 129	
Layer Pressure (Psia)	1979.44	MD (Ft)	7742
Layer Temperature (F)	136	TVD (Ft)	7597
Efective Permeability (mD)	83.21		
Layer Thickness (Ft)	71		
Mid-Perf Depth	6588.5		
Water Cut %	51		
Test Pressure 1 (Psia)	406.02		
Test Flow Rate 1 (STB/day)	223		

Fuente: Elaborada por el autor.

Previo a la determinación del índice de productividad y el daño a la formación, se debe realizar un ajuste del software con el fin de seleccionar la correlación que tenga un mejor ajuste con la data PVT del campo Llanito (ver anexo C). Este ajuste arrojo como resultado la correlación de “Standing” que relaciona P_b , R_s , B_o y la correlación “Beggs et al” para la viscosidad del aceite.

Posteriormente se determinó el índice de productividad (J) y el Absolute Open Flow (AOF) asumiendo que el pozo tiene un daño (S) = 0.

Figura 22 Calculo del IP con un $S=0$.

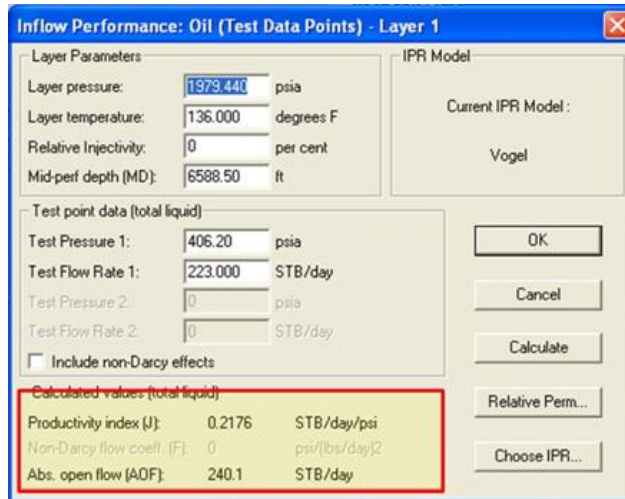


Fuente: Software WELLFLO System 3.8.7.

Con el índice de productividad obtenido se asume que el pozo no presenta ningún tipo de daño, estas son las condiciones ideales a las cuales el pozo tiene una producción más eficiente.

En el siguiente paso, se calcula el índice de productividad (J) y AOF a las condiciones actuales del pozo (prueba = P_{wf} , Q).

Figura 23. Calculo del IP a condiciones actuales de (Pwf, Q).



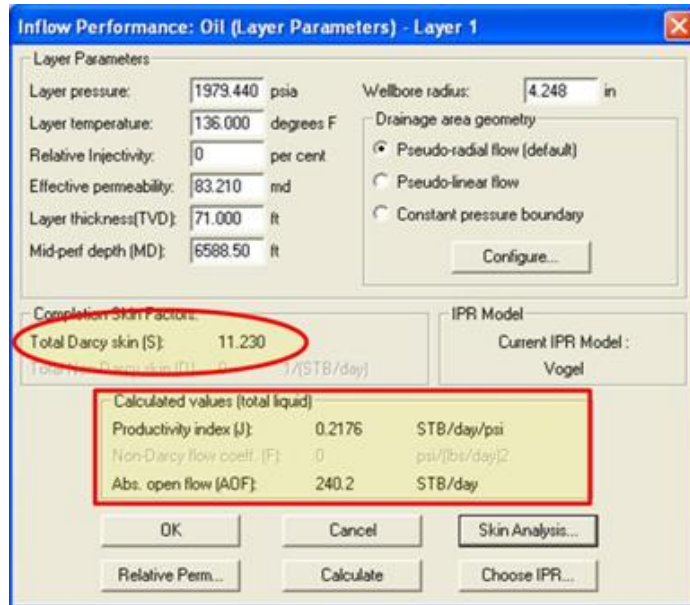
Fuente: Software WELLFLO System 3.8.7.

El índice de productividad calculado por el software, es comparado con el índice de productividad que presenta el pozo con un $S=0$.

Estos datos nos indican que el pozo presenta algún tipo de daño que no permite el flujo total de fluidos, lo cual se ve reflejado en la producción actual del pozo.

Para conocer el índice de daño que el pozo presenta actualmente, se realiza un estudio a prueba y error con ayuda del software WELLFLO, lo que permite conocer las condiciones a las cuales el pozo está produciendo, en este caso en la tabla 13 de resultados se denota como $S=$ Actual.

Figura 24. Cálculo del daño que presenta el pozo actualmente.



Fuente: Software WELLFLO System 3.8.7.

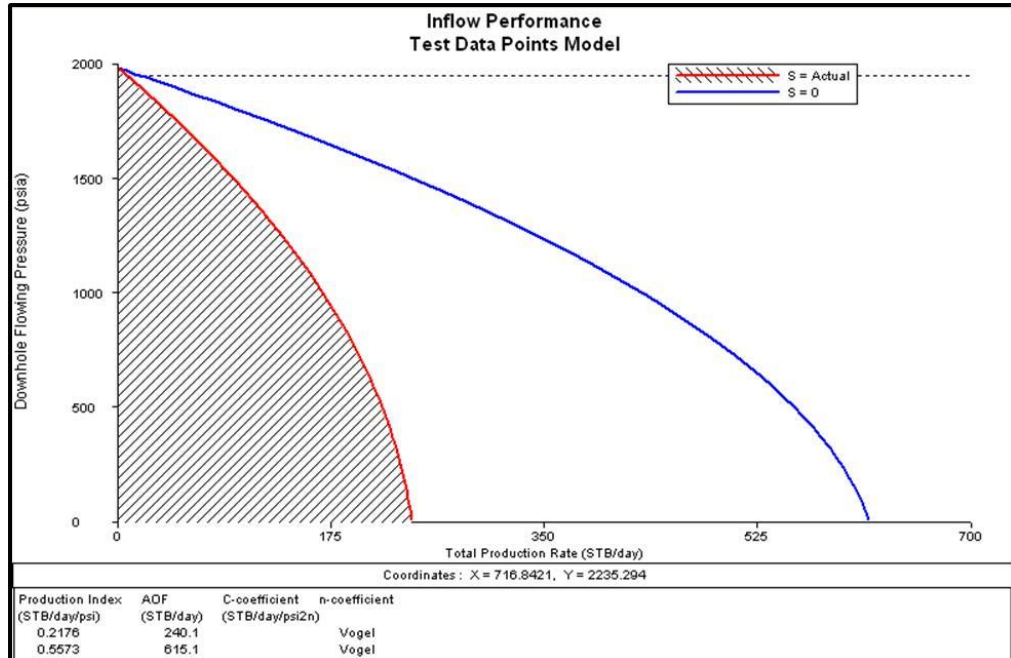
Tabla 13. Resultados obtenidos.

Resultado Llanito 129		
Skin (S)	Productivity Index J (STB/day/psi)	AOF (STB/day)
0	0.5573	615.1
Actual	0.2176	240.1
S = Actual	11.23	

Fuente: Elaborada por el autor.

En la figura 24 se puede observar la disminución de la tasa de producción total, debido al daño que el pozo presenta actualmente; ésta es comparada con la curva de comportamiento que asume el pozo sin presentar ningún tipo de daño.

Figura 25. Inflow Performance Relationship del pozo Llanito 129.



Fuente: Software WELLFLO System 3.8.7.

3.3.2 Selección secundaria de pozos. En la selección primaria de los pozos se realizó una clasificación de 20 pozos candidatos. Posteriormente se hizo un estudio detallado de los mismos, de los cuales se descartaron 4 pozos, debido a que no contaban con la suficiente información para llevar a cabo un estudio completo, los pozos fueron:

- Llanito125
- Llanito 44
- Llanito 36
- Cardales 6

Tabla 14. Cálculo de “IP” y “S” de los pozos candidatos.

CALCULO DE DAÑO (S) E INDICE DE PRODUCTIVIDAD (J)					
POZO	S= 0		ACTUAL (Pwf, Q)		
	IP (J) (STB/day/psi)	AOF (STB/day)	IP (J) (STB/day/psi)	AOF (STB/day)	S = ACTUAL
GALAN 1J	0.304	254.28	0.304	254.00	0.87
GALA 32	0.208	159.31	0.348	266.60	-2.9
CAR-16	0.076	51.53	0.334	226.70	1.39
LLANO 129	0.557	615.10	0.218	240.10	11.23
LLANO 128	0.071	121.45	0.209	355.80	0.65
GALAN 124	0.445	327.10	0.168	123.70	11.8
LLANO 132	0.172	147.65	0.203	174.20	0.9
GALA 29	0.031	15.29	0.270	133.60	-1.2
LLANO 124	0.066	64.25	0.219	212.00	1.2
GALA 11	0.116	83.56	0.361	261.30	0.52
LLANO 107	0.178	153.10	0.163	140.30	0.25
CAR-15	0.046	33.00	0.237	170.10	0.86
CAR-10	0.124	89.20	0.210	151.60	0.11
LLANO 114	0.041	39.17	0.124	119.30	0.98
LLANO 113	1.404	1448.25	0.570	588.30	10
LLANO 112	0.095	95.500	0.162	163.70	1.51

Fuente: Elaborada por el autor.

La tabla 14, hace referencia al cálculo del índice de productividad y el daño actual que presentan los pozos, ésta ayuda a realizar un segundo filtro de selección de pozos candidatos para la estimulación mediante el análisis del daño a la formación que presenta cada uno ellos.

El criterio que rige la selección secundaria de pozos, es el análisis de daño a la formación que presenta cada uno de los 16 pozos restantes, estos deben tener un daño a la formación superior a cinco $S > 5$ con el fin de que el tratamiento sea significativo, y que posteriormente el incremento sea lo suficiente para costear la inversión total del tratamiento de estimulación efectuada en el pozo.

Analizando el daño calculado, se observa que los pozos Llanito 129, Galán 124, Llanito 113 presentan un daño considerable, el cual los convierte en los candidatos para realizar el tratamiento de estimulación HAT.

En adelante el estudio se enfocó en los siguientes pozos seleccionados:

- Llanito 129
- Galán 124
- Llanito 113

3.4 ESTUDIO Y ANÁLISIS DE LOS POZOS CANDIDATOS

Mediante la ejecución de los filtros de selección a los que estuvieron sometidos los 119 pozos del Activo Llanito, se eligieron tres pozos candidatos para el tratamiento de estimulación HAT, estos pozos cumplieron los requisitos mínimos que exigían tanto el Departamento de Ingeniería del Activo Llanito como la empresa AIP (Asesoría en Ingeniería de Petróleos) prestadora del servicio.

Con el Departamento de Ingeniería del Activo Llanito se acordó realizar un estudio posterior a la ejecución del tratamiento de estimulación HAT, analizando tres puntos de vista que relaciona la respuesta del tratamiento con la disminución del daño en cada uno de estos pozos, con el fin de tener una noción del incremento en el caudal que se obtendría si se logrará disminuir el daño en cada uno de estos tres escenarios.

- **Caso 1:** El tratamiento de estimulación HAT logra disminuir el daño $S=5$.
- **Caso 2:** El tratamiento de estimulación HAT logra disminuir el daño $S=2$.
- **Caso 3:** El tratamiento de estimulación HAT logra disminuir el daño $S=0$.

3.4.1 Cálculo del incremento en el caudal de crudo. Con los resultados obtenidos del software WELLFLO y mediante el uso de parámetros calculados

anteriormente (P_s , P_{wf} , P_b), se determinó el caudal esperado tras la implementación de la tecnología HAT.

Este se determinó despejando la ecuación 9 que representa el método de Vogel-Darcy, ya que los campos del Activo Llanito son sub-saturados y las presiones dinámicas de algunos pozos pueden estar por debajo de la presión de burbuja. Se escogió este método porque modela bien el comportamiento de los yacimientos bajo estas condiciones¹⁷.

$$Q = J(P_r - P_b) + J \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 * \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \text{ Ec. 14}$$

Dónde:

Q: Caudal (STB/día).

J: Índice de productividad (STB/día/psi).

P_b : Presión de burbuja (Psi).

P_{wf} : Presión de fondo fluente (Psi).

3.4.1.1 Llanito 129. Utilizando el método de Vogel-Darcy se determinó el caudal incremental esperado en cada uno de los tres posibles casos, en que se logre disminuir el daño a la formación.

Tabla 15. Condiciones actuales del pozo Llanito 129.

LLANITO 129				
DAÑO ACTUAL	P_s (Psi)	P_{wf} (Psi)	P_b (Psi)	Q (BFPD)
11,23	1979,4	406,2	1952	223

¹⁷ RICO, Naydú. tesis de grado estudio de prefactibilidad para la implementación del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible con cavidades progresivas (ESPCP) en un campo de Ecopetrol. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2012.

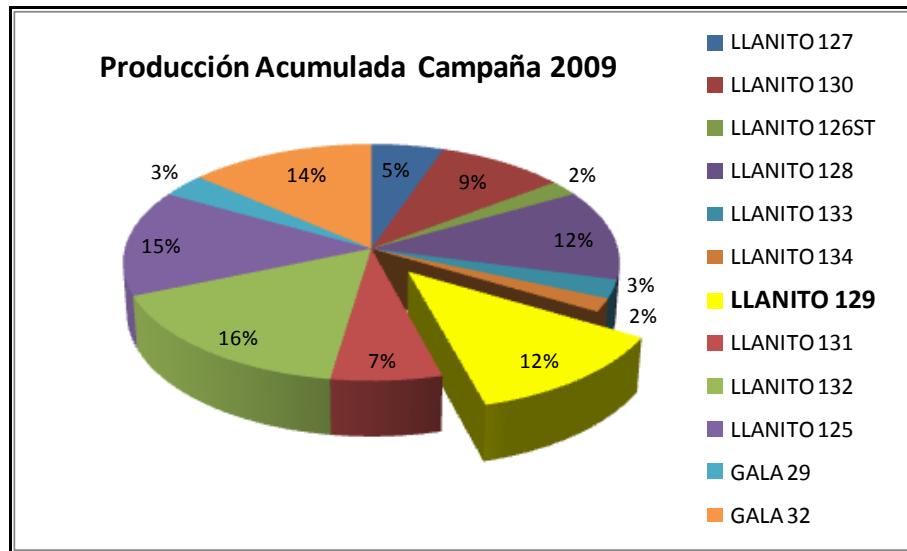
Tabla 16. Cálculo en el incremento de caudal en el pozo Llanito 129.

LLANITO 129						
DAÑO (S)	IP (J) (STB/day/psi)	AOF (STB/day)	Q(vogel) (Bbl/day)	BSW	Delta Q (Bbl/day)	Qo (Bbl/day)
5	0,329	362,9	335,80	51%	112,80	55,27
2	0,436	481,3	445,36	51%	222,36	108,95
0	0,557	615,1	569,16	51%	346,16	169,62

Fuente: Elaborada por el autor.

3.4.1.1.1 Historial de producción. El pozo Llanito 129 inició su producción en el mes de octubre del año 2009, alcanzando una producción acumulada de 191,000 Bls. hasta el mes de agosto del año 2012. En la figura 25 se puede observar la producción acumulada de cada uno de los pozos que hacen parte de la campaña de perforación del año 2009, sobresaliendo el pozo Llanito 129 como uno de los mejores pozos durante esta campaña de perforación.

Figura 26. Producción Acumulada Campaña 2009.

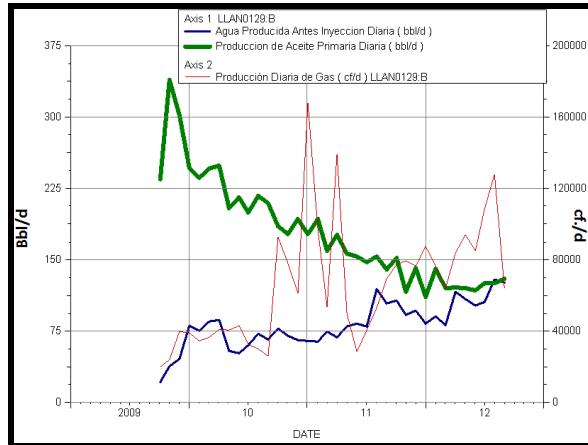


Fuente: Departamento De Ingeniería Y Confiabilidad De Mares, Activo Llanito 2012.

Este pozo presenta un solo completamiento en la formación mugrosa en la zona B, en la figura 26 se puede observar el comportamiento que ha tenido la

producción de aceite con respecto al tiempo, el incremento paulatino en la producción de agua y la conducta que tiene la producción de gas.

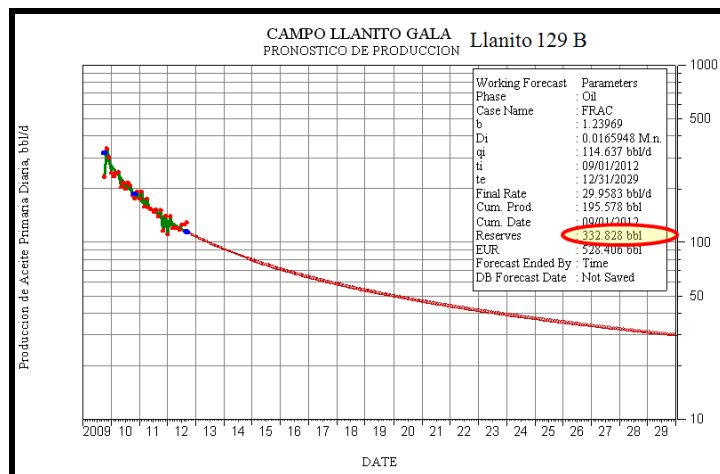
Figura 27. Historial de producción pozo Llanito 129 B.



Fuente: Software OFM 2005 (Oil Field Manager) bajo licencia de Ecopetrol S.A. 2012.

Así mismo, en la figura 28 se observa el comportamiento de declinación que se espera, y las reservas calculadas que se estiman en un total de 332,828 Bls.

Figura 28. Curva de declinación Llanito 129 B.



Fuente: Software OFM 2005 (Oil Field Manager) bajo licencia de Ecopetrol S.A. 2012.

3.4.1.2 Galan 124. El segundo pozo candidato para implementar el tratamiento de estimulación HAT es Galán 124, al cual se le realizó el mismo procedimiento del Pozo Llanito 129 para determinar el caudal incremental.

Tabla 17. Condiciones actuales del pozo Galán 124.

GALAN 124				
DAÑO ACTUAL	Ps (Psi)	Pwf (Psi)	Pb (Psi)	Q (BFPD)
11,8	1337,7	230,2	1952	117

Fuente: Elaborada por el autor.

Tabla 18. Cálculo en el incremento de caudal en el pozo Galán 124.

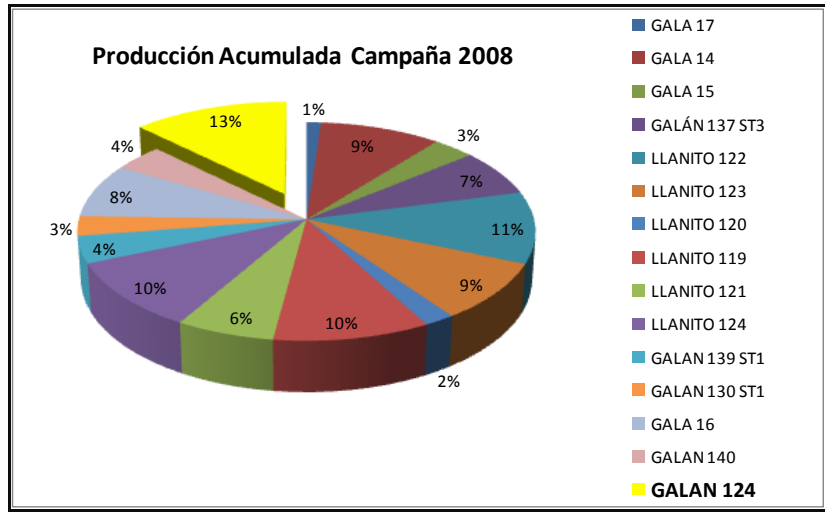
GALAN 124						
DAÑO (S)	IP (J) (STB/day/psi)	AOF (STB/day)	Q(vogel) (Bbl/day)	BSW	Delta Q (Bbl/day)	Qo (Bbl/day)
5	0,263	193	181,78	5%	64,78	61,54
2	0,348	256	241,12	5%	124,12	117,92
0	0,445	327,1	308,09	5%	191,09	181,54

Fuente: Elaborada por el autor.

3.4.1.2.1 Historial de producción. El pozo Galán 124 inició su producción el mes de junio del año 2009, siendo el último pozo perforado de la campaña 2008, con una producción acumulada a agosto del año 2012 de 186,000 Bls. y una producción que mantiene estable.

En la campaña 2008 se perfora un total de 15 pozos correspondientes a los campos Galán, Llanito y Gala. En la figura 28, se puede observar que el pozo Galán 124, fue el de mayor producción acumulada debido a los fluidos que aporta el completamiento CBA.

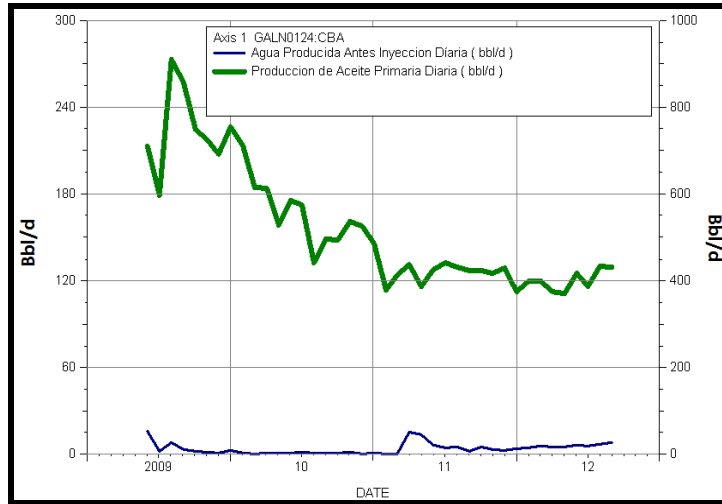
Figura 29. Producción acumulada campaña 2008.



Fuente: Departamento de Ingeniería y Confiabilidad de Mares, Activo Llanito 2012.

En la figura 30 se puede contemplar el comportamiento que ha tenido la producción del pozo hasta el día hoy. La producción de gas en este pozo es despreciable ya que los volúmenes de gas que aporta el campo Galán no son significativos, además de esto el pozo presenta un corte de agua muy bajo cerca del 5%. La producción de aceite primaria tuvo su máximo tope de producción a mediados del año 2009, la cifra está alrededor de los 255 Bls/d., pero este ha venido disminuyendo con respecto al tiempo.

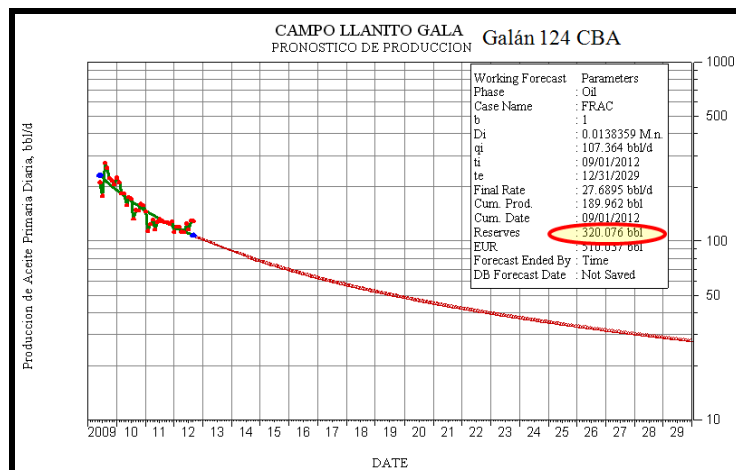
Figura 30. Historial de producción pozo Galán 124 CBA.



Fuente: Software OFM 2005 (Oil Field Manager) bajo licencia de Ecopetrol S.A. 2012.

La curva de declinación que presenta el pozo Galán 124, estima un total de reservas cerca de 320,076 Bls. y una producción acumulada de 189,962 Bls. Lo cual nos indica que el pozo Galán 124 es un candidato óptimo para implementar el tratamiento de estimulación HAT.

Figura 31. Curva de declinación 124 CBA.



Fuente: Software OFM 2005 (Oil Field Manager) bajo licencia de Ecopetrol S.A. 2012.

3.4.1.3 Llanito 113. El último de los tres pozos seleccionados es Llanito 113, que entre sus características, presenta el corte de agua más alto en comparación con los pozos anteriormente mencionados.

El caudal incremental esperado se ve reflejado en la siguiente tabla:

Tabla 19. Condiciones actuales del pozo Llanito 113.

LLANITO 113				
DAÑO ACTUAL	Ps (Psi)	Pwf (Psi)	Pb (Psi)	Q (BFPD)
10	1871,3	614,6	1952	501

Fuente: Elaborada por el autor.

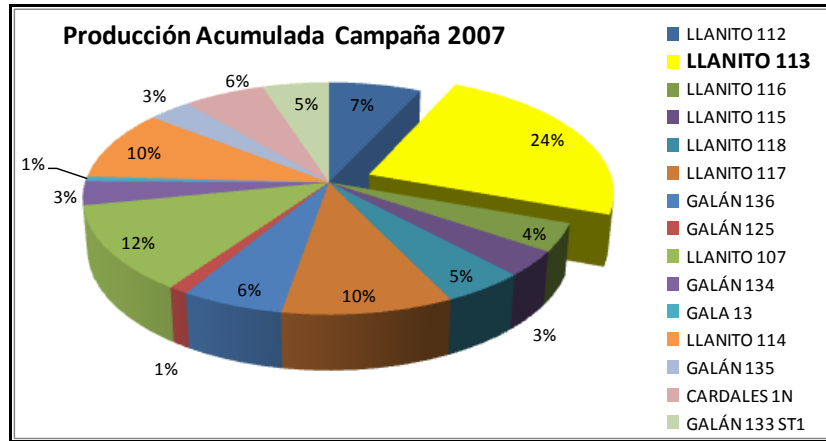
Tabla 20. Cálculo en el incremento de caudal en el pozo Llanito 113.

LLANITO 113						
DAÑO (S)	IP (J) (STB/day/psi)	AOF (STB/day)	Q(vogel) (Bbl/day)	BSW	Delta Q (Bbl/day)	Qo (Bbl/day)
5	0,716	738,6	626,35	83%	125,35	21,31
2	0,950	979,5	830,63	83%	329,63	56,04
0	1,223	1251,7	1061,46	83%	560,46	95,28

Fuente: Elaborada por el autor.

3.4.1.3.1 Historial de producción. De los pozos seleccionados Llanito 113 es el pozo que lleva más tiempo en producción, el cual da inició en el mes de mayo del año 2007. En el mes de agosto del año 2012 la producción acumulada que presenta este pozo es de 542,000 Bls. que se ven reflejados en la figura 31, siendo este el pozo con mayor producción acumulada, en comparación con los 14 pozos restantes que hacen parte de la campaña de perforación realizada en el año 2007

Figura 32. Producción acumulada campaña 2008.



Fuente: Departamento De Ingeniería Y Confiabilidad De Mares, Activo Llanito 2012.

El pozo Llanito 113 presenta dos completamientos, la zona CB y la zona B, las cuales aportan fluidos provenientes del yacimiento hacia el pozo. El completamiento en la zona CB presenta un corte de agua muy elevado en el orden del 80%, que se puede observar en la figura 33, logrando un incremento en la producción de agua a mediados del año 2007, que superó la curva que representa la producción de aceite, que a su vez disminuyó notablemente.

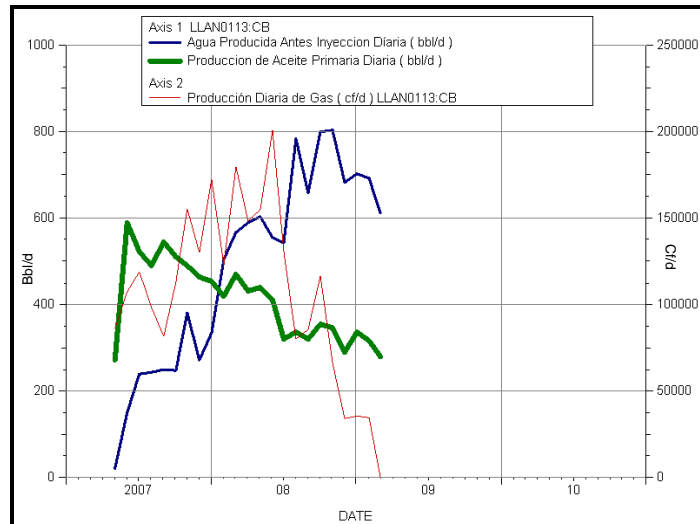
Para mitigar este efecto en las zonas donde la producción de agua era mayor comparada con la producción de crudo, se decidió a principios del año 2009 colocar un retenedor en el pozo, para aislar el completamiento CB y permitir que el flujo de fluidos estuvieran gobernados por el completamiento B (figura 34).

De manera instantánea, el aporte de agua disminuyó notablemente y se mantuvo estable la producción de crudo hasta principios del año 2011, cuando se dió una caída inesperada y se avisto un incremento en la producción de agua.

En el 2012 se logró controlar el aumento de agua, con la instalación de un empaque modelo G en la tubería de producción, aislando las zonas que aportaban grandes cantidades de agua al pozo.

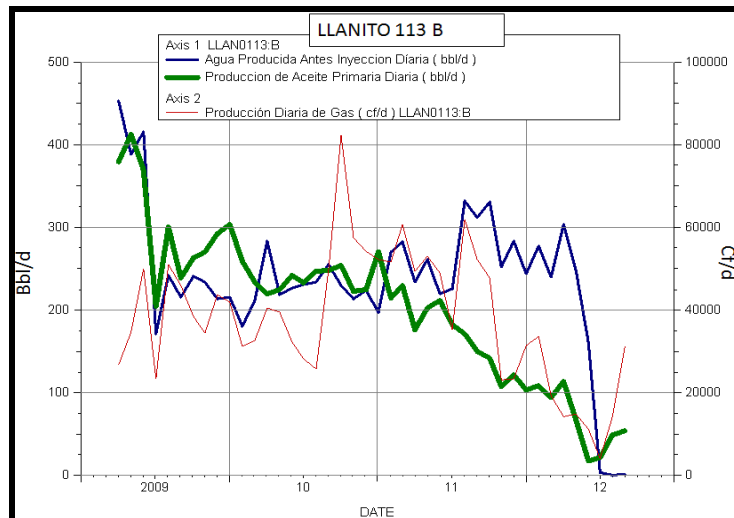
Actualmente el pozo permanece con un corte de agua cercano al 80%, el cual cumple los requisitos para la implementar la estimulación HAT.

Figura 33. Historial de producción pozo Llanito 113 CB.



Fuente: Software OFM 2005 (Oil Field Manager) bajo licencia de Ecopetrol S.A. 2012.

Figura 34. Historial de producción pozo Llanito 113 B.



Fuente: Software OFM 2005 (Oil Field Manager) bajo licencia de Ecopetrol S.A. 2012.

La producción de gas en los últimos años ha tenido una tendencia similar a la producción de aceite, ya que también se ve afectada por los altos cortes de agua que se presentaron en el pozo.

Se estima que los completamientos CB y B del pozo Llanito 113, poseen unas reservas de 254,062 Bls. y 53,780 Bls. respectivamente.

Figura 35. Curva de declinación Llanito113 B.



Fuente: Software OFM 2005 (Oil Field Manager) bajo licencia de Ecopetrol S.A. 2012.

4. RESULTADOS DE CAMPO

El estudio de prefactibilidad técnica, permitió la selección de los pozos candidatos para implementar la estimulación hidroacústica en el Activo Llanito. Los pozos que cumplieron con los criterios de selección fueron:

Llanito 129

Llanito 113

Galán 124.

El proyecto fue presentado ante el Departamento de Ingeniería y Confiabilidad y al Departamento de Producción de la Superintendencia de Mares. Los cuales autorizaron implementar la tecnología en un primer pozo, con el fin de observar los resultados del mismo, y luego entrar a operar los demás, esto debido a que la estimulación HAT es una tecnología nueva que se desea implementar por primera vez en los campos petroleros que conforman la superintendencia de Mares.

Por tal razón, el piloto de estimulación hidroacústica HAT fue avalado para implementar en el pozo Llanito 113, ya que este presenta el potencial de producción más bajo en comparación con los demás, lo cual implica un riesgo económico menor, si los resultados no son los esperados.

4.1 OPERACIÓN

Como se mencionó anteriormente, la herramienta se activa con el paso de líquido a presión, a través del generador de ondas y el dispositivo Jet Pump. Esta operación se realiza mediante la circulación de líquido en el pozo durante todo el procedimiento.

La herramienta tiene dos formas de realizar la estimulación, las cuales se diferencian en el cambio de procedimiento del trabajo y el dispositivo Jet Pump (IS-S y IS-R), esta selección depende de la presión de colapso del casing y las pérdidas de fluido.

Estimulación HAT (IS-R)

Presión de colapso de casing alta y bajas perdidas de fluido.

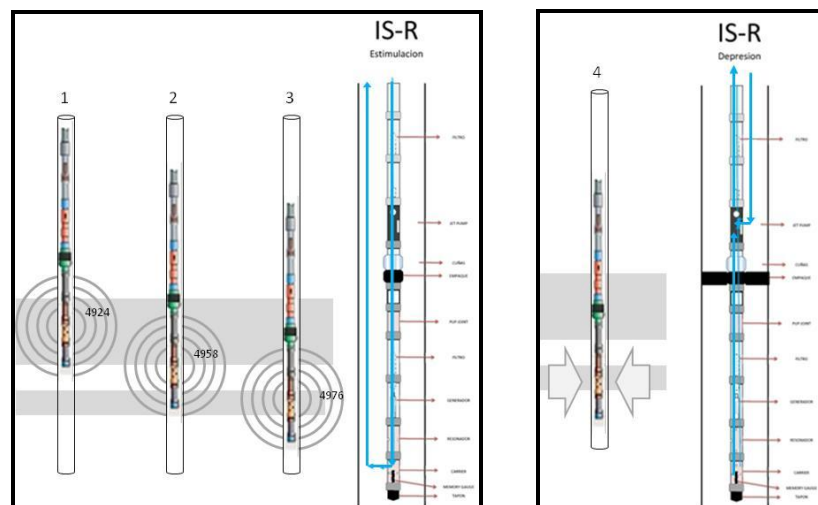
Estimulación:

1. Se ubica la herramienta frente a los intervalo(s) a estimular.
2. Se circula fluido por directa (Tubing-Casing) para activar la herramienta, generar vibraciones y estimular intervalo(s).

Depresión:

1. Una vez estimulados todos los intervalos de interés, se sienta el empaque.
2. Se cambia el “manifold” en superficie y se circula en reversa (Casing-Tubing) para activar “jet pump” y crear succión para retirar del pozo el daño removido.

Figura 36. Procedimiento de la Estimulación HAT (IS-R).



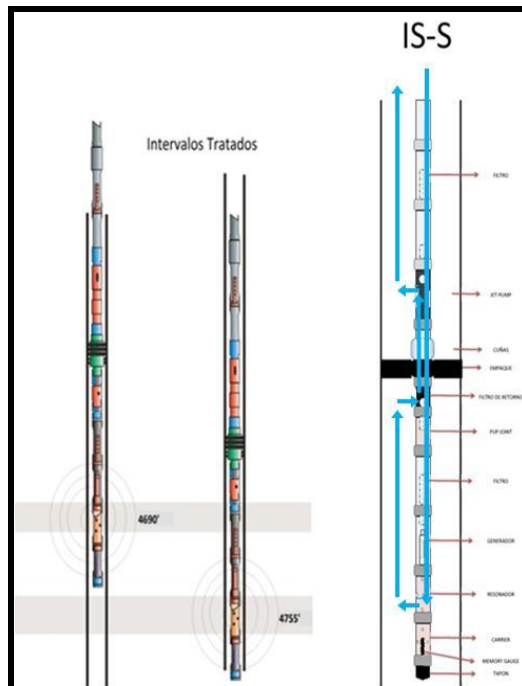
Fuente: Estimulación hidroacústica (HAT) presentada por AIP, Noviembre del 2012.

Estimulación HAT (IS-S)

Presión de colapso de casing baja y altas pérdidas de fluido.

1. Se ubica la herramienta frente al intervalo a estimular y se sienta el empaque.
2. Se circula en directa (Tubing-Casing) para activar la herramienta, generar vibraciones y crear succión de manera simultánea, de esta manera mientras se estimula el intervalo se retira del pozo el daño removido.

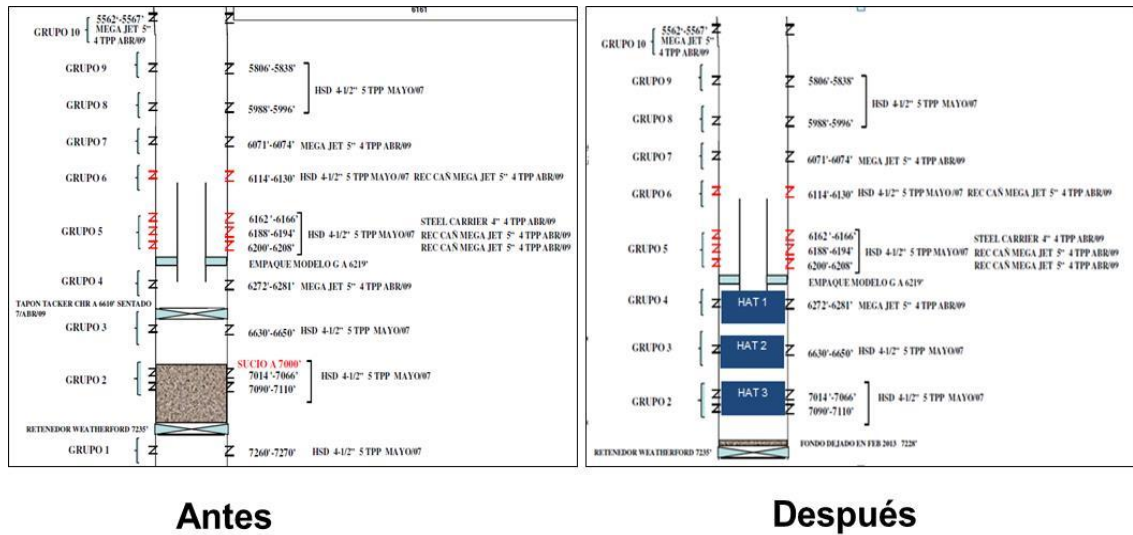
Figura 37. Procedimiento de la Estimulación HAT (IS-S).



Fuente: Estimulación hidroacústica (HAT) presentada por AIP, Noviembre del 2012.

El pozo Llanito 113 se sometió al tratamiento de estimulación hidroacústica desde el 18 de enero hasta el 13 de febrero del año 2013. El tiempo de operación fue de 26 días, en los cuales se acondiciono el pozo, se realizó el trabajo de estimulación y un tiempo adicional debido a días de inactividad y problemas presentados en la bomba.

Figura 38. Estado mecánico antes y después del trabajo.



Fuente: Análisis de resultados estimulación HAT, departamento de ingeniería y confiabilidad de Mares, Activo Llanito 2013.

La tabla 21 realiza una comparación de cómo se planeó la operación y como se ejecutó el trabajo de estimulación en el pozo Llanito 113.¹⁸

Tabla 21. Paralelo de comparación entre lo planeado y lo ejecutado.

PLANEADO	EJECUTADO
Los trabajos se planearon con la presencia del experto en la tecnología.	El experto no estuvo presente en la operación.
Se planeo con la bomba de la firma contratista.	Se ejecuto con la bomba de Ecopetrol, por dano en la bomba de la firma contratista.
El costo de la estimulación es de USD 60,000.	El costo real de cada estimulación fue de USD 135,372.
Tiempo estipulado en la operación 15 días.	El tiempo de operación fue de 26 días.

Fuente: Autor

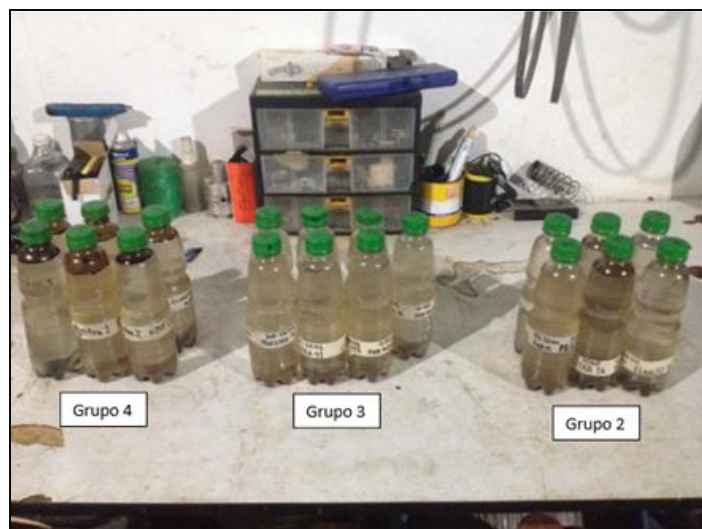
¹⁸ Departamento de Ingeniería y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol. Barrancabermeja. 2013.

4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS

El registro fotográfico da a conocer las muestras obtenidas en cada uno de los grupos tratados, proveniente del fluido de retorno durante la operación de estimulación.

Figura 39. Muestras obtenidas de los fluidos de retorno.

(a)



(b)



(c)



Fuente: Resultados estimulación HAT, presentados por AIP servicios.

En ellas se puede observar que las muestras obtenidas en el grupo 4 (figura 39b) presentan trazas de aceite, lo cual nos indica que este intervalo aporta crudo al pozo y que el impacto de la estimulación HAT en este grupo de arenas tiende a ser positiva, de igual manera se observa el contenido de material sedimentario removido en la cara de la formación, incrementando así la producción de fluidos del yacimiento al pozo.

Las muestras de fluido de los grupos 2 y 3 mostrados en la figura 39a, reflejan el depósito constante de finos y arenas durante toda la operación, producto del trabajo realizado por la herramienta de estimulación, que removió el daño a la formación que los intervalos presentaban.

El grupo 3 estuvo durante un tiempo inactivo en la producción, debido a que se observó un incremento en el corte de agua mientras que el grupo 2 estuvo tapado por arena en el fondo de pozo.

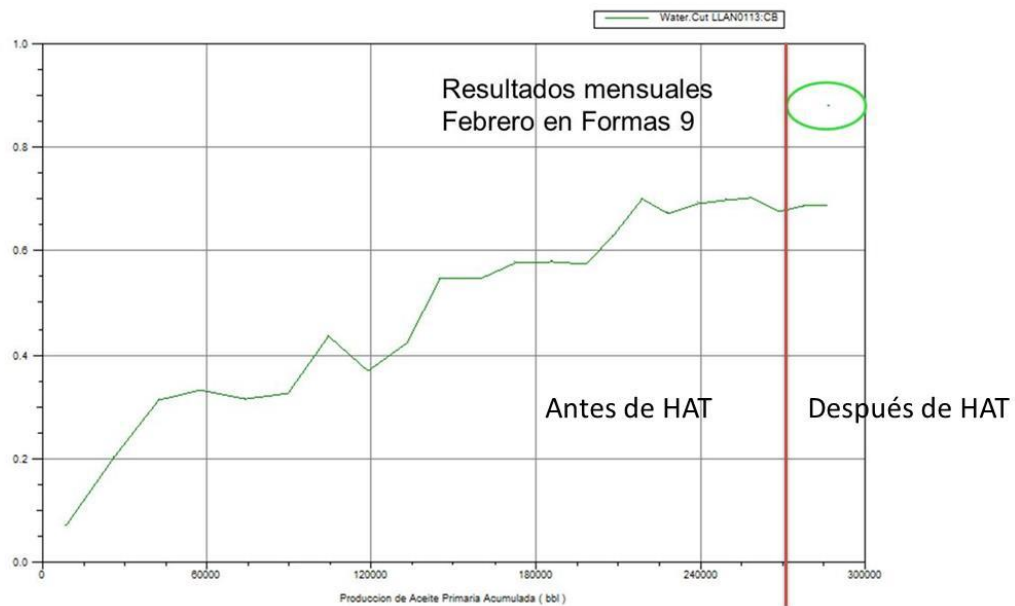
En total el pozo aportó cerca de 525 barriles de fluido en un lapso de 20 horas

netas de estimulación, y abundante depósito con contenido de arena, evidenciado en el fluido de retorno.

La figura 40, muestra la variación que ha tenido el corte de agua con respecto a la producción de aceite, en esta se observa un incremento elevado del corte de agua posterior a la operación de estimulación HAT a la cual estuvo sometido el pozo.

Previo a la estimulación, el pozo se encontraba con un corte de agua por debajo del 5%, el cual era aportado por el grupo 4 de intervalos (ver tabla 24).

Figura 40. Corte de agua vs Producción de aceite primaria.



Fuente *Análisis de resultados estimulación HAT, departamento de ingeniería y confiabilidad de Mares, Activo Llanito 2013.*

Este aumento en el corte de agua se debe a los fluidos aportados por los grupos 2 (7014 – 7110) y 3 (6630 – 6650), en las cuales las pruebas de producción del año 2009 revelan un corte de agua promedio del 66%.

4.3 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN ANTES Y DESPUÉS DE LA ESTIMULACIÓN HAT.

En las tablas 22, 23 Se encuentra las pruebas de producción realizadas al pozo antes y después de efectuar la estimulación hidroacústica.

Allí se denota el corte de agua presentado por el pozo, el caudal de fluidos que aporta en cada una de las pruebas que se realizaron durante este tiempo, y el nivel de fluido que presenta el pozo.

Las datos de producción adquiridos posterior a la estimulación HAT hacen referencia hasta el 19 de marzo del año 2013.

Tabla 22. Pruebas de producción año 2009.

1	UNIQUEDAD	FECHA DE TOMA	%AGUA DE MUESTRA	MEDIDA	CLORUROS	NIVEL LIQUIDO		P PUMP INTAKE
273	LLAN0113:BC	20090105	62,51		30600,00			
274	LLAN0113:BC	20090107	61,00		31000,00			
275	LLAN0113:BC	20090109	54,12					
276	LLAN0113:BC	20090110		695				
277	LLAN0113:BC	20090117		729		2277		1371
278	LLAN0113:BC	20090117	64,71		39700,00	2277		1371
279	LLAN0113:BC	20090119	62,38		30800,00	2277		1371
280	LLAN0113:BC	20090201		761		2277		1371
281	LLAN0113:BC	20090204		733		2277		1371
282	LLAN0113:BC	20090205	66,81		31000,00	2277		1371
283	LLAN0113:BC	20090215	74,22		31000,00	2277		1371
284	LLAN0113:BC	20090222		719		2277	PRUEBAS	744,5
285	LLAN0113:BC	20090226	53,71		29000,00	2277	CORTE DE AGUA	65,9704926
286	LLAN0113:BC	20090226	60,68		26000,00	2277	PETROLEO	253,349683
287	LLAN0113:BC	20090226	57,14		3575,00	2277		1371
288	LLAN0113:BC	20090304	68,65		31250,00	2277		1371
289	LLAN0113:BC	20090304		765		2277		1371
290	LLAN0113:BC	20090305	68,86		31000,00	2277		1371
291	LLAN0113:BC	20090325	48,00		35750,00	2277		1371
292	LLAN0113:BC	20090328		117				
293	LLAN0113:BC	20090412	69,75		25500,00			
294	LLAN0113:BC	20090412	67,21		28000,00			

Fuente Análisis de resultados estimulación HAT, departamento de ingeniería y confiabilidad de Mares, Activo Llanito 2013.

Las pruebas de producción antes de realizar el trabajo de estimulación HAT, hacen referencia al año 2009, debido a que la producción que aportaba el pozo Llanito 113 era suministrada por los grupos de intervalos 2, 3, y 4. Estas fueron las últimas pruebas de producción realizadas a estos tres grupos ya que se decidió

instalar un retenedor en el pozo, con el fin de aislar los grupos 2 y 3 debido a un incremento en el corte de agua que aportaban al pozo.

Las pruebas de producción que el pozo presentó en este tiempo, muestran una caudal de 744 barriles de fluido por día con un corte de agua del 66%, obteniendo de este una producción 253 barriles de petróleo por día.

Tabla 23. Pruebas de producción posterior a la estimulación HAT.

UNIQUEDAD	FECHA DE TOMA	%AGUA DE MUESTRA	MEDIDA	CLORUROS	NIVEL LIQUIDO		
LLAN0113:BC	20130224	87,50		39000,00			
LLAN0113:BC	20130225	80,63		40000,00			
LLAN0113:BC	20130227	89,89					
LLAN0113:BC	20130228	87,5					
LLAN0113:BC	20130301	84,62					
LLAN0113:BC	20130302	85,96					
LLAN0113:BC	20130306		480				
LLAN0113:BC	20130310	89,42					
LLAN0113:BC	20130311	84,33				PRUEBAS	457,666667
LLAN0113:BC	20130312	87,63				CORTE DE AGUA	86,52
LLAN0113:BC	20130312	88,96				PETROLEO	61,687246
LLAN0113:BC	20130313	86,67					
LLAN0113:BC	20130314	87,35					
LLAN0113:BC	20130314	87,32					
LLAN0113:BC	20130315	91,67					
LLAN0113:BC	20130315	68,00					
LLAN0113:BC	20130316	90,00					
LLAN0113:BC	20130317	92,86					

Fuente Análisis de resultados estimulación HAT, departamento de ingeniería y confiabilidad de Mares, Activo Llanito 2013.

Los datos de producción presentados en el mes de marzo del año 2013, reflejan un incremento exponencial en el corte de agua del 86%, debido a la reactivación de los grupos 2 y 3, a su vez se observa el incremento en el caudal bruto de 458 barriles de fluidos obteniendo un caudal neto de 62 barriles de crudo por día.

Comparando las pruebas de producción antes y después del trabajo de estimulación en el pozo Llanito 113, este paso de una productividad de 744 BFPD (253 Bls. de petróleo) con un nivel de líquido promedio a 2777 pies, a 457 BFPD (58 Bls. de petróleo) con un nivel de líquido promedio de 1084 pies. Su afectación está generada por el cambio en el corte de agua del 66 al 87%.

La tabla 24 Indica las pruebas de producción que presentaba el pozo en el mes de enero del año 2013, este a su vez se ve representado por los fluidos que aporta solamente el grupo 4, el cual se encuentra con un corte de agua por debajo al 5% y una producción promedio de 35 barriles de crudo.

La diferencia de productividad en el pozo Llanito 113 entre las pruebas antes y después de la estimulación y recompletamiento fue de 27 Bls. (35 a 62 Bls de petróleo).

Tabla 24. Pruebas de producción previas a la estimulación HAT.

UNIQUEIDID	FECHA DE TC	POZO No	AREA	%AGUA DE MUESTRA	BSWPOT	MEDIDA	BFPD
LLAN0113:BC	20121014	113	LLANITO	0,05	7,00		56
LLAN0113:BC	20121025	113	LLANITO		7,00	53	56
LLAN0113:BC	20121026	113	LLANITO	0,60	7,00		56
LLAN0113:BC	20121027	113	LLANITO	0,05	7,00		56
LLAN0113:BC	20121114	113	LLANITO	0,10	1,00		60
LLAN0113:BC	20121115	113	LLANITO	0,20	1,00		60
LLAN0113:BC	20121129	113	LLANITO		1,00	36	60
LLAN0113:BC	20121216	113	LLANITO	0,05	1,00		60
LLAN0113:BC	20121217	113	LLANITO	0,60	1,00		60
LLAN0113:BC	20121218	113	LLANITO		1,00	30	60
LLAN0113:BC	20130104	113	LLANITO	0,05	1,00		60
LLAN0113:BC	20130105	113	LLANITO		1,00	25	60
LLAN0113:BC	20130109	113	LLANITO	0,05	1,00		60
LLAN0113:BC	20130110	113	LLANITO		1,00	57	60
LLAN0113:BC	20130117	113	LLANITO	0,05	1,00		60
LLAN0113:BC	20130118	113	LLANITO		1,00	29	60
LLAN0113:BC	20130216	113	LLANITO	100,00	1,00		60
LLAN0113:BC	20130217	113	LLANITO	99,17	1,00		60
LLAN0113:BC	20130217	113	LLANITO	98,33	1,00		60
LLAN0113:BC	20130218	113	LLANITO	93,33	1,00		60
LLAN0113:BC	20130218	113	LLANITO	98,57	1,00		60

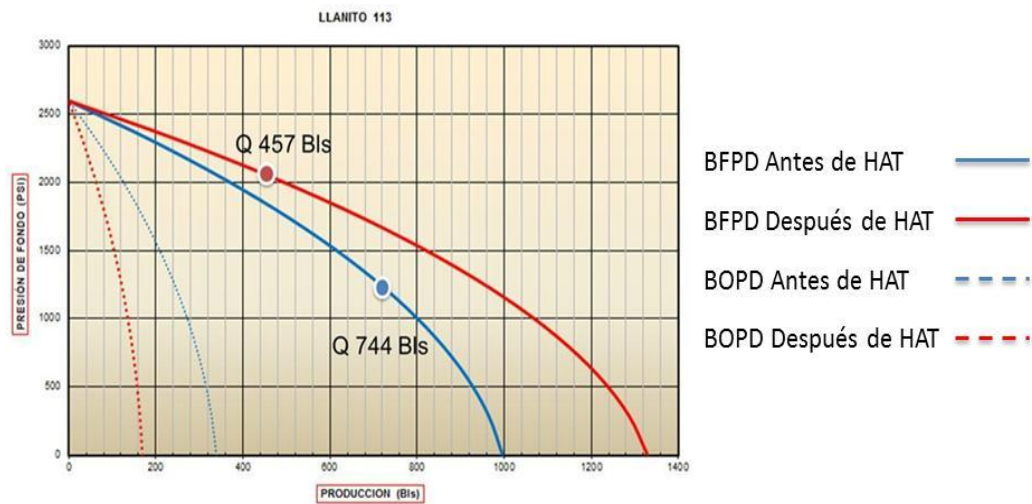
Fuente Análisis de resultados estimulación HAT, departamento de ingeniería y confiabilidad de Mares, Activo Llanito 2013.

Analizando estos resultados con los presentados en la tabla 23 se identifica un aumento de 27 barriles de aceite por día, teniendo en cuenta la declinación que este va a presentar con respecto al tiempo.

El comportamiento IPR se ve representado en la figura 40, en la cual se denota la curva de producción antes y después de los trabajos de estimulación, allí se puede observar la disminución en la producción de fluidos que en el año 2009 se encontraba en 744 barriles por día con una presión de fondo fluyendo de 1371

psi, a una producción actual de 456 barriles de fluido con una presión de fondo fluyendo de 2100 psi. Esto se debe al incremento en el corte de agua que se vio reflejado en el pozo y por ende afecta la producción diaria de barriles de crudo que paso de 253 barriles a 62 barriles.

Figura 41. Comportamiento IPR de la estimulación HAT en el pozo Llanito 113.



Fuente Análisis de resultados estimulación HAT, departamento de ingeniería y confiabilidad de Mares, Activo Llanito 2013.

5. ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD FINANCIERA

Uno de los objetivos del proyecto es realizar un análisis teniendo en cuenta todas las variables que estén presentes desde el punto de vista económico-financiero, y de esta manera establecer si el proyecto es económicamente viable y se puede obtener las ganancias esperadas posteriormente a su ejecución.

Por tanto el estudio de Prefactibilidad económica-financiera se basó en los indicadores: valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), eficiencia, payback time y por último la relación costo-beneficio (RCB).

5.1 BALANCE DE FLUJO DE CAJA

El balance de flujo caja se ve representado por el total de los ingresos y egresos generados por el proyecto, además de esto se debe tener en cuenta un factor muy importante que influye notablemente en la liquidación de impuestos, que es la depreciación, que nos indica el deterioro que sufren los equipos, maquinaria, herramienta entre otros, debido a la ejecución de un proyecto. Lo anterior se puede resumir con la siguiente ecuación:

$$FDC = IN - EN - DEP \quad Ec.15$$

Dónde:

FDC: Flujos de Caja

IN: Ingresos

EN: Egresos

DEP: Depreciación

5.2 VALOR PRESENTE NETO (VPN)

Este indicador determina el valor presente de los flujos de fondos de los negocios, transformando todos los ingresos y egresos futuros a pesos de hoy.

Si el VPN es positivo ($VPN > 0$) quiere decir que el proyecto genera un rendimiento o ganancia, en cambio si es negativo ($VPN < 0$) significa que hay una pérdida a cierta tasa de interés, y si es igual cero ($VPN = 0$) los ingresos serán iguales a los egresos y financieramente el proyecto será indiferente.

$$VPN = \sum F_n(1+i)^{-n} \quad Ec.16$$

Dónde:

VPN: Valor Presente Neto

F_n : Flujos de caja

i : Tasa a la cual se descuenta los flujos de caja

n : Tiempo

5.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno es uno de los índices que tiene mayor aceptación en el público porque mide la rentabilidad de la inversión.

Financieramente el TIR es la tasa a la cual son descontados los flujos de caja de tal forma que los ingresos y egresos sean iguales, desde el punto de vista matemático el TIR es la tasa a la cual el VPN es igual al cero.

$$VPN = 0 = \left\{ \frac{FE_1}{(1+i)^1} \right\} + \left\{ \frac{FE_2}{(1+i)^2} \right\} + \dots + \left\{ \frac{FE_n}{(1+i)^n} \right\} - INV \quad Ec.17$$

Dónde:

FE: Flujos Netos Efectivos

i: Tasa De Interés Manejada

5.4 PAYBACK TIME

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

$$\textit{Payback Time} = \frac{\textit{inversion inicial}}{\textit{flujo de efectivo anual}} \quad \textit{Ec.18}$$

5.5 RELACIÓN COSTO – BENEFICIO (RCB):

La relación beneficio costo, consiste en poner en valor presente los beneficios netos y dividirlos por el valor presente de todos los costos del proyecto.

La relación beneficio costo puede tomar tres valores dependiendo de su resultado final.

Si $RCB < 1$ los ingresos son menores que los costos, no es aconsejable el proyecto.

Si $RCB=1$ en el valor presente los ingresos son iguales a los egresos, es indiferente realizar el proyecto.

Si $RCB > 1$ en el valor presente los ingresos son mayores que los egresos, se aconseja seguir con el proyecto.

$$RCB = \frac{\text{Valor Presente de los Ingresos}}{\text{Valor Presente de los Costos}} \quad \text{Ec.19}$$

5.6 PROCEDIMIENTO Y RESULTADOS

El análisis financiero depende de diferentes parámetros, como el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), la relación costo beneficio (RCB) y el Payback time, cada una de estas definiciones son el apoyo y el mayor criterio que describen la viabilidad económica de un proyecto, como respuesta a la posterior ejecución del trabajo a realizar.

El estudio de Prefactibilidad técnica permitió realizar la selección de los pozos, en los que por sus condiciones, características y propiedades, se efectuaría en ellos la ejecución del trabajo de estimulación hidroacústica HAT.

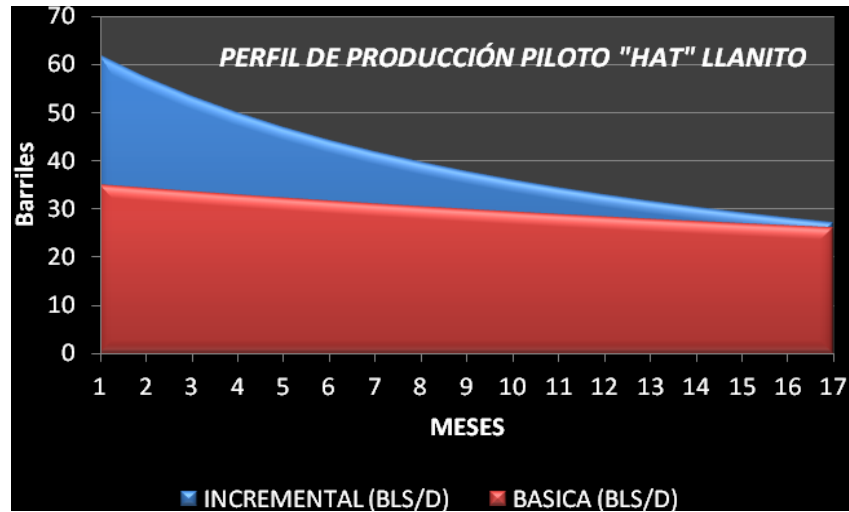
El estudio Prefactibilidad financiera permite determinar la inversión que el proyecto necesita para su ejecución, y los beneficios económicos que se pueden lograr con la posterior implementación de la herramienta de estimulación en el pozo.

Este estudio depende de dos variables económicas de evaluación:

- Tasa interna de oportunidad (TIO) = 12 % (Tasa que maneja ECP en el 2013).
- Tiempo de evaluación del estudio = 17 meses.

El tiempo de evaluación del estudio se basa en el tiempo que perduran los efectos de la estimulación en el pozo, como lo muestra la figura 42.

Figura 42. Perfil de declinación estimulación HAT.



Fuente: Elaborada por el autor.

5.6.1 Costos. La tabla 25 indica el precio de venta por barril de crudo junto con el costo de levantamiento en cada uno de los campos del Activo Llanito (precio fijado en noviembre del 2012), la moneda utilizada para la evaluación de los costos es el dólar (USD).

Tabla 25. Precio de venta del crudo Marzo de 2013.

INDICADOR	(USD / Barril)		
	LLANITO	GALA	GALÁN
PRECIO DE VENTA DEL CRUDO	60	60	60
COSTO DEL LEVANTAMIENTO	23.3	11.11	29.35
MARGEN CRUDO	36.7	48.89	30.65

Fuente: Departamento De Ingeniería Y Confiabilidad De Mares, Activo Llanito 2013.

El porcentaje que corresponde a regalías, impuesto a la renta y la tasa efectiva anual que el estudio tiene como base se reflejan en la tabla 26.

Tabla 26. Índices de regalías, impuestos y tasa efectiva anual.

REGALIAS	20%
IMPUESTO A LA RENTA	32%
TASA EFECTIVA ANUAL	11.10%

Fuente: Departamento De Ingeniería Y Confiabilidad De Mares, Activo Llanito 2012.

5.6.1.1 Servicios contratados. Estos costos hacen referencia a los servicios que Ecopetrol S.A. no realiza o por contratos que se requieran con empresas particulares.

Dentro de estos costos, se encuentra el que se debe invertir por la estimulación hidroacústica HAT, el cual es representada por la empresa AIP (Asesorías en Ingeniería de Petróleos S.A.S.).

Tabla 27. Costos por servicios contratados.

COSTOS ESTIMADOS POR SERVICIOS CONTRATADOS	
DESCRIPCIÓN	COSTO (USD)
MOVILIZACIÓN DE CARGA	\$14.045
SERVICIOS AIP (HAT)	\$135.372
TOTAL	\$149.417

Fuente: Elaborada por el autor.

5.6.1.2 Directos. Los costos directos son aquellos que se estiman por los servicios que presta Ecopetrol S.A. para la realización del trabajo, estos se ven reflejados en la tabla 28 la cual plantea la descripción y el costo de cada uno de ellos. La suma de estos nos genera un valor total que hace parte de la inversión general para la realización del trabajo de estimulación.

Tabla 28. Costos por servicios de Ecopetrol S.A.

<i>COSTOS ESTIMADOS ECOPETROL S.A.</i>	
<i>DESCRIPCIÓN</i>	<i>COSTO (USD)</i>
<i>DESMONTAJE UNIDAD DE BOMBEO</i>	\$6.381
<i>WETTING AGENT PET-55</i>	\$2.453
<i>HERRAMIENTA DE PESCA Y MOLEDORES</i>	\$2.773
<i>CAMBIO DE BOMBA DEL S.L.A.B.M.</i>	\$3.000
<i>SERVICIO DE TRANSPORTE DE CARGAS</i>	\$4.459
<i>EQUIPO DIRECTO WORKOVER</i>	\$335.955
<i>ACCESORIOS, TUBERIA Y VARILLA</i>	\$5.910
<i>HERRAMIENTAS (BOMBA DESARENADORA)</i>	\$1.033
TOTAL	\$361.964

Fuente: Elaborada por el autor.

La suma de los costos directos y servicios contratados nos genera una inversión inicial, este no tiene en cuenta el valor por concepto de diferida del pozo.

Tabla 29. Costo inversión total

<i>COSTO TOTAL DEL TRABAJO (USD)</i>	
<i>COSTOS ESTIMADOS POR SERVICIOS CONTRATADOS</i>	\$149.417
<i>COSTOS ESTIMADOS ECOPETROL S.A.</i>	\$361.964
INVERSION	\$511.381

Fuente: Elaborada por el autor.

5.6.2 Declinación básica e incremental. La curva de declinación es un método para conocer la cantidad de hidrocarburo producido a través del tiempo.

El Activo Llanito utiliza la curva de declinación hiperbólica, ya que es la más ajustada a las propiedades del yacimiento y a los mecanismos de empuje que este presenta.

Declinación Hiperbólica

Esta curva de declinación se debe al resultado que producen todos los

mecanismos de empuje tanto naturales como los inducidos que a su vez conducen a una disminución en la presión del yacimiento y esta se relaciona con los cambios generados por la expansión del petróleo levemente compresible.¹⁹

$$q = q_i * (1 + D_i * bt)^{-\left(\frac{1}{b}\right)} \quad \text{Ec. 20}$$

Dónde:

Di: Velocidad de declinación.

b: Constante de declinación.

T: Tiempo

La declinación que presenta cada campo del Activo Llanito es presentada en la siguiente tabla.

Tabla 30. Índices de declinación activo Llanito.

CAMPO	LLANITO	GALA	GALAN
Declinación Pozo (%) M.n	0.02098	0.0209	0.0222

Fuente: Departamento De Ingeniería Y Confiabilidad De Mares, Activo Llanito 2012.

La tasa de declinación básica se fundamenta en el comportamiento de producción que presenta el pozo antes de ser sometido a la estimulación HAT, así mismo la tasa de declinación incremental representada por el comportamiento del pozo posterior a la ejecución de la estimulación.

Junto con el Departamento de Ingeniería y Confiabilidad de Mares, se planteó los parámetros de declinación que se encuentran en la tabla 9.

¹⁹ <http://ingenieria-de-yacimientos.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/curvas-de-declinacion-de-la-produccion.html>

Tabla 31. Parámetros de declinación.

<i>CURVA</i>	<i>Di (Nm)</i>	<i>b</i>
<i>INCREMENTAL</i>	0,08	1
<i>BASICA</i>	Tabla 30	1

Fuente: Elaborada por el autor.

Estos parámetros regirán el comportamiento de declinación de los pozos seleccionados.

La inversión total comprende la inversión por los costos operacionales y el costo de barriles de petróleo diferidos, durante el tiempo que perduro la operación y por ende el pozo estuvo parada sin producir, estos se encuentran detallados en el capex, de igual manera se tiene en cuenta los costos operacionales presentados en la tabla 32, los cuales deben se tienen en cuenta para la realización del estudio.

Tabla 32. Capex de la estimulación HAT en el pozo Llanito 113.

<i>CAPEX ESTIMULACIÓN HAT LLANITO 113</i>	
<i>DURACIÓN DEL TRABAJO (Días)</i>	26
<i>POTENCIAL ACTUAL DEL POZO (Bbl/D)</i>	35
<i>MARGEN CRUDO (USD/Bbl)</i>	\$37
<i>DIFERIDA DEL POZO (USD)</i>	\$33.397
<i>INVERSIÓN (USD)</i>	\$511.381
<i>INVERSIÓN TOTAL (USD)</i>	\$544.778

Fuente: Elaborada por el autor.

Tabla 33. Opex de la estimulación HAT en el pozo Llanito 113.

<i>OPEX LLANITO 113</i>	
<i>DESCRIPCION</i>	<i>USD</i>
<i>COSTO DE LEVANTAMIENTO / BARRIL DE AGUA</i>	0,5
<i>COSTO DE LEVANTAMIENTO / BARRIL DE OIL</i>	23

Fuente: Elaborada por el autor.

En la tabla 34 se observa el flujo efectivo para el pozo Llanito 113, el cual deduce la viabilidad económica de la estimulación.

Tabla 34. Flujo de efectivo de caja, del pozo Llanito 113.

Mes	Caudal (Bbl/d)	Ingresos USD	Egresos USD	Flujo efectivo USD
0		0	0	0
1	62	\$ 60.710,40	\$ 40.164,00	\$ 20.546,40
2	57	\$ 55.814,40	\$ 36.969,00	\$ 18.845,40
3	53	\$ 51.897,60	\$ 34.371,00	\$ 17.526,60
4	50	\$ 48.960,00	\$ 32.385,00	\$ 16.575,00
5	47	\$ 46.022,40	\$ 30.444,00	\$ 15.578,40
6	44	\$ 43.084,80	\$ 28.533,00	\$ 14.551,80
7	42	\$ 41.126,40	\$ 27.204,00	\$ 13.922,40
8	40	\$ 39.168,00	\$ 25.890,00	\$ 13.278,00
9	38	\$ 37.209,60	\$ 24.591,00	\$ 12.618,60
10	36	\$ 35.251,20	\$ 23.322,00	\$ 11.929,20
11	34	\$ 33.292,80	\$ 23.322,00	\$ 9.970,80
12	33	\$ 32.313,60	\$ 22.068,00	\$ 10.245,60
13	32	\$ 31.334,40	\$ 21.381,00	\$ 9.953,40
14	30	\$ 29.376,00	\$ 20.694,00	\$ 8.682,00
15	29	\$ 28.396,80	\$ 19.470,00	\$ 8.926,80
16	28	\$ 27.417,60	\$ 18.156,00	\$ 9.261,60
17	27	\$ 26.438,40	\$ 17.514,00	\$ 8.924,40

Fuente: Elaborada por el autor.

Tabla 35. Resultados del estudio financiero del pozo Llanito 113.

RESULTADOS DEL ESTUDIO FINANCIERO POZO LLANITO 113	
DESCRIPCIÓN	
INVERSIÓN TOTAL(USD)	\$544.778
PRODUCCIÓN ACUMULADA (Bbls)	5159
VPN (USD)	-\$347.487
TIR	-9%
RCB	-0,61
PAYBACK TIME (Meses)	30

Fuente: Elaborada por el autor.

Uno de los parámetros que rige la viabilidad económica del estudio es el valor presente neto (VPN). El estudio financiero muestra un VPN= -347.487 siendo este

valor menor a cero, lo cual nos indica en primera instancia que la estimulación en el pozo no es rentable, ya que los ingresos generados son menores a la inversión realizada para la estimulación.

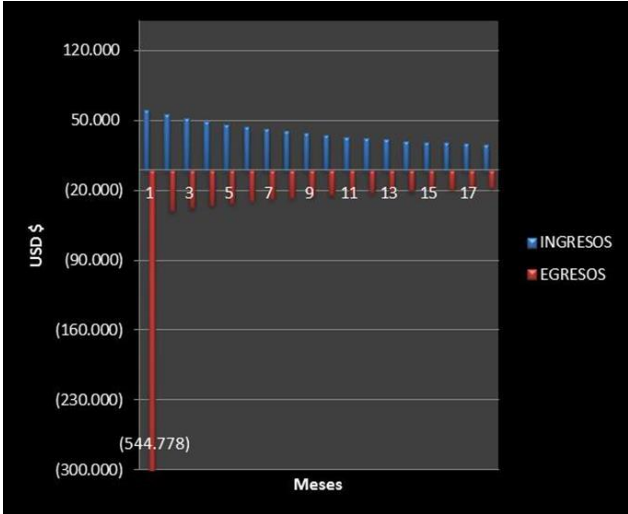
La tasa interna de retorno (TIR) = -9%, esta nos indica y corrobora el VPN presentado anteriormente ya que la rentabilidad del proyecto no es viable porque la tasa interna de retorno es menor a la tasa de oportunidad y no garantiza que la producción esperada del pozo logre suplir totalmente la inversión y a la vez genere ganancias para el proyecto.

La relación costo beneficio (RCB)= -0,61 lo que nos indica que por cada dólar invertido en el proyecto yo no recibiré nada a cambio si no lo contrario tendré que invertir a un más, en otras palabras los ingresos son menores a los egresos.

Por último el payback time que describe el tiempo de repago del proyecto es de 30 meses, un periodo mayor al tiempo de evaluación del estudio que está basado en el periodo que se espera mitiguen los efectos de la estimulación (ver grafica41).

En la siguiente figura se muestra el flujo de caja que presenta el pozo, y se puede evidenciar que los egresos son mayores al ingreso recibido por el incremento en la producción del pozo.

Figura 43. Representación gráfica del flujo de efectivo de caja, Llanito 113.



Fuente: Elaborada por el Autor

6. CONCLUSIONES

- La evaluación técnica determinó que de los 119 pozos activos en los campos Galán, Llanito, Gala y Cardales solo tres pozos presentan las características, requerimientos, y propiedades del yacimiento aceptables para implementar el tratamiento de estimulación hidroacústica.
- Las muestras de fluido retornante indican que la herramienta de estimulación hidroacústica “HAT”, es efectiva a la hora de remover el material que bloquea el flujo de fluidos de la formación al pozo, pero a su vez los efectos producidos por la estimulación incrementa el corte de agua en los pozos aumentando el volumen de agua que debe ser tratada.
- El estudio de Prefactibilidad financiera, demuestra que la estimulación hidroacústica en el Pozo Llanito 113, no es económicamente viable debido a diversos problemas operativos que retardaron el tiempo planeado para la operación, acarreado así un incremento en la inversión inicial del proyecto que fue de USD 544,778, de igual manera la estimulación aumento el corte de agua en el pozo que paso de 66% a un 86% generando un gasto adicional para tratar el agua incremental.
- Una comparación de la productividad antes y después de la estimulación “HAT” en el pozo Llanito 113, indica que este pasó de una productividad de 744 BFPD (253 BOPD) con un nivel de líquido promedio a 2777 pies, a 457 BFPD (62 BOPD) con un nivel de líquido promedio de 1084 pies. Esta disminución en los barriles de crudo se ve afectada por el incremento en el corte de agua del 66% al 86% generada por los efectos de la estimulación hidroacústica.

- Se analizó que la variación de la permeabilidad efectiva y el espesor de la formación, eran muy sensible al ingresar al software WELLFLO y este arrojaba datos que no confiables en cada pozo, por ende se realizó un estudio riguroso y específico con las propiedades petrofísicas de cada pozo para determinar una permeabilidad representativa del mismo y así obtener resultados confiables.
- Los resultados de la estimulación HAT en el pozo Llanto 113, no ofrece garantías para implementarlo en los pozos Llanito 129 y Galán 124, dado que el análisis financiero realizado al pozo Llanito 113 son negativos, y a su vez no respalda la ampliación del proyecto para implementarlo en los dos pozos candidatos restantes.
- Para implementar el tratamiento de estimulación HAT, se debe realizar un estudio previo del tipo yacimiento, con el fin de realizar la estimulación en aquellos donde el efecto de la mojabilidad no se vea afectada notablemente.

7. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar la estimulación hidroacústica en pozos con un corte de agua bajo, ya que los resultados muestran que los efectos de la estimulación generan algún cambio en la Mojabilidad de la roca incrementando el corte de agua en el pozo.
- Se recomienda implementar la herramienta de estimulación hidroacústica HAT en otros pozos, pero combinada con otros métodos de estimulación como la inyección de químicos, quien a su vez este será el fluido que active la herramienta para la generación de las ondas que estimularan el pozo, realizando así una limpieza matricial y una remoción de finos de la formación.

BIBLIOGRAFIA

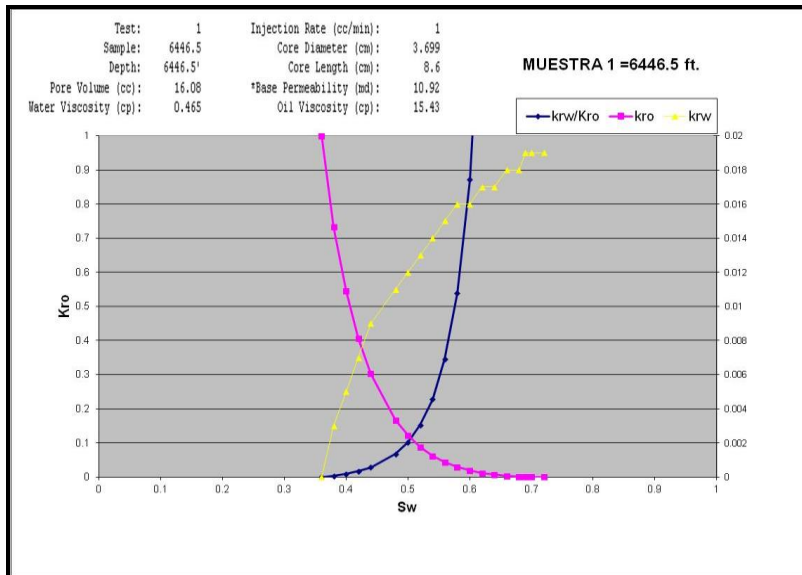
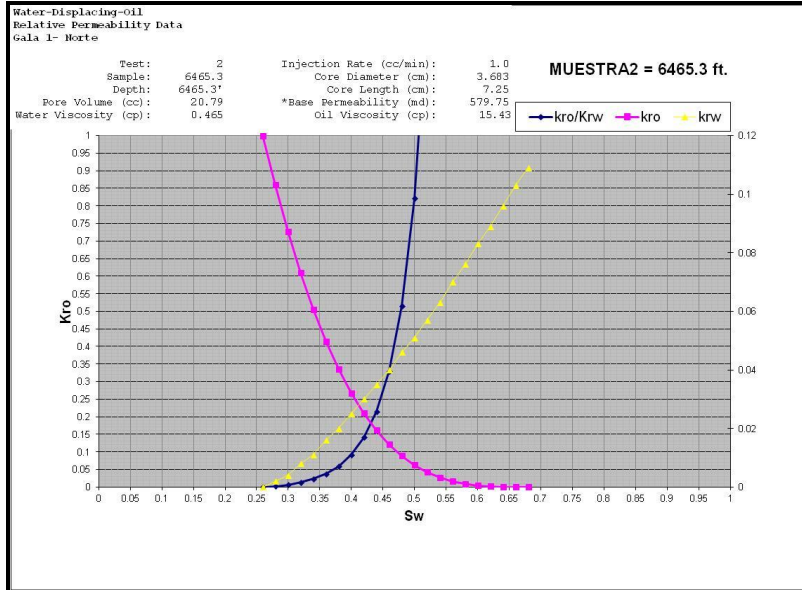
- ANCHLIYA, A. *Acoustic Stimulation Mitigating Near WellBore Damage and Improved Oil Recovery*. Canada. 2006.
- CARBONELL, Adrian. *Hydroacoustic Tool HAT. Otopetroleum ecuador S.A. Asesoría en ingeniería de Petróleos AIP*. Presentación de la tecnología a Ecopetrol S.A. el Centro, Barrancabermeja. Noviembre 2012.
- BACA, Guillermo. *Ingeniería Económica. Politécnico Gran Colombiano*. Bogotá D.C.
- BERESNEV, Igor. JOHNSON, Paul. *Elastic-wave stimulation of oil production a review of methods and results*. Junio 1994.
- BARRIOS, Wilson. *Inyección de agua y aumento de producción en Pozos del Campo Tibú Aplicando Tecnología Hidroacústica*. Primeras jornadas tecnológicas de E&P grupo empresarial Ecopetrol S.A. Bogotá D.C.2012.
- CABEZA, Janice. PUELLO, Sandra. *Evaluación Técnico - económico del Resultado de las Estimulaciones Realizadas en el Desarrollo del Activo Llanito de Ecopetrol S.A*. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2011.
- CIDONCHA, José. *Application of Acoustic Waves for Reservoir Stimulation*. Veracruz Mexico. 2007.

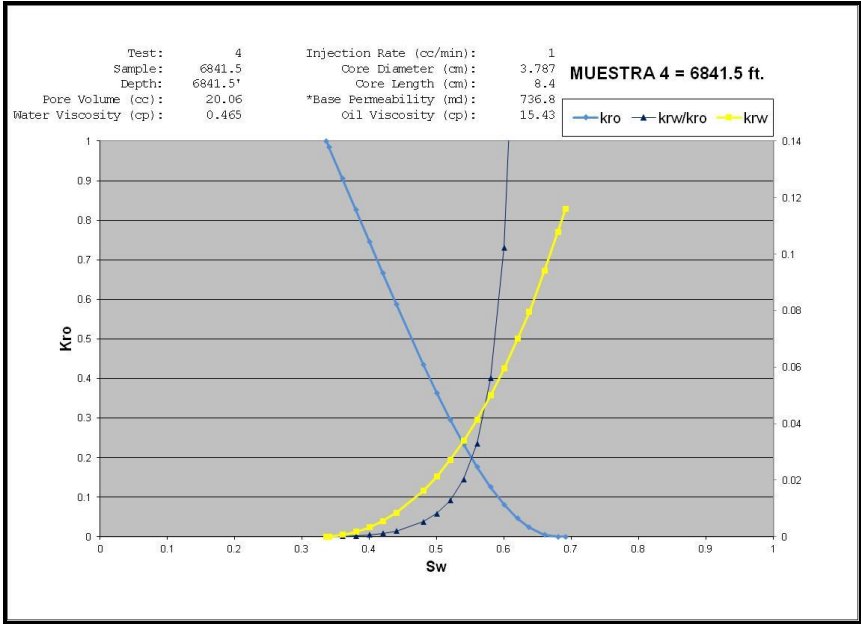
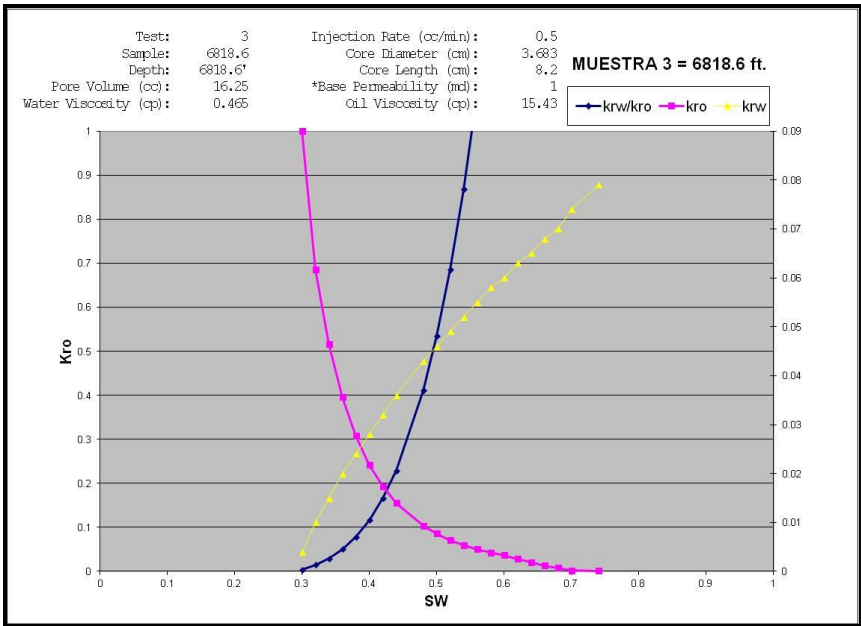
- DE LA CROIX, Robert F. *Elastic wave generator for enhanced oil recovery.HAI advanced technologies diversified solutions*. New York.
- ECONOMIDES, Michael. HILL, Daniel. *Petroleum Production Systems*. Mining University Leoben. USA. 1993
- Ecopetrol S.A. Base de Datos Departamento de Ingeniería y Confiabilidad de Mares. Activo Llanito. El Centro, Barrancabermeja.2012.
- LARREA, Miguel. PEÑA, Diego. MIRANDA, Bolívar. *Análisis del Factor de Daño y Evaluación de los Tratamientos de Acidificación Realizado en el Campo AXY del Distrito Amazónico*. Tesis de grado Escuela Superior Politécnica del Litoral. Guayaquil.
- MERCHÁN, John. *Estudio De Prefactibilidad Del Sistema De Gas Lift Intermitente En El Campo Cicuco (Pozo C1, Pozo C2)*. Tesis de grado Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2012.
- PARIS DE FERRER, Magdalena. *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Segunda Edición. Maracaibo. 2001.
- NIND, T.E.W. *Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros*. Canadá. 1987.
- RICO, Naydú. *Estudio de Prefactibilidad para la Implementación del Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Electrosumergible con Cavidades Progresivas (ESPCP) en un Campo de Ecopetrol*. Tesis de grado Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2012.

- R.V. Westermarck, J.F. Brett, D.R. Maloney. *Enhanced Oil Recovery with Downhole Vibration Stimulation*. Oklahoma. 2001.
- TARQUIN, Anthony. BLANK, Leland. *Ingeniería Económica*. Sexta edición. México. 2006
- VP DYBLENKO, RN KAMALOV, RJ SHARIFULLIN, A TUFANOV. *Impacto De La Estimulación Y Aumento De La Productividad De Pozos Al Aplicar Ondas Vibratorias*. Moscú “Nedra, Centro De Negocios”. 2000.

ANEXOS

Anexo A. Curvas de Permeabilidad Relativa Gala 1N





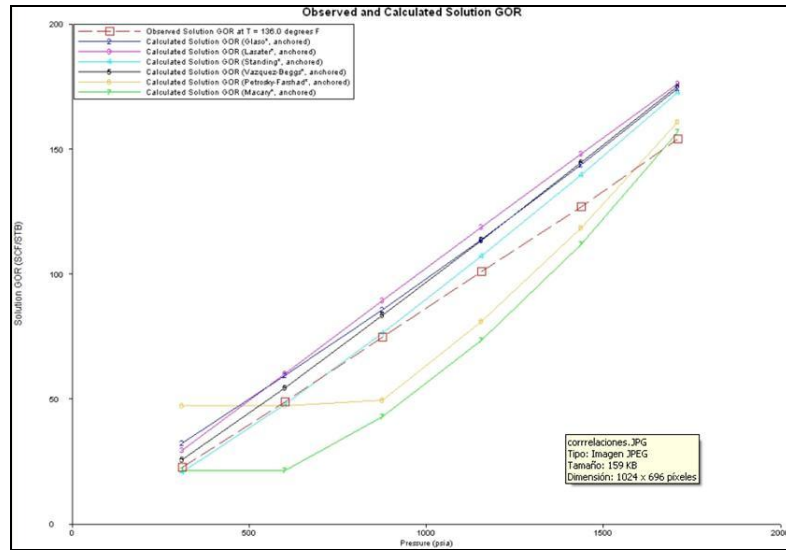
Anexo B. Data PVT del Activo Llanito.

Nombre del Pozo	ZONA PVT	ZONA PVT (informe PVT)	Tipo de Muestreo	Pyto @ profundidad de muestreo (psig) (PVT)	Pb (psig) (PVT)	ρ @Pyto calculada apartir del Gradiente Estático gr/cc	ρ @Pyto gr/cc (PVT)	GOR inicial Datos de Producción OFM (scf/stb)	Rs (cf/Bbl) (PVT)
LLANITO 12	C	C SUP-INF	Fondo	2580	2239	0.8614	0.8691	231	246
LLANITO 10	B	B SUP	Fondo	2077	1952	0.8773	0.8732	203	196
LLANITO 100	C, D	D	Separador	885	4050		0.8397	727	152
GALA 2	C	C	Fondo	2567	1738		0.8625	106	204
CARDALES 3	TS	TS	Fondo	3800	580.3	0.9236	0.8997	96	66.74
CARDALES 4	TS, C, B	TS, C, B	Separador	2100	1723.3		0.8772	196	214.608
GALA 9		MUGROSA	Fondo	2507	753.3		0.9266	40	66.47
LLANITO 10	A	A	Separador	1880	1600		0.9090		150
LLANITO 111	TS, B	NR	Separador	1900	1920		0.8520	121	180
GALAN 22	A	A	Separador		1575			122	136
GALAN 30	A,B	B	Separador		2150			119	153
GALA 5	B	NR	Separador		726.3			75	72.32

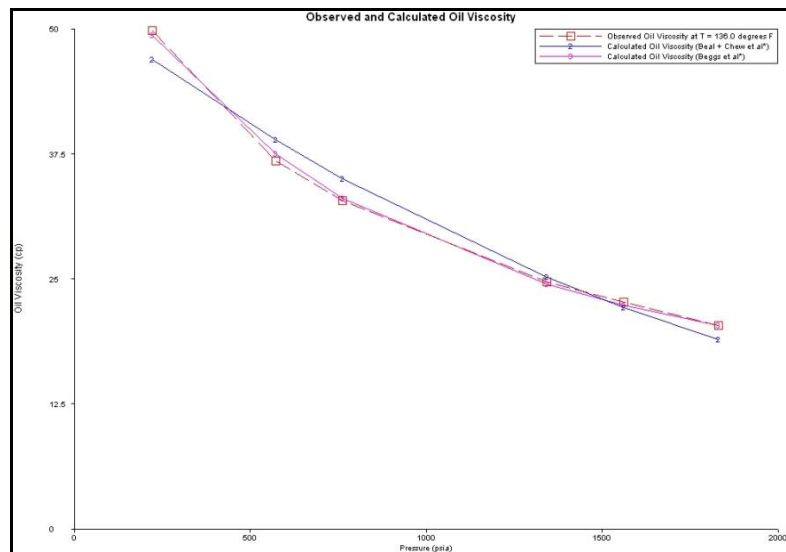
PVT'S LLANITO				
	GOR	API	% mol C7+	Bo
LL-12	246	21		1.109
LL-10	196	19.5		1.096
LL-100	152	24.6		1.1103
GA-2	204	21.5	58.87	1.116
C-3	66.74	20.94	75.904	1.0493
C-4	214.608	20.01	58.916	1.09
GA-9	66.47	17.01	83.910	1.04
LL-10	150	18.50		1.06
LL-111	180	21.00	64.13	1.12
G-22	136	18.10		1.09
G-30	153	18.00		1.10
GA-5	72.32	18.02		1.15

Anexo C. Graficas de Ajuste de las Correlaciones del Software Wellflo 3.8.4

Ajuste Pb, Bo, Rs.



Ajuste de la viscosidad del aceite.

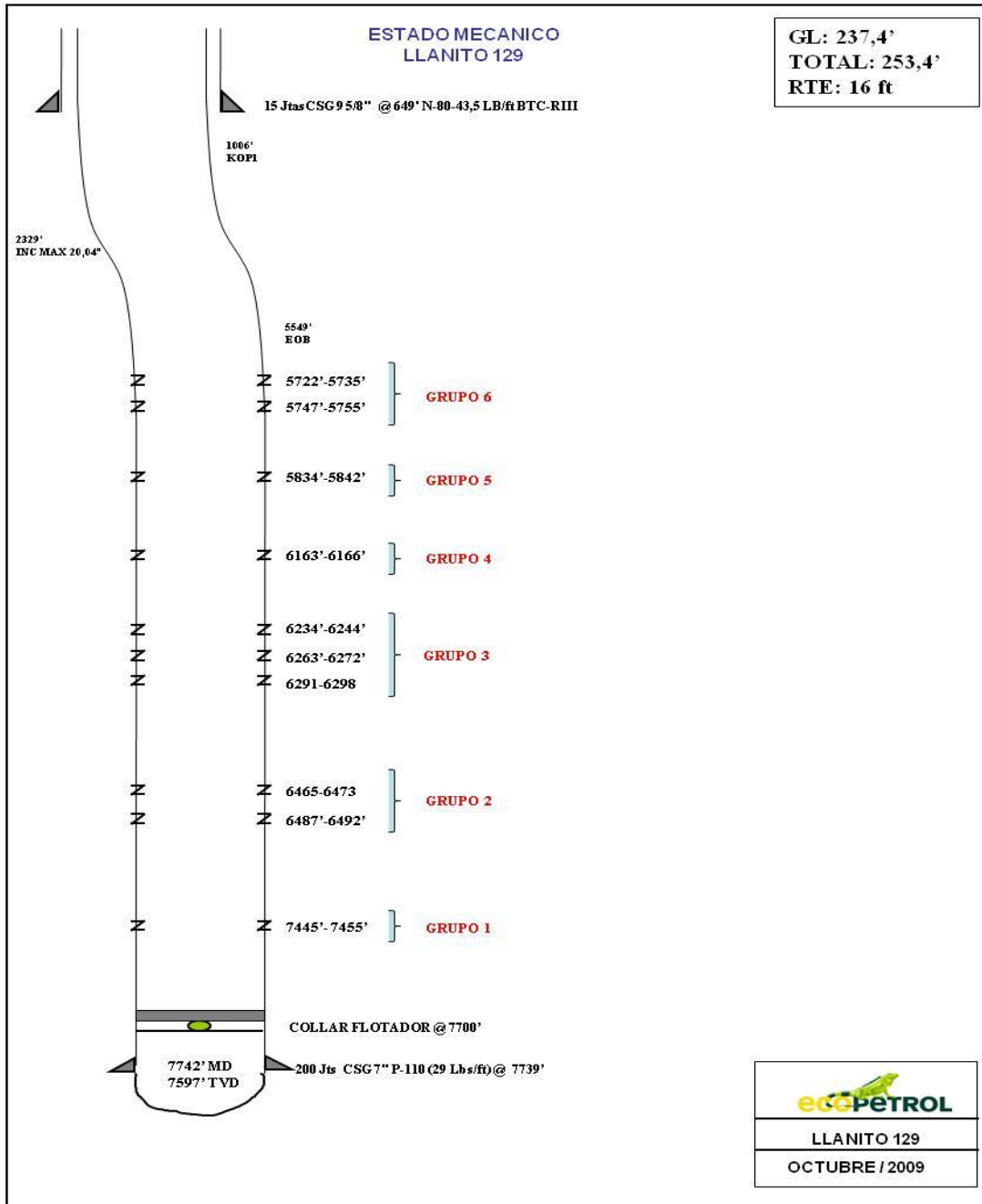


Anexo D. Perfil De Declinación del Pozo Llanito 113

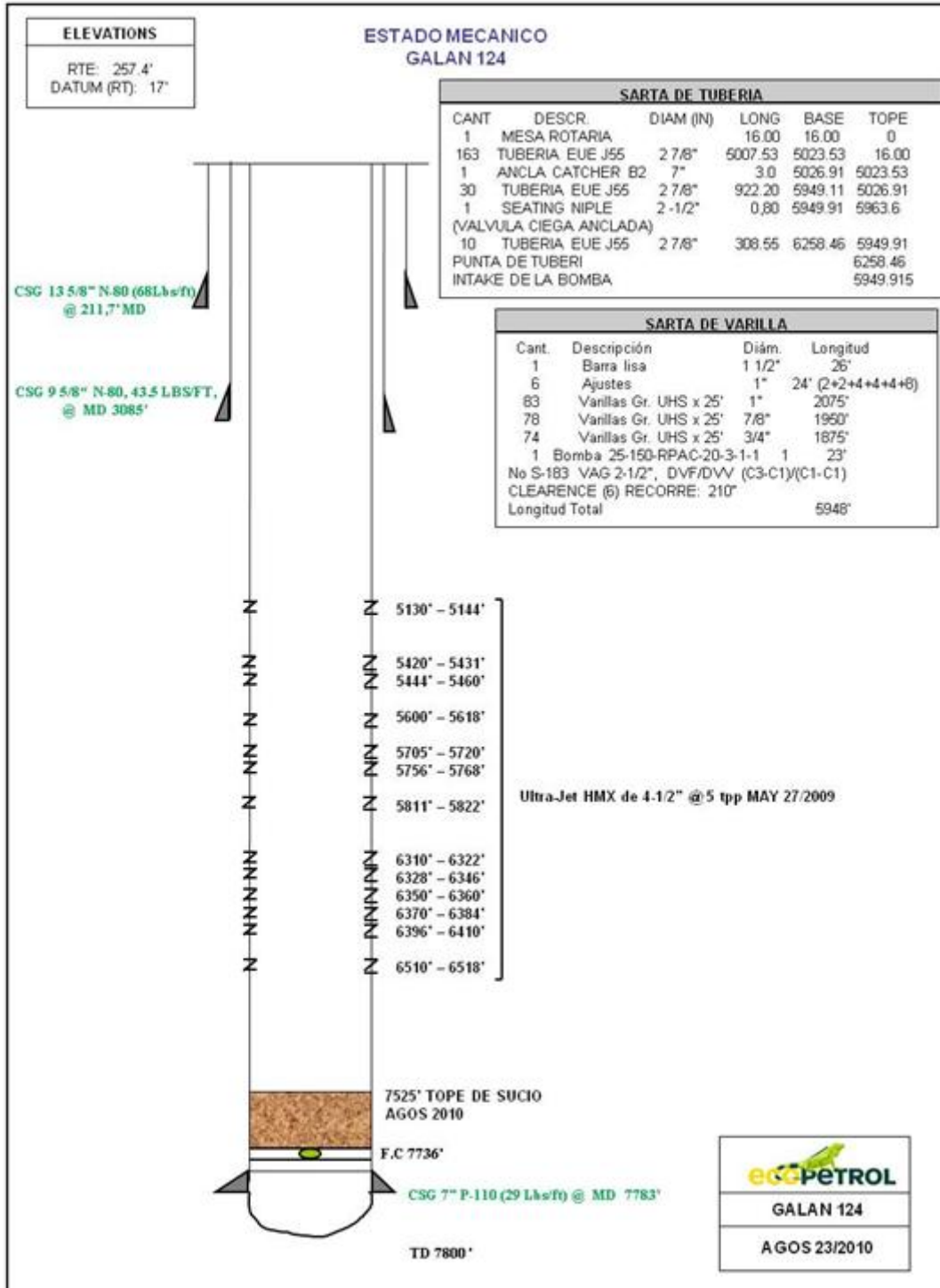
PERFIL DE DECLINACION LLANITO 113		
MES	PROMEDIO MES (BLS)	RESEVAS INCORPORADAS/MES (BLS)
1	62	1860
2	57	1710
3	53	1590
4	50	1500
5	47	1410
6	44	1320
7	42	1260
8	40	1200
9	38	1140
10	36	1080
11	34	1020
12	33	990
AÑO 1	536	16080
13	32	960
14	30	900
15	29	870
16	28	840
17	27	810
18	26	780
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0
AÑO 2	0	5160

Anexo E. Estado Mecánico de los Pozos Candidatos.

Llanito 129 (a)



Galán 124 (b)



Llanito 113 (c)

