

**ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO DE LOS FRACTURAMIENTOS
HIDRÁULICOS REALIZADOS EN LOS CAMPOS LLANITO, GALA Y GALÁN
DE ECOPETROL S.A.**

**JORGE ANDRÉS SÁCHICA ÁVILA
RAUL FERNANDO AMAYA PÉREZ**

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

2010

**ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO DE LOS FRACTURAMIENTOS
HIDRÁULICOS REALIZADOS EN LOS CAMPOS LLANITO, GALA Y GALÁN
DE ECOPETROL S.A.**

**JORGE ANDRÉS SÁCHICA ÁVILA
RAUL FERNANDO AMAYA PÉREZ**

**Trabajo de grado como requisito para optar al título de
ESPECIALISTA EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

**Director
FERNANDO CALVETE GONZÁLEZ**

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

2010

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1 GENERALIDADES DE LOS CAMPOS LLANITO GALA	18
1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	18
1.2 RESEÑA HISTORICA DE LOS CAMPOS	19
1.3 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO Y ESTATIGRAFÍA	21
1.4 MARCO ESTRUCTURAL DEL ACTIVO LLANITO.	25
1.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS.	26
1.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS.	28
2 PROCEDIMIENTO GENERALIZADO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.	30
2.1 PRUEBAS PREVIAS AL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.	30
2.1.1 Limpieza de tubería (Pickling).	30
2.1.2 Tratamiento orgánico.	31
2.1.3 Minifrac.	35
2.2 MODELAMIENTO.	36
2.2.1 Diseño Preliminar.	37
2.2.2 Diseño Post Minifrac.	37
2.2.3 Análisis en Tiempo Real.	38
3 ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS RESULTADOS DE LOS FRACTURAMIENTOS HIDRÁULOS REALIZADOS	42
3.1 METODOLOGIA DE SELECCIÓN DE POZOS	42
3.2 GRUPOS DE POZOS PARA EVALUACIÓN	43
3.2.1 Pozos con producción previa al fracturamiento.	43
3.2.2 Pozos con intervalos fracturados sin aporte de producción.	44
3.2.3 Pozos con fracturamiento durante el completamiento.	44
3.2.4 Pozos fracturados seleccionados mediante el sistema de lista de chequeo.	45
3.3 EVALUACION TECNICA DE RESULTADOS	46
3.3.1 Evaluación de pozos con producción previa al fracturamiento.	47
3.3.2 Pozos con fracturamiento durante el completamiento.	62
3.3.3 Pozos fracturados seleccionados mediante el sistema de lista de chequeo.	71
3.4 PRODUCCION INCREMENTAL ASOCIADA A LOS TRABAJOS DE FRACTURA.	85

4	EVALUACIÓN DEL NÚMERO DE PROPANTE PARA EL CALCULO DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD.	91
4.1	Extensión de la fractura.	95
4.2	Extensión del yacimiento.	95
4.3	Conductividad de la fractura.	96
4.4	Permeabilidad de formación.	96
4.5	Índice de Penetración.	96
4.6	Conductividad adimensional de fractura	97
4.7	Número de Propante.	97
4.8	Índice de productividad adimensional.	98
4.9	Índice de productividad original.	98
4.10	Variación en el índice de productividad.	99
5	ANÁLISIS ECONOMICO DE LOS FRACTURAMIENTOS HIDRAULICOS REALIZADOS EN EL ACTIVO LLANITO ENTRE 2005 Y 2009	101
5.1	COSTOS ASOCIADOS AL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.	101
5.1.1	Costos operativos.	101
5.1.2	Costos asociados al tiempo de operación.	104
5.1.3	Costos de equipo.	105
5.1.4	Costos por producción diferida.	107
5.1.5	Costos totales.	108
5.2	FLUJO DE CAJA.	110
5.2.1	Flujo de caja por Fracturamiento.	110
5.2.2	Flujo de caja de la campaña de Fracturamiento.	111
6	ANÁLISIS PROBABILÍSTICO DE LAS VARIABLES ECONÓMICAS.	114
	CONCLUSIONES	119
	RECOMENDACIONES	121
	BIBLIOGRAFÍA	122
	ANEXOS	125

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación del Activo Llanito.	18
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada para los campos del Activo Llanito.	23
Figura 3. Principales Topes y discordancias encontrados en los pozos del Activo Llanito.	24
Figura 4. Características de un yacimiento tipo Black Oil.	27
Figura 5. Determinación de presiones en Step Rate Test.	33
Figura 6. Step Down Test.	34
Figura 7. Ejemplos de tortuosidad.	35
Figura 8. Metodología de Ecopetrol para la selección de pozos candidatos a estimular.	42
Figura 9. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo Cardales 1.	49
Figura 10. Curva de producción de fluidos Cardales 1.	50
Figura 11. IPR pozo Cardales 1.	50
Figura 12. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Cardales 3.	52
Figura 13. Curva de producción de fluidos, Cardales 3.	53
Figura 14. IPR pozo Cardales 3.	54
Figura 15. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Llanito 97.	55
Figura 16. Curva de producción de fluidos, Llanito 97.	56
Figura 17. IPR pozo Llanito 97.	56
Figura 18. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Gala 11.	58
Figura 19. Curva de producción de fluidos, Gala 11.	58
Figura 20. IPR pozo Gala 11.	59
Figura 21. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Yuma 1.	61
Figura 22. Curva de producción de fluidos, Yuma 1.	61
Figura 23. IPR pozo Yuma 1.	62
Figura 24. Curva de Nivel de Líquido, versus tiempo, Yuma 1.	63
Figura 25. Curva de producción de fluidos, Llanito 112.	64
Figura 26. IPR pozo Llanito 112.	64
Figura 27. Curva de Nivel de Líquido, versus tiempo, Llanito 114.	65
Figura 28. Curva de producción de fluidos, Llanito 114.	66
Figura 29. IPR pozo Llanito 114.	66
Figura 30. Curva de Nivel de Líquido, versus tiempo, Llanito 115.	67

Figura 31.	Curva de producción de fluidos, Llanito 115.	68
Figura 32.	IPR pozo Llanito 115.	69
Figura 33.	Curva de Nivel de Líquido, versus tiempo, Llanito 116.	70
Figura 34.	Curva de producción de fluidos, Llanito 116.	70
Figura 36.	IPR pozo Llanito 116.	71
Figura 37.	Curva de Nivel de Líquido, versus tiempo, Cardales 1N.	73
Figura 38.	Curva de producción de fluidos, Cardales 1 Norte.	73
Figura 39.	IPR pozo cardales 1 Norte.	74
Figura 40.	Curva de Nivel de Líquido, versus tiempo, Cardales 1N.	75
Figura 41.	Curva de producción de fluidos, Llanito 130.	76
Figura 42.	IPR pozo Llanito 130.	77
Figura 43.	Curva de Nivel de Líquido, versus tiempo, Cardales 1N.	78
Figura 44.	Curva de producción de fluidos, Galán 133.	79
Figura 45.	IPR pozo Galán 130.	79
Figura 46.	Curva de Nivel de Líquido, versus tiempo, Galán 137.	81
Figura 47.	Curva de producción de fluidos, Galán 137.	81
Figura 48.	IPR pozo Galán 137.	82
Figura 49.	Curva de Nivel de Líquido, versus tiempo, Galán 137.	83
Figura 50.	Curva de producción de fluidos, Gala 9.	84
Figura 51.	IPR pozo Gala 9.	85
Figura 52.	Pronóstico de producción Galán 133.	86
Figura 53.	Producción acumulada pozo Galán 133.	87
Figura 54.	Pronostico del pozo Llanito 114.	89
Figura 55.	Jd para número de propante $< 0,1$.	93
Figura 56.	Jd para número de propante $> 0,1$.	93
Figura 57.	Flujo de dinero contra el tiempo.	112
Figura 58.	Distribución del VPN en el proyecto.	116
Figura 59.	Sensibilidad del VPN en el proyecto.	116
Figura 60.	Distribución del VPN para recuperar la inversión.	117
Figura 61.	Sensibilidad del VPN para recuperar la inversión.	118
Figura 62.	Distintos comportamientos en la fractura generada.	125
Figura 63.	Comportamiento de deformación longitudinal.	126
Figura 64.	Comportamiento deformación transversal de la roca.	127
Figura 65.	Valores estándar cohesión de las rocas	128
Figura 66.	Tipos de fractura debidos a la compresión de la roca.	130
Figura 67.	Esfuerzos presentes en la roca.	132
Figura 68.	Esfuerzos tangenciales en un pozo vertical.	133

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características del yacimiento en los campos Llanito, Gala y Galán.	21
Tabla 2. Propiedades de los fluidos del yacimiento, Activo Llanito.	27
Tabla 3. Rango de viscosidades y gravedad API para los crudos del Activo Llanito.	28
Tabla 4. Composición del tratamiento ácido.	31
Tabla 5. Composición del tratamiento orgánico utilizado.	32
Tabla 6. Composición estándar del fluido de fractura.	36
Tabla 7. Parámetros del Minifrac.	39
Tabla 8. Materiales usados en el Fracturamiento.	40
Tabla 9. Composición del Fluido de Fractura.	41
Tabla 10. Lista de chequeo previa al fracturamiento.	45
Tabla 11. Declinación de producción del pozo Galán 133.	87
Tabla 12. Incremental de pozos estimulados para los cuales ya se contaba con una historia de producción básica.	90
Tabla 13. Incremental de los pozos que fueron fracturados durante su completamiento.	90
Tabla 14. Resultados del cambio del índice de productividad.	94
Tabla 15. Costos estándar movilización de Equipos.	101
Tabla 16. Cargo básico de Equipos.	101
Tabla 17. Costo estándar Servicios de operación.	102
Tabla 18. Costos variables del fracturamiento hidráulico.	102
Tabla 19. Costos totales de operación.	103
Tabla 20. Tiempos totales en cada pozo.	105
Tabla 21. Tarifas de equipos.	106
Tabla 22. Costos totales de equipo.	107
Tabla 23. Pérdidas totales por producción diferida.	108
Tabla 24. Valores estándar resistencia a la tensión de las rocas.	109
Tabla 25. Flujo de caja de los pozos con rentabilidad por la estimulación.	110
Tabla 26. Indicadores Financieros de los pozos con rentabilidad.	110
Tabla 27. Inversión completa de la campaña de Fracturamientos.	111
Tabla 28. Resultados Financieros de la campaña de Fracturamientos.	112
Tabla 29. Valores estándar resistencia a la tensión de las rocas.	129
Tabla 30. Valores estándar resistencia a la compresión de las rocas.	130
Tabla 31. Principales Variables Geomecánicas del pozo Cardales 1N.	134
Tabla 32. Principales Variables Geomecánicas del pozo Llanito 130.	136

ANEXOS

ANEXO A. GEOMECANICA DE LOS YACIMIENTOS
FRACTURADOS, FORMACIÓN MUGROSA.

Pág.
125

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO DE LOS FRACTURAMIENTOS HIDRÁULICOS REALIZADOS EN LOS CAMPOS LLANITO, GALA Y GALÁN DE ECOPETROL S.A.*

AUTORES: JORGE ANDRÉS SÁCHICA ÁVILA**
RAÚL FERNANDO AMAYA PÉREZ**

PALABRAS CLAVES: Fracturamiento hidráulico, estimulación, propante, producción.

DESCRIPCION:

Los Campos Llanito, Gala y Galán, pertenecientes al activo Llanito de Ecopetrol S.A. se encuentran ubicados en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en el departamento de Santander. El campo Galán fue descubierto por la compañía Tropical Oil Company en el año de 1945 la cual no le dio comercialidad a los pozos perforados siendo Ecopetrol quien desarrollo el campo a partir de 1953 y los campos Llanito y Gala fueron descubiertos por Ecopetrol en el año de 1955.

Estos campos cuentan con 270 pozos perforados de los cuales 113 se encuentran activos. La explotación de estos campos se ha basado en perforación de desarrollo y trabajos de reacondicionamiento entre los cuales se desatacan cañoneos adicionales, estimulaciones acidas y orgánicas, pilotos de inyección de agua y CO₂ y fracturamiento hidráulico.

Entre los años 2005 y 2009 se realizaron 23 trabajos de fracturamiento hidráulico con el objetivo de incrementar la producción de petróleo y acelerar la recuperación de reservas. Con el fin de evaluar los resultados obtenidos con estas estimulaciones se lleva a cabo el desarrollo de esta investigación la cual contempla un análisis técnico y económico basado en el comportamiento de las principales variables de producción y el total de las inversiones realizadas.

Con base en los resultados del análisis realizado en el presenta trabajo se propone como alternativa el fracturamiento hidráulico en los pozos de las próximas campañas de perforación.

* Monografía.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos,
Tutor: Fernando Calvete González.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL ECONOMIC ANALYSIS OF HYDRAULIC FRACTURING IN THE ECOPETROL S.A. FIELDS LLANITO, GALA AND GALÁN.*

AUTHOR (S): JORGE ANDRÉS SÁCHICA ÁVILA**
RAÚL FERNANDO AMAYA PÉREZ**

KEYWORDS: Hydraulic Fracturing, Stimulation, Proppant, Production.

DESCRIPTION:

Llanito, Gala and Galán, Fields belonging to the active Llanito of Ecopetrol SA, are located in the basin of Middle Magdalena Valley in the Santander department. Galán field was discovered by the Tropical Oil Company in 1945, which gave no commercial wells, being drilled Ecopetrol who developed the field since 1953. Llanito and Gala fields were discovered by Ecopetrol in 1955.

These fields have drilled 270 wells of which 113 are active. Exploitation of these fields is based on in fill drilling and workovers like additional perforations, stimulations and acid stimulations, pilots of water and CO₂ injection and hydraulic fracturing. Hydraulic fracturing is one of the techniques most commonly used worldwide to accelerate the recovery of hydrocarbon reserves

Between 2005 and 2009 were submitted 23 hydraulic fracturing jobs in order to increase oil production and accelerate recovery of reserves. To evaluate the results obtained with these stimulations is carried out the development of this research which includes technical and economic analysis based on the behavior of the main variables of production and the total investment.

Based on the results of the analysis (Technical analysis, and economic) in this paper, we proposed as an alternative to hydraulic fracturing stimulation in wells to production of the next drilling campaign.

* Degree Thesis.

** Physico-Chemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering,
Tutor: Fernando Calvete González.

GLOSARIO

ADITIVO: una sustancia química agregada a un producto para mejorar sus propiedades.

AGENTE DE SOPORTE: ver propante

CEMENTACIÓN: proceso por el cual se bombea al pozo una mezcla de cemento que al fraguarse o endurecerse proporciona sustentación a la tubería de revestimiento dando hermeticidad contra la filtración de fluidos de formación.

CUENCA SEDIMENTARIA: area de corteza terrestre que puede abarcar extensas regiones que han sufrido hundimientos donde se acumulan importantes depósitos de rocas sedimentarias en capas superpuestas que llegan a tener hasta más de 10.000 metros de espesor. Bajo determinadas condiciones y por descomposición de la materia orgánica se pueden generar hidrocarburos.

EMULSIÓN: mezcla en la cual un líquido es dispersado en otro en forma de gotas muy finas.

FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO: proceso de aplicar presión hidráulica a una roca reservorio hasta que se produce la falla o fractura de esta. Después de la rotura de la roca se continúa aplicando presión para extender la fractura más allá del punto de falla. Por último se deposita un agente de propante en la fractura creada para evitar el cierre de esta.

MEANDRIFORME: canales fluviales caracterizados por curvas onduladas denominadas meandros.

POZO CERRADO: Pozo cuya producción está temporalmente suspendida para realizar operaciones complementarias, en espera de reparación o en estudio del comportamiento del mismo.

PRODUCCION DIFERIDA: la producción total del pozo que se deja de recibir mientras este está detenido durante una operación.

PROPANTE: arena suspendida en un fluido viscoso bombeada en las fracturas creadas por el fluido. Su objetivo es mantener la fractura abierta y crear canales de flujo.

RECUPERACIÓN PRIMARIA: la recuperación de aceite y gas de un yacimiento empleando sólo la presión natural del yacimiento para forzar la salida del aceite o gas.

SKIN: daño en la cara de pozo producido por la perforación, completamiento, migración de sólidos o esfuerzos de la roca.

SQUEEZE: trabajo que consiste en realizar una cementación forzada para mejorar la primera cementación.

ABREVIATURAS

API	Unidades de gravedad específica del American Petroleum Institute
B/C	Relación Beneficio Costo
Bbls	Barriles
BOPD	Barriles de aceite por día
BFPD	Barriles de fluido por día
BSW	Cantidad de agua y sedimentos
Cfd	Conductividad adimensional de fractura
EA	Efectivo Anual
EM	Efectivo Mensual
GOR	Relación gas aceite
IP	Índice de productividad
IPR	Relación del índice de productividad
Ix	Índice de penetración de la fractura
Jd	Índice de productividad adimensional
Kf	Permeabilidad de la fractura
MD	Profundidad medida
Np	Numero de propante
PSI	Medición de presión en sistema inglés (libra por pulgada cuadrada)

Qo	Caudal de petróleo
Qw	Caudal de agua
SPM/RPM	Strokes por minuto, Revoluciones Por Minuto
Sh	Esfuerzo horizontal menor
SH	Esfuerzo horizontal mayor
Sv	Esfuerzo vertical
TIO	Tasa interna de oportunidad
TIR	Tasa Interna de Retorno
TVD	Profundidad vertical verdadera
UCS	Esfuerzo compresivo no confinado
UFD	Diseño unificado de fractura
VP	Valor presente
VPN	Valor Presente Neto
W	Ancho de la fractura
Xe	Extensión del yacimiento
Xf	Extensión media de la fractura

INTRODUCCION

Para la industria del petróleo, es un reto extraer la mayor cantidad de hidrocarburos de los yacimientos con la menor inversión posible. Es por esto, que las empresas de este sector orientan sus esfuerzos en estudios que permitan optimizar las operaciones que se llevan a cabo a diario; ampliar el conocimiento del yacimiento con el fin de aplicar metodologías que permitan obtener los resultados deseados, y lo más importante, que ayuden a mantener la integridad del yacimiento durante su vida productiva.

Los campos en estudio, llevan más de 50 años en producción, y una de las técnicas de estimulación frecuentemente empleada en los últimos 5 años es el fracturamiento hidráulico, con el objetivo de acelerar la productividad de los pozos.

A la fecha no se cuenta con una evaluación técnica ni económica de las fracturas realizadas. Por esta razón se realizó este estudio, con el cual se evidencian los puntos críticos para la selección de pozos candidatos, optimización de operaciones, en búsqueda de mayor eficiencia y productividad.

La campaña de fracturamiento hidráulico de los campos Llanito, Gala y Galán comenzó en el año 2005, desde entonces se han llevado a cabo 28 fracturamientos en 23 pozos.

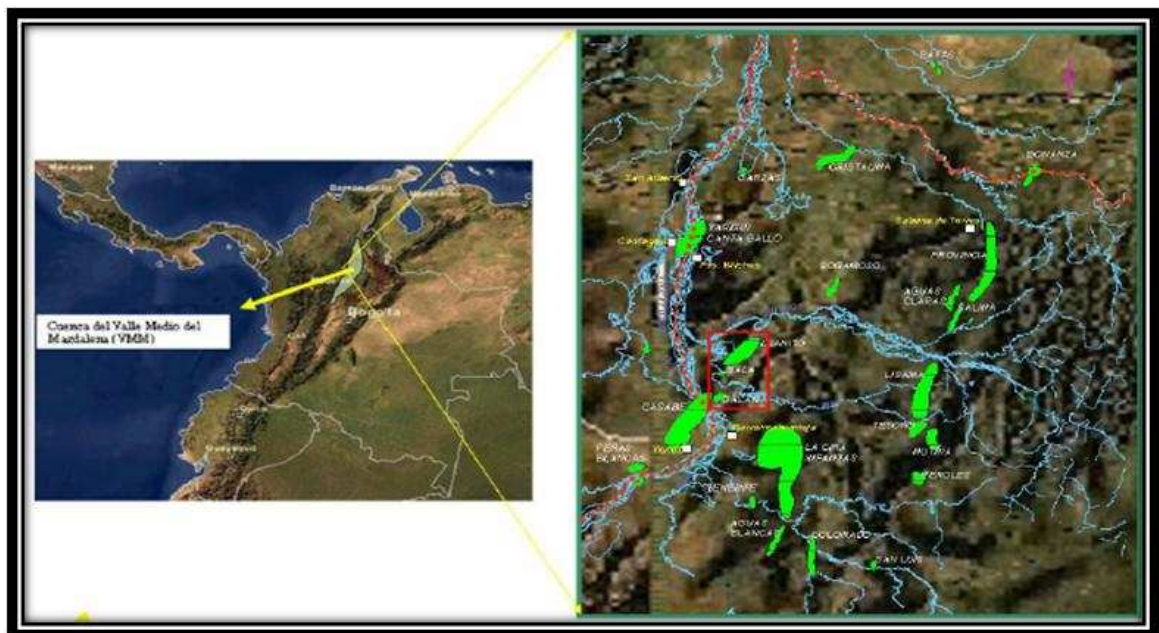
Este estudio recopiló la información necesaria de cada pozo para proveer una base teórica que justifica los resultados, además se analizaron los resultados obtenidos tanto a nivel técnico como a nivel económico.

CAPÍTULO 1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS LLANITO GALA

1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

Los campos del activo Llanito de Ecopetrol S.A. (Llanito, Gala, Galán) están ubicados en la parte norte de la Concesión de Mares, en el Departamento de Santander, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al norte de la ciudad de Barrancabermeja. Limitan al norte con el Río Sogamoso, al sur con el campo Casabe, al este con la Ciénaga de San Silvestre y al oeste con la Ciénaga de Llanito.

Figura 1. Ubicación del Activo Llanito.



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

Cartográficamente está comprendido dentro de las siguientes coordenadas geográficas (Gauss):

N: 1'288,000 a 1'277,000

E: 1'022,000 a 1'030,000

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. RESEÑA HISTORICA DE LOS CAMPOS.¹

El activo Llanito tiene sus inicios con el descubrimiento del campo Galán hecho por la compañía Tropical Oil Company en el año de 1945, cuando se perforo el pozo Galán 1. Entre los años de 1945 y 1946 se perforaron cuatro pozos adicionales, los que por su potencial productivo no justificaron el desarrollo del campo en esa época, por lo tanto se suspendieron las operaciones.

Ecopetrol reinició la actividad en 1953, perforando 9 pozos mas, continuando con el desarrollo y posterior descubrimiento de la estructura de San Silvestre, hasta alcanzar en el año 1980 un total de 80 pozos perforados en el campo Galán y 19 en el campo San Silvestre.

¹ Análisis de colapsos de los campos Galán y Casabe.

Entre los años 1973 y 1974 se perforaron 3 pozos nuevos (Galán 90, 91 y 92), que conjuntamente con un pozo viejo (Galán 53), sirvieron de inyectores al pozo Galán 39 con el propósito de llevar a cabo un piloto de inyección de agua en febrero 1974.

En cuanto a los campos Llanito y Gala, la exploración inició el 19 de febrero de 1955 con la perforación de Llanito 1, el cual perforó las formaciones del grupo calcáreo Basal, hasta una profundidad de 13.561 ft, encontrando manifestaciones de hidrocarburos.

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

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

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

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

1.3. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO Y ESTRATIGRAFÍA.²

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

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

Horizonte Productor	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Espesor Petrolífero	26 - gas	50 pies	40 pies	18 pies
Porosidad Promedio	21	17%	18%	15%
Permeabilidad	250	150 md	180 md	160 md
Saturación de Agua	25%	40%	40%	47%
Salinidad de Agua Formación	18000 ppm	23500 ppm	29900 ppm	32000 ppm
Presión de Yacimiento	1880	2400 psi	2800 psi	3200 psi
Presion Actual (PSI)	1600	900-1500	1100	900
Temperatura de Yacimiento		135 °F	140 °F	140 °F
Gravedad API	18.4-Gas	21 °API	23°API	24 °API
GOR (inicial)	150	200	200	370
F.V.F		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.

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

Las Figuras 2 y 3 muestran la columna estratigráfica perforada, los topes y espesores encontrados.

➤ **Terciario**

La mayor parte de la secuencia Terciaria está presente en el área, los pozos comienzan la perforación en superficie sobre la Formación Real, continuando la perforación de las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeralda-La Paz y

² Estrategias de desarrollo a corto plazo campo Llanito. ICP 2008.

terminando sobre las Formaciones Cretáceas. Tanto sísmicamente como en la información de los pozos se observa esta secuencia. Los estratos del Terciario tienen buzamientos muy suaves, menores de 10 grados.

➤ **Formación Real**

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

➤ **Formación Colorado (Zona A)**

Su tope lo constituye el horizonte la Cira Shale, compuesto por lutita gris verdosa, 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.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada para los campos del Activo Llanito.

ERA	PERIODO	EPOCA	EDAD	FORMACION	ZONA	DESCRIPCION			
GENOZOICO	CUATERNARIO	HOLOCENO		MESA		Conglomerados y areniscas de grano grueso con intercalaciones de limolitas, arcillolitas y suelos fósiles			
		PLEISTOCENO							
	TERCIARIO	NEOGENO	PLIOCENO	Tardío	REAL		Areniscas: grano grueso, estratificación cruzada. Arcillolitas pardo grisáceas, capas delgadas de yeso, restos de madera. Conglomerados y areniscas de grano grueso, friables, intercalaciones de arcillolitas grises y moteadas.		
				Temprano					
			MIOCENO	Tardío		COLORADO		A	Tope La Cira Shale, fosilíferas. Secuencia alterna de areniscas grano decreciente con intercalaciones de arcillolitas pardo rojizas.
				Medio					
		OLIGOCENO	Tardío	MUGROSA	B	Tope lutitas Fósiles de Mugrosa. Secuencia fluvio deltaica con niveles delgados de areniscas de grano fino, lenticulares, con intercalaciones limo arcillosas pardo grisáceas. Facies de "Ponts Bar".			
			Temprano				C	Areniscas de grano grueso, friables, glauconíticas, con estratificación cruzada festoneada.	
		PALEOGENO	EOCENO	Tardío	ESMERALDA - LA PAZ	D	Areniscas de grano fino a medio, fluvio deltaicas, con intercalación de arcillolitas gris verdosas.		
				Medio					
				Temprano					
			PALEOCENO	Tardío	Discordancia Eoceno-Paleoceno				
	Temprano								
	MESOZOICO	CRETACEO	Tardío	Maestrichtiano	UMIR		Lutitas gris oscuras a negras, carbonosas.		
Campaniano									
Santoniano				LA LUNA	Galemo	Chert negro con intercalaciones de lutitas silíceas.			
Coniaciano					Pujamana		Shale calcáreo negro.		
Turoniano					Salada		Calizas negras piritosas		
Cenomaniano									
Temprano			Albiano	SIMITI		Shale calcáreo carbonoso.			
			Aptiano	TABLAZO		Calizas gris -oscuras a negras, fosilíferas			
			Barremiano	PAJA		Shale negro limoso, carbonoso, ligeramente calcáreo, fosilífero.			
			Hauteriviano	ROSABLANCA		Calizas grises, masivas, arcillo arenosas.			
			Valanginiano	TAMBOR		Areniscas transgresivas gruesas a finas.			
			Berriasiano						
JURA TRIASICO					GIRON		Areniscas conglomeraticas grises a rojas, arcósicas, con intercalaciones de arcillolitas rojas.		

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

Figura 3. Principales Topes y discordancias encontrados en los pozos del Activo Llanito.

	PETROFISICA	ESTRATIGRAFICA
Discordancia Base la Cira Shale	LaCiraShale	MLCSH
	Colorado-A1	MTOC
	Colorado-A2	MTOC2
	Colorado-A3	MTOC3
Discordancia Base Colorado	Colorado-A4	MTOC4
	FosilesMugrosa	MFOSM
	Mugrosa-B1	MTOMB
	Mugrosa-B2	MTOMB3
	Mugrosa-B3	MTOMB4
Discordancia Base Zona B	Mugrosa-B4	MTOMB5
	Mugrosa-C1	MTOMC
	Mugrosa-C2	MTOMC2
	Mugrosa-C3	MTOMC3
	Esmeralda-D1	MTEE
	Esmeralda-ToroShale	MTETT
		DISCORDANCIA TK
		FORMACION COLORADO
		FORMACION MUGROSA ZONA B
		FORMACION MUGROSA ZONA C
		FORMACION ESMERALDA-LA PAZ

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

➤ **Formación Mugrosa**

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

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

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

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

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

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

1.4. MARCO ESTRUCTURAL DEL ACTIVO LLANITO³

La Tectónica presente en el Campo Llanito obedece a un régimen transtensivo dextral, la cual consta de una componente extensiva provocando fallamiento normal y además presenta un movimiento relativo de dos bloques adyacentes en sentido derecho.

Este tipo de fallamiento puede tener una gran extensión lineal como la falla de Bucaramanga – Santa Marta, o puede ocurrir dentro de áreas locales o subregionales limitadas como un sistema de longitud finita.

³ Modelo geoestadístico para el área Llanito. ICP 2008.

Este sistema algunas veces es referido como compartimental debido a la deformación independiente a ambos lados de la falla.

En el campo como se mencionó anteriormente existen dos sistemas predominantes de fallamiento: Un sistema longitudinal (NE-SW) relacionado al fallamiento Casabe-Galán-Llanito y un sistema de fallas normales transversales (E-W) relativamente reciente asociado al “Trend” de fallas de rumbo del Río Sogamoso.

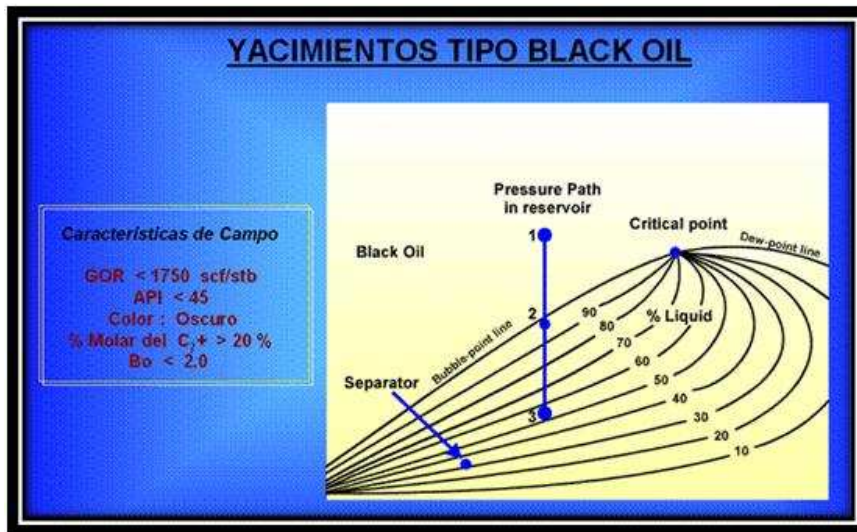
El fallamiento regional de Casabe-Galán-Llanito es un “Trend” estructural de tipo normal, que genera un gran anticlinal con rumbo NE y con pliegues menores de anticlinales y sinclinales alternos, con distribución de ejes en “echelon” (escalonados) y cabeceo preferencialmente al Norte. El intenso fallamiento transversal generó tectónica de bloques escalonados, limitados al norte y al sur por fallas normales.

1.5. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS.

El petróleo presente en los yacimientos de los campos Llanito, Gala y Galán es de base nafténica y su gravedad API oscila entre 18 y 24º, clasificándose de esta manera como un Black Oil (Figura 4). La información de presiones adquirida recientemente determina que inicialmente los yacimientos, se encontraban subsaturados y que actualmente la presión en las Arenas A, B, C y D que están en explotación, está por debajo de la presión de burbuja.

La Tabla 2 muestra los resultados obtenidos mediante análisis realizados por el Instituto Colombiano del Petróleo ICP en cuanto a la descripción de los fluidos que se encuentran en cada una de las formaciones productoras de los campos del activo Llanito.

Figura 4. Características de un yacimiento tipo Black Oil.



Fuente. Estrategias de desarrollo a corto plazo campo llanito. ICP 2008

Tabla 2. Propiedades de los fluidos del yacimiento, Activo Llanito.

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

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

Adicionalmente la gravedad API y la viscosidad del petróleo de los Campos Llanito Gala y Galán, varía de acuerdo con la zona productora, al igual que la gravedad API, donde se observa que en las formaciones menos profundas la gravedad es más baja.

Se puede concluir que de acuerdo al comportamiento de fluidos y de presiones, es factible encontrar gas en la producción inicial de un pozo de petróleo nuevo, por lo cual se debe convivir con la producción de líquido y gas.

Tabla 3. Rango de viscosidades y gravedad API para los crudos del Activo Llanito.

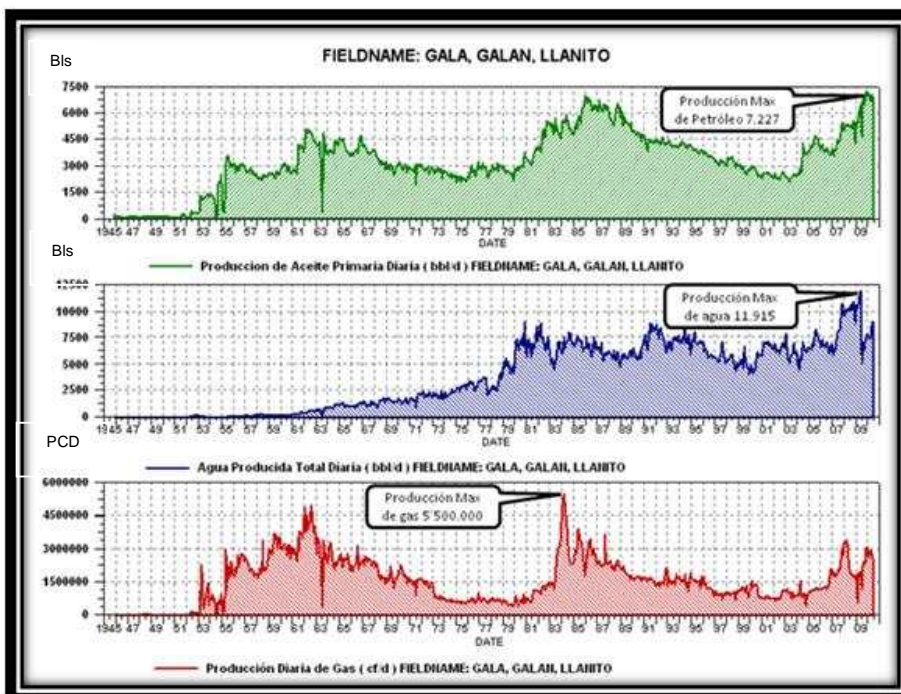
Yacimiento	Viscosidad (cp)		Gravedad api	
	Rango	Promedio	Rango	Promedio
Zona A	53-170	110	16-19	18
Zona B	20-70	45	18-21	19
Zona C	12-46	26	24-25	24
Zona D	8-18	13	25-26	25

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

1.6. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS.

En la Figura 5 se aprecia el comportamiento histórico de producción de petróleo, agua y gas de los campos Llanito, Gala y Galán de manera agrupada. El inicio de producción se da en el mes de diciembre de 1945 con un caudal de petróleo de 228 BOPD, de agua de 4 BAPD y de gas de 42.000 PCPD.

Figura 5. Comportamiento de la producción de los campos Llanito, Gala y Galán.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Actualmente el activo cuenta con una producción diaria de petróleo de 7.000 BOPD, de gas de 2'500.000 PCD y de agua de 9.000 BAPD con una producción acumulada a la fecha de petróleo de 78'132.900 Bbl, de agua de 88'905.000 Bbl y de gas 37'353.000 KPD.

Teniendo en cuenta la energía del yacimiento y los mecanismos de empuje con los que cuenta, algunos de sus pozos perforados inician su producción en flujo natural y de acuerdo al comportamiento de la caída de presión y los respectivos caudales de los fluidos, se hace necesario implementar en los pozos sistemas de levantamiento artificial como lo es el bombeo mecánico (BM) de manera predominante y bombas de cavidades progresivas (BCP) de acuerdo a las diferentes variables de producción y características del yacimiento.

2. PROCEDIMIENTO GENERALIZADO DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Este capítulo tiene por objetivo dar a conocer el procedimiento generalizado que se utilizó en las 28 fracturas hidráulicas realizadas, para posteriormente ingresar al análisis técnico por pozo.

2.1 PRUEBAS PREVIAS AL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

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

2.1.1 Limpieza de tubería (Pickling): Se ejecuta para evitar el bombeo de materiales no deseados a la formación. Los fluidos inyectados para Pickling son usualmente soluciones acidas fuertes (HCl), pero también es viable incluir surfactantes, solventes orgánicos, y soluciones de geles para ayudar a levantar sólidos desprendidos de las paredes del tubing por efecto del ácido.

La limpieza de tubería es una parte esencial de los tratamientos de fracturamiento de pozos si los fluidos de tratamiento van a contactar tanto el tubing como la formación durante el tratamiento principal. Los beneficios del pickling incluyen remover cascarillas de laminación, oxido, y sulfuro de hierro entre otras impurezas.

En fracturamiento hidráulico, la acción de lavado de los Propantes en el tubing mezcla los contaminantes en los fluidos de tratamiento principal durante el transporte de los mismos. Estos materiales pueden ser introducidos en la formación y reducir la permeabilidad de la formación (Mecanismo de Generación de Daño).

En estos trabajos se utilizó ácido HCl al 7.5%; la composición del tratamiento ácido fue la siguiente:

Tabla 4. Composición del tratamiento ácido.

PRODUCTO	DESCRIPCION	CONC. x 1000 gal	UND.
Agua	Base	748	Gpt
Clay Treat 3C	Inhibidor de arcillas	2	Gpt
CI – 25	Inhibidor de corrosión	3	Gpt
Ferrotrol 300	Secuestrante de hierro	50	Ppt
NE – 18 LB	Surfactante	2	Gpt
NE – 32	Anti Sludge	2	Gpt
HV ACID	Acido Fosfórico	8	Gpt
US – 40	Solvente mutual	10	Gpt
Paravan 25	Solvente orgánico	10	Gpt
HCl 32%	Acido Base	209	Gpt

Fuente. Informes Post – Frac, Bj Services (2008).

2.1.2 Tratamiento orgánico. La inyección de un tratamiento con solventes, ó también conocido como tratamiento orgánico, se lleva a cabo para la remoción de posibles depósitos orgánicos en los perforados y/o “near wellbore”.

Los productos “Pet” son desarrollados por la empresa PetroCaribe y según pruebas desarrolladas en el ICP (Instituto Colombiano del Petróleo), son los que mejores resultados han generado en los campos del área.

La composición generalizada de este tratamiento fue:

Tabla 5. Composición del tratamiento orgánico utilizado.

Producto	Descripción	Concentración	Unidad
Varsol	Solvente Alifático	490	gpt
Xileno	Solvente Aromático	330	gpt
PET-55	Surfactante	60	gpt
PET-200	Solvente Mutual	30	gpt
PET-550	Solvente Mutual	90	gpt

Fuente. Informes Post – Frac, Bj Services (2008).

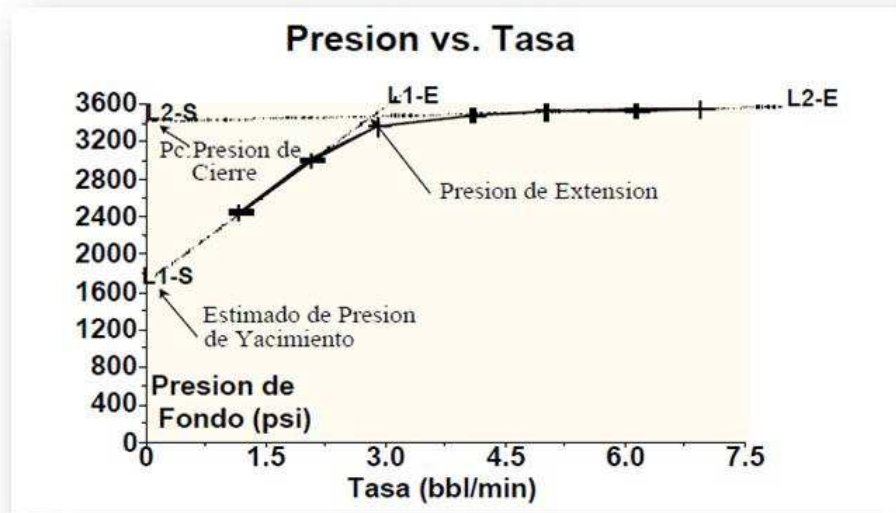
Durante el tratamiento orgánico se realizan pruebas SRT (step rate test) y SDR (step down test); posteriormente realizadas se procede a la ejecución del Minifrac.

Step Rate Test: Es una prueba realizada para obtener la presión de extensión de fractura que generalmente se considera el límite superior para el esfuerzo horizontal mínimo ó presión de cierre.

Esta prueba consiste en la inyección de fluido a la formación después de la ruptura, a una rata inicial muy baja, permitiendo el flujo del fluido dentro de la matriz de la formación. Posteriormente, se efectúan pequeños incrementos en la tasa de inyección aplicando un lapso de tiempo suficiente para que la presión se estabilice en cada tasa antes del siguiente incremento o utilizando intervalos de tiempo iguales para cada tasa.

La presión en fondo al final de cada tasa se grafica contra la tasa correspondiente para identificar un punto de inflexión en la curva; este cambio indica el comienzo de la extensión de la fractura que teóricamente es igual a la magnitud de la presión de cierre más la fricción y la resistencia a la propagación.

Figura 5. Determinación de presiones en Step Rate Test.



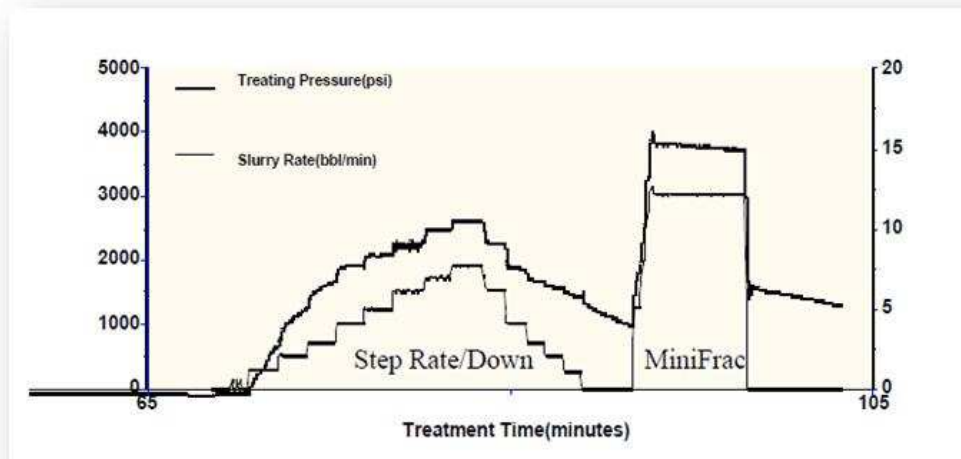
Fuente. CARBONE, Salvatore. Fracturamiento en arenas poco consolidadas 1999.

Step Down Test: Esta prueba se realiza justo después del Step Rate Test, el objetivo de esta es determinar si existen altas pérdidas de presión en las vecindades del pozo (tortuosidad y/o restricción en perforaciones).

La tortuosidad hace referencia a la linealidad del recorrido entre la cara del pozo y la punta de la fractura. Como se muestra en la figura 6, el primer ejemplo es el de menor tortuosidad, ya que las puntas están conectadas por un recorrido mucho más recto. En este caso, las pérdidas de presión por tortuosidad serán más leves.

La restricción en perforaciones es como lo indica su nombre, cuando la cara del pozo presenta algún tipo de restricción, imposibilitando que el fluido de fractura avance, y por lo tanto evitando que la fractura se propague eficientemente.

Figura 6. Step Down Test.



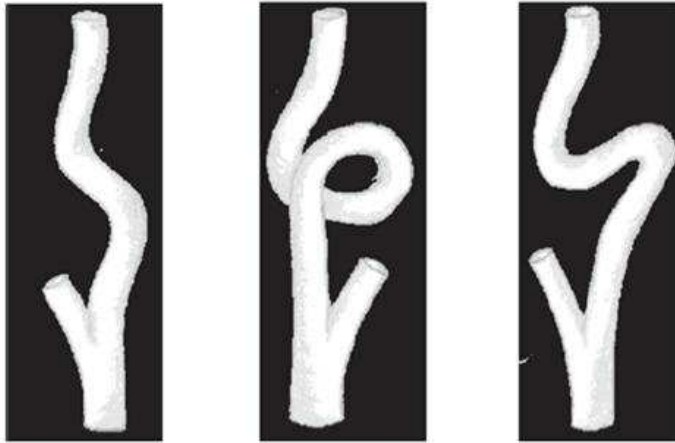
Fuente. CARBONE, Salvatore. Fracturamiento en arenas poco consolidadas 1999.

También existen las pérdidas de presión en tubería, las cuales son las más comunes, en general superan los 1100 psi, esta es la presión que pierde el fluido durante el recorrido en tubería desde las bombas de superficie hasta el intervalo objetivo. Son determinadas a partir de la prueba de Minifrac.

La información que se obtiene de estas pruebas se analiza con base en la teoría descrita por K.G. Nolte y las técnicas de análisis ampliadas y desarrolladas por W.S. Lee. La interpretación de las presiones de inyección y la caída de la presión sirve para caracterizar la fracturabilidad básica de un yacimiento, permitiendo que se logre un diseño de tratamiento óptimo.

La presión de extensión de la fractura proporciona una indicación exacta de la presión requerida para extender una fractura existente y los requerimientos de potencia para efectuar el tratamiento final. La presión de cierre es definida como la presión mínima requerida para mantener una fractura abierta, contrarrestando así el esfuerzo principal mínimo de la roca.

Figura 7. Ejemplos de tortuosidad.



Fuente. CARBONE, Salvatore. Fracturamiento en arenas poco consolidadas 1999.

2.1.3 Minifrac: El minifrac consiste en bombear un volumen de fluido de fractura y a la misma tasa que el tratamiento principal, parar el bombeo y monitorear la caída de presión de superficie con el tiempo. El volumen utilizado en el minifrac es tal que la longitud de la fractura generada sea suficiente para obtener un área de fractura representativa a los efectos de la pérdida de fluido.

El minifrac o prueba de calibración se realiza para determinar el coeficiente de pérdida de fluido, eficiencia de fluido, calibración de altura, módulo de Young y Poisson, los cuales se utilizan para realizar el diseño final y asegurar que se cumplan los objetivos del tratamiento.

Para obtener el tiempo de cierre, generalmente, se utiliza una gráfica de presión contra raíz cuadrada del tiempo; en esta función de tiempo la presión inicialmente debe declinar en forma de línea recta indicando flujo lineal en la fractura y el punto en el cual la fractura se cierra debe ser identificado por un cambio definido en la pendiente. Desafortunadamente, dependiendo de la relación entre las propiedades físicas de la fractura y el yacimiento, el cambio en la pendiente puede ser positivo, negativo o tan pequeño que no se puede detectar.

Es la más utilizada de las pruebas; su procedimiento se puede modificar de acuerdo con la información que se quiere obtener, siendo por lo general, la siguiente: gradiente de fractura, presión de fricción, presión de cierre, parámetros de filtrado y parámetros críticos de tratamiento.

El fluido ampliamente utilizado en los campos del estudio es el Spectra Frac G-3000. Su composición estándar es:

Tabla 6. Composición estándar del fluido de fractura.

PRODUCTO	FUNCION	CONC. X 1000 GALONES
X – Cide 207	Bactericida	0.3 Lbs
Clay Treat 3C	Inhibidor o estabilizador de arcillas	2 Gal
GW-27	Agente gelificante, Guar	30 Lbs
BF-3	Buffer, estabilizador PH	2 Lbs
NE – 18 LB	Surfactante No-Ionico	2 Gal
BF – 7 L	Buffer, Carbonato de Potasio	2.5 Gal
XLW – 56	Crosslinker o agente reticulante	2.5 Gal
GBW – 12 (66:1)	Enzima Rompedora	0.5 Gal

Fuente. Informes Post – Frac, Bj Services (2009).

2.2 MODELAMIENTO

Una vez adquirida la información necesaria, se procede a realizar el diseño del tratamiento que genere las condiciones de fractura deseadas. En el caso de B.J. Services Company el diseño de dichos tratamientos se hace, básicamente, por medio de los programas de simulación MinFRAC y MFRAC de MEYER, los cuales permiten llevar a cabo tanto el diseño como el análisis del tratamiento.

Inicialmente, el simulador efectuará un diseño preliminar basado en determinados parámetros de entrada; posteriormente se lleva a cabo la prueba de minifrac con el fin de evaluar y analizar ciertos parámetros de fractura provenientes de la declinación de presión, con lo cual se busca definir un programa final de bombeo.

2.2.1 Diseño Preliminar. Para diseñar el programa inicial de bombeo B.J. Services utiliza el programa MFRAC de MEYER, el cual consta de secciones específicas que permiten establecer criterios fundamentales para obtener el diseño de fractura requerido.

En las opciones principales del programa es posible definir parámetros relacionados con aspectos específicos de la fractura y el agente de sostén, tales como, el método de simulación, el tipo de tratamiento, el modelo de pérdida de fluido, la geometría de fractura, efectos del fluido y del agente de sostén en la fractura y en el pozo.

Después de definir lo anterior, el programa solicita la información necesaria para el diseño en particular. Dentro de esta información se encuentra la descripción del pozo, las propiedades mecánicas del yacimiento y formaciones adyacentes, los coeficientes de filtrado, el estado mecánico del pozo, el programa de tratamiento, los criterios del agente de sostén, y el modelo de transferencia de calor, entre los más importantes. Posteriormente se corre el programa MFRAC, con el cual se obtiene un programa de bombeo para condiciones de fractura específicas.

2.2.2 Diseño Post-Minifrac. Durante la realización de la prueba de minifrac se registran datos de presiones y tasas de bombeo en función del tiempo, los cuales son posteriormente analizados por medio del programa MinFrac de Meyer que permite interpretar dicha información con el fin de caracterizar la fracturabilidad de determinado yacimiento. Así como el Mfrac, este programa cuenta con una serie de secciones que permiten la entrada de determinados parámetros necesarios para una aplicación adecuada.

Finalmente, después de correr el programa, el principal propósito es analizar gráficamente los registros asociados de tiempo, tasa y presión, para determinar la presión de cierre, el gradiente de fractura y el coeficiente de pérdida de fluido. Después de interpretar dichos comportamientos se procede a “re-diseñar” un nuevo programa de bombeo utilizando nuevamente el programa Mfrac de Meyer, ajustando los valores de gradiente de fractura, de esfuerzo y de pérdida de fluido, y considerando los cambios que se crean convenientes para contrarrestar problemas observados durante la prueba de minifrac.

Una vez se ha hecho esto, se lleva a cabo el fracturamiento hidráulico con base en el diseño formulado tras observar los resultados presentados por las anteriores pruebas. Toda la información obtenida durante el tratamiento es almacenada. Esta es posteriormente usada para presentar el reporte final de fractura por parte de la empresa Bj Services, para evaluar la eficiencia del fracturamiento y la similitud de este con respecto con al diseño previo.

Un mes después de haberse realizado el fracturamiento, la empresa prestadora de servicios presenta a Ecopetrol S.A un reporte post frac donde se analizan los resultados obtenidos en el pozo posteriormente al fracturamiento. En este se analizan los resultados obtenidos en el cambio del IPR, corte de agua, producción real, y skin post frac. Sin embargo este reporte se ha llevado a cabo solo desde que inicio la última campaña de fracturamiento, por lo tanto solo se ha manejado en el grupo de pozos numero 4.

2.2.3 Análisis en Tiempo Real. En algunos programas de fracturamiento se realiza un análisis de tiempo real, el cual consiste en recoger y evaluar datos del tratamiento de fractura hidráulica utilizando un sistema de análisis avanzado mientras se está llevando a cabo dicho tratamiento. A través de una serie de pruebas se miden parámetros críticos de fractura para permitir que el tratamiento sea rediseñado en tiempo real.

El análisis de estas pruebas de diagnóstico inmediatamente antes del tratamiento principal proporcionan valores reales de esfuerzo de cierre, coeficiente total de filtrado, caída de presión en las cercanías del pozo, etc., los cuales son vitales para una ejecución exitosa del tratamiento de fractura y una optimización económica. De esta manera el programa Mfrac de Meyer utiliza estos nuevos valores y el diseño es optimizado.

Parámetros obtenidos del Minifrac. Los resultados obtenidos del minifrac contiene algunos parámetros de fractura provenientes u originados en el comportamiento de la declinación de presión en superficie, los cuales son utilizados en el diseño del nuevo programa de bombeo.

Tabla 7. Parámetros del Minifrac

CAMPO	DESCRIPCION
IdPozo	Clave Principal del pozo
Fluido	Cantidad de fluido mezclado
Presión de rompimiento	“Breakdown”
Presión con fluido lineal	Medida en superficie (extensión)
Presión con fluido de fractura	Cuando el fluido alcanza perforaciones
Presión final de bombeo	Obtenida del minifrac
Tasas de inyección	Correspondientes a cada presión
Gradiente de fractura	Estimado del minifrac
ISIP	Presión instantánea de cierre
Presión de cierre	Estimada del minifrac
Fricción total al cierre	Obtenida del minifrac
Fricción estimada en tubería	Obtenida del minifrac
Fricción perforaciones/Nearwellbore	Obtenida del minifrac

Fuente. Informes Post – Frac, Bj Services (2009).

Los datos de presiones, tasas de bombeo, gradiente de fractura y fricciones se resumen por medio de los campos mostrados en la tabla 7.

Parámetros obtenidos en Tratamiento: La tabla de parámetros cuenta con la información obtenida durante el tratamiento basado en el diseño final del programa de bombeo. Estos parámetros estimados durante el trabajo de fracturamiento se agrupan en los campos ilustrados en el anterior cuadro.

Cantidades de Materiales: Contiene la información relacionada con la cantidad total empleada de cada uno de los materiales (Tabla 8).

Tabla 8. Materiales usados en el Fracturamiento

CAMPO	DESCRIPCION
Id Pozo	Clave Principal del pozo
Fecha fractura	Fecha de la fractura
Fluido	Galones de fluido
Tipo de fluido	Nombre del fluido utilizado
Paravan	Galones de paravan
Salmuera	Galones de salmuera
Arena	Sacos de arena

Fuente. Informes Post – Frac, Bj Services (2009).

Composición del Fluido: Esta tabla contiene la información referente a cada uno de los componentes empleados en la preparación del fluido de fractura utilizado para cada tratamiento, y contiene los campos mostrados en la tabla 9.

Tabla 9. Composición del Fluido de Fractura

CAMPO	DESCRIPCION
Id Pozo	Clave Principal del pozo
Id Componente	Clase de componente en el fluido
Concentración	Concentración expresada por cada mil galones de fluido
Costo unitario	Costo de cada gal o lb de componente en el fluido

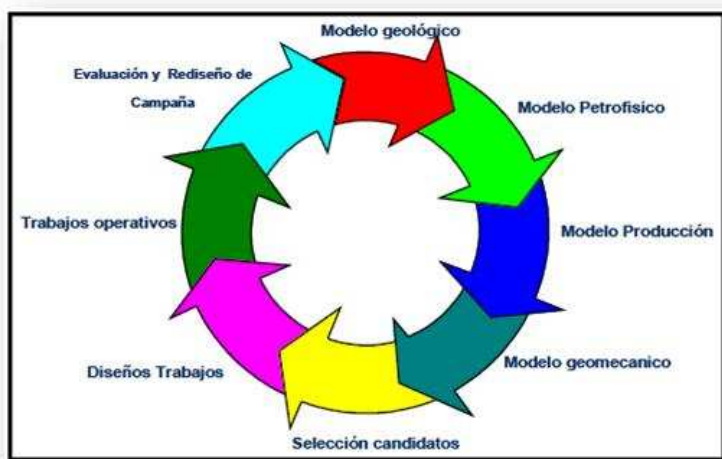
Fuente. Informes Post – Frac, Bj Services (2009).

3. ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS RESULTADOS DE LOS FRACTURAMIENTOS HIDRÁULICOS REALIZADOS

3.1 METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE POZOS

Partiendo con la idea de implementar estimulaciones en los pozos pertenecientes al activo Llanito, con el principal objetivo de incrementar la producción de petróleo y acelerar la recuperación de reservas, se llevo a cabo la selección de 23 candidatos a ser fracturados hidráulicamente. Estos pozos fueron seleccionados mediante la aplicación de una metodología (Figura 8) desarrollada por Ecopetrol S.A. la cual, está basada en la integración de información del modelo geológico y petrofísico, bases de datos de producción, yacimientos, registros eléctricos, registros de cementación e integridad del casing, historias producción, información de presiones con MDT entre otros.

Figura 8. Metodología de Ecopetrol para la selección de pozos candidatos a estimular.



Fuente. Ecopetrol ICP, Metodología adoptada para Ecopetrol S.A.

3.2 GRUPOS DE POZOS PARA EVALUACIÓN

Para llevar a cabo la evaluación técnica de los trabajos, se realizó una clasificación de 4 grupos de pozos de acuerdo sus condiciones de producción. Los tres primeros grupos son: pozos con producción previa al fracturamiento, pozos con intervalos fracturados sin aporte, y pozos con fracturamiento durante el completamiento. El cuarto grupo lo conforman los pozos que fueron seleccionados mediante una lista de chequeo.

3.2.1 Pozos con producción previa al fracturamiento. Estos pozos fueron fracturados tras un periodo de producción proveniente de otro completamiento distinto al fracturado, por ende la evaluación económica de los mismos se realiza con base en los datos previos de producción y la variación de la tendencia mostrada por estos tras la estimulación.

De esta forma, se calcula una declinación de la producción, basándose en los datos previos al fracturamiento y el índice de declinación del campo. Los barriles incrementales son calculados según la diferencia existente entre la producción total en una unidad de tiempo, y la producción calculada por la curva de declinación (básica).

De este grupo hacen parte los pozos:

- Cardales 1
- Cardales 3
- Llanito 97
- Gala 11
- Yuma 1

3.2.2 Pozos con intervalos fracturados sin aporte de producción. Estos pozos ya tenían un historial de producción previo al fracturamiento el cual corresponde a completamientos distintos al estimulado y debido a los resultados negativos de los trabajos de fractura esta condición se mantiene; por lo tanto, los incrementales de estos pozos debidos al fracturamiento hidráulico son asumidos como 0.

De este grupo hacen parte los pozos:

- Gala 1E
- Gala 13
- Gala 17
- Galán 134
- Galán 135
- Llanito 103
- Llanito 110
- Llanito 117

3.2.3 Pozos con fracturamiento durante el completamiento. En estos pozos el fracturamiento hidráulico se llevo a cabo tras concluir el completamiento, por lo tanto para realizar el análisis económico se procede a calcular un caudal inicial con base en la ecuación de flujo pseudo estático, las variables se obtuvieron de petrofísica, correlaciones, MDT y pruebas PVT.

Con base en estos datos se halla el flujo estimado para el pozo no estimulado, por lo tanto los incrementales y el impacto económico del fracturamiento son calculados declinando el caudal obtenido teóricamente y hallando la diferencia entre este y la producción real del pozo después de la estimulación.

De este grupo de pozos hacen parte:

- Llanito 112
- Llanito 114
- Llanito 115
- Llanito 116

3.2.4 Pozos fracturados seleccionados mediante el sistema de lista de chequeo. Con base en las experiencias adquiridas mediante los primeros fracturamientos realizados, se decidió implementar una nueva metodología que consta básicamente de la siguiente lista de chequeo (Tabla 10).

Tabla 10. Lista de chequeo previa al fracturamiento.

Lista de chequeo	Estado	Responsable
Estado mecánico		
Estado de cemento		
Modelo geomecánico		
Modelamiento de producción		
Perdidas de fricción de tubería		
Perdidas de fricción en near wellbore		
Requerimientos de hhp		
Revisión de puntos críticos		
Empaques - máximas presiones diferenciales		
Xover		
Herramientas de pruebas de tubería		
Colapsos		
Casing		
Tubería de fractura		
Fluidos de fractura		
Viscosidad lineal		
Viscosidad crosslinker		
Pruebas de fluido- fluido		
Pruebas de fluido- roca		
Programa general		
Estrategias para toma de decisiones		

Fuente. Ecopetrol S.A. (2009).

Los pozos candidatos deben ser evaluados en cada uno de sus ítems y al cumplir con todos los requerimientos se procede a la intervención, de lo contrario no. Mediante esta técnica se logro reducir la incertidumbre con respecto a la viabilidad del fracturamiento hidráulico. Los pozos intervenidos mediante esta técnica fueron:

- Cardales 1N
- Llanito 130
- Galán 133
- Galán 137
- Gala 9

3.3 EVALUACION TECNICA DE RESULTADOS

Después de realizados los fracturamientos en los pozos seleccionados se hace necesario evaluar de manera técnica los resultados obtenidos. Las variables fundamentales a analizar son las relacionadas a la productividad del pozo antes y después de la estimulación, concluyendo con la variación en el índice de productividad del pozo (IPR), el comportamiento de la producción y el índice de declinación.

Nivel de fluido liquido. Basados en los resultados obtenidos mediante la toma de sonolog se puede evidenciar el comportamiento del nivel de fluido en un pozo. La información que se requiere con el fin de identificar el nivel de fluido líquido medido desde la superficie es el nivel de líquido, el líquido libre de gas equivalente y la columna liquida-gaseosa total. El valor de nivel de fluido líquido medido desde superficie es:

$$N_s = N_l + (Cltg - Llge)$$

Donde:

Ns = Nivel de fluido líquido medido desde superficie.

NI = Nivel de líquido.

Cltg = Columna líquida-gaseosa total.

Llge = Líquido libre de gas equivalente.

Este nivel es graficado para obtener una tendencia del mismo respecto a la fecha del fracturamiento hidráulico en el pozo.

Comportamiento de la producción. Gracias a la información reportada mediante las formas 9 al ministerio de minas y energía, se pueden generar gráficas que representan el comportamiento de variables como la producción de petróleo, producción de gas, producción de agua y producción bruta. De esta manera se logran apreciar cambios en el desempeño de cada uno de los pozos a través del tiempo.

Índice de productividad. La aplicación del concepto de índice de productividad y la construcción de la curva se realizó bajo el modelo de Vogel, el cual permite identificar la oferta que tiene un pozo en determinadas condiciones. Por lo tanto es de gran utilidad utilizar esta herramienta antes y después de realizar un trabajo con el fin de evaluar los resultados.

3.3.1 Evaluación de pozos con producción previa al fracturamiento.

Pozo Cardales 1. Fecha de fracturamiento 8 de Junio de 2006.

Aspectos a tener en cuenta para la evaluación:

Previamente al fracturamiento, el pozo presentaba una Presión de fondo fluyente de 2545 psi, debida a la alta producción de agua (corte de agua del 90%), razón por la cual el pozo fue cementado en la formación Mugrosa B obteniendo una

disminución del corte de agua hasta llegar al 15% y una nueva Pwf de 1782 psi, sin embargo el efecto de la cementación se vio afectado a inicios del 2007 donde el pozo volvió a su corte de agua original del 90% (perdida de integridad del squeeze).

Condiciones de operación del sistema de levantamiento (BM):

Recorrido Unidad: 168''

Strokes/min: 5,64

Diámetro del pistón: 2-1/4''

Profundidad de la bomba: 6015 ft

Capacidad de desplazamiento: 447 barriles/día con eficiencia de 80%.

No se tomo un PBU al intervalo a fracturar, por lo tanto se estimo una Presión de Yacimiento de 3000 psi de acuerdo a la experiencia previa en el área.

Las condiciones de operación del sistema de levantamiento (BM) posterior al fracturamiento fueron:

Diámetro del pistón: 2-1/4''

Recorrido Unidad: 118''

Strokes por minuto: 9,42

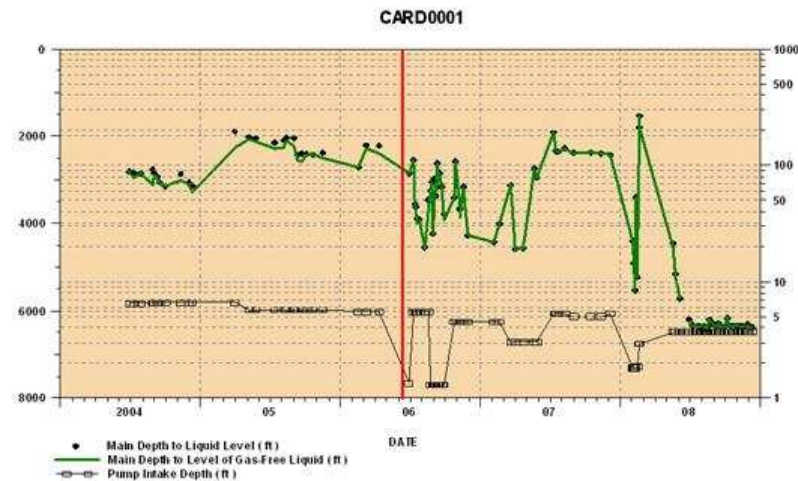
Profundidad de la bomba: 7668 ft

Capacidad de desplazamiento: 524 barriles/día con una eficiencia del 80%

Se concluye por lo tanto que la capacidad de extracción cambio en 77.

Comportamiento del nivel de fluido líquido. La línea roja representa la fecha de intervención del pozo (Fracturamiento Hidráulico)

Figura 9. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo.

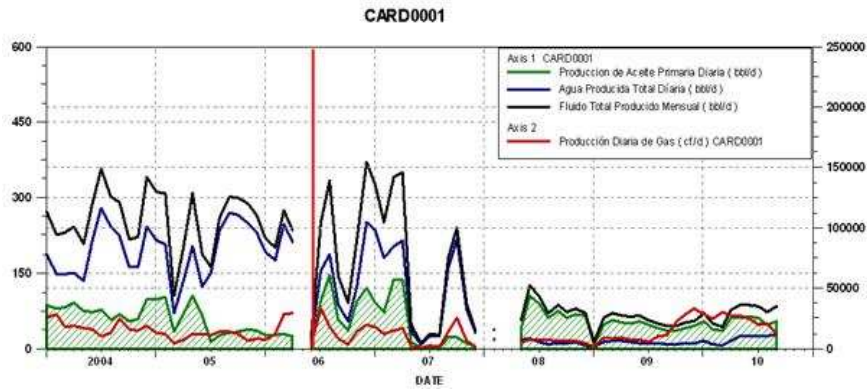


Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Se observa que el comportamiento del nivel de fluido líquido mantiene una tendencia a disminuir después del fracturamiento, esto puede ser asociado principalmente al aumento de la capacidad de extracción, se reduce el corte de agua por la cementación ó el aporte del intervalo fracturado no es muy significativo.

Comportamiento de la producción. De acuerdo al comportamiento de la producción en la siguiente grafica, se evidencia que esta incrementa un poco en cuanto al petróleo, pero en cuanto al fluido total la tendencia se conserva, lo cual representa la caída en el corte de agua gracias al aislamiento realizado previo al fracturamiento.

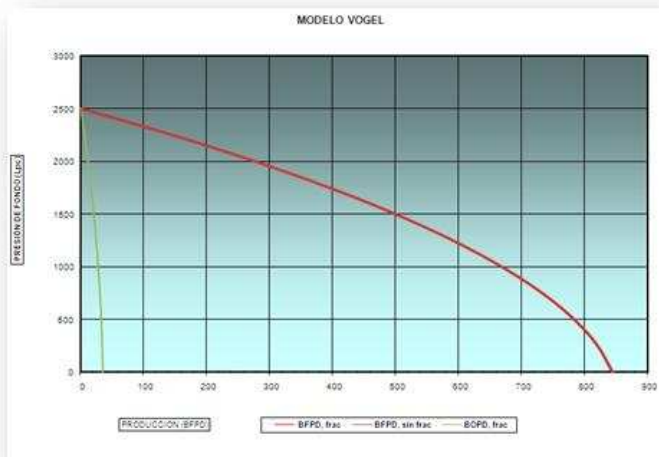
Figura 10. Curva de producción de fluidos.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Comportamiento del índice de productividad del pozo. Con el fin de definir si el incremental asociado a la capacidad de extracción es causado por la cementación o por el fracturamiento, se analizó la curva IPR.

Figura 11. IPR pozo Cardales 1.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Asociando la curva IPR con el comportamiento del nivel del fluido, se evidencia que con P_{wf} de 1782 se obtendrían 425 BFPD. Lo cual es acertado con las pruebas de producción que en promedio presentaron 400 BFPD antes del fracturamiento.

Después del fracturamiento las pruebas de producción corresponden a 410 BFPD. Se concluye que los incrementales presentados en el periodo de producción después del fracturamiento hasta inicios del 2007 con un efecto combinado entre la cementación y el cambio de extracción en el sistema de levantamiento artificial.

A pesar de varios intentos de cementación en el 2007, no se consiguió aislar el acuífero, durante esta operación se encontró el fondo a 8119', por lo cual se concluyó que los intervalos fracturados estaban tapados, razón que confirmó la no productividad de esta zona al momento de evaluar.

En Abril del 2008 se decidió sentar un retenedor a 6770 con el objetivo de aislar el acuífero 6804 - 6830. Eliminando la producción de agua de esta zona junto con los intervalos petrolíferos de Esmeraldas 7404 – 7517 y la zona fracturada de Toro Shale, previamente evaluada selectivamente el 9 de Enero del 2008 con un tiempo de flujo estabilizado de 13 horas y a una profundidad de suabeo de 7700 pies, resultando en un aporte de 0 barriles.

Pozo Cardales 3. Fecha de fracturamiento 19 de Diciembre de 2005.

Aspectos a tener en cuenta para la evaluación:

Previo al fracturamiento (Agosto del 2005) el pozo fue aislado de la formación Mugrosa B, por medio de una cementación. El valor estimado de Presión de Yacimiento fue de 2500 psi según correlación con los demás pozos en el área.

Las condiciones de operación en cuanto al sistema de levantamiento (BM) posterior al fracturamiento fueron:

Diámetro del pistón: 1-1/2"

Profundidad de la bomba: 7480 pies

Recorrido Unidad: 118 "

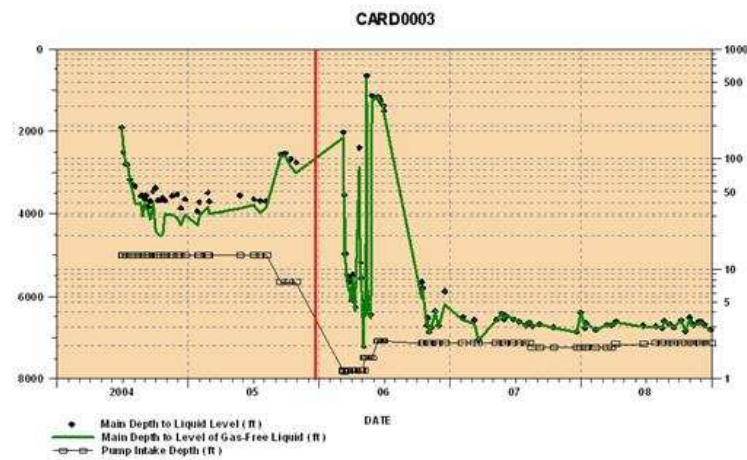
Strokes por minuto: 4,75

Capacidad de extracción: 117 barriles/día con eficiencia del 80%.

A partir del fracturamiento el pozo se dejó en producción únicamente de la zona estimulada (Toro Shale).

Comportamiento del nivel de fluido líquido.

Figura 12. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Cardales 3.

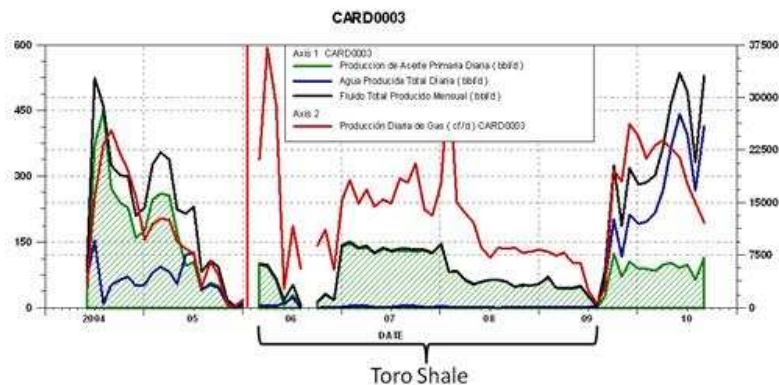


Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Se puede apreciar que la pérdida de nivel de fluido es significativa a través del tiempo, por lo tanto el aporte del pozo no es lo suficiente para mantener la demanda del sistema de levantamiento. Los cambios positivos en el nivel corresponden a trabajos de cementación.

Comportamiento de la producción.

Figura 13. Curva de producción de fluidos, Cardales 3.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

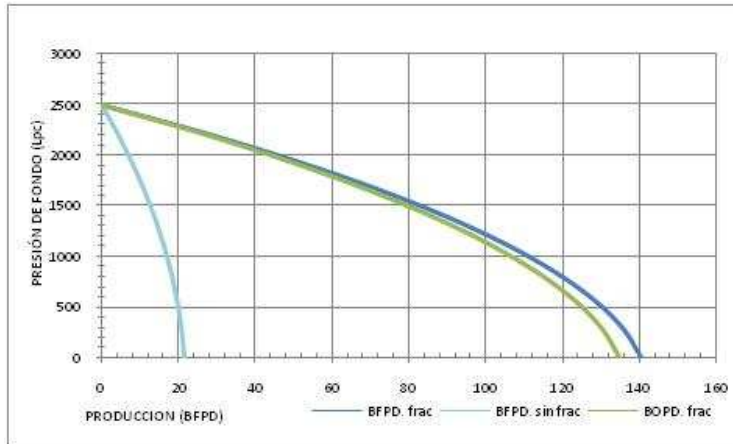
De acuerdo al comportamiento de la producción del pozo, la producción asociada a la zona fracturada (Toro Shale) es notoria. Cabe resaltar que el corte de agua fue reducido al 5%, lo cual es característico de esta zona.

Debido a la declinación de la producción, se realizó en el mes de Septiembre de 2009 un recompletamiento a la formación Mugrosa B, dejando de producir de los intervalos fracturados de Toro Shale (La formación Mugrosa B presento mayor productividad que la formación Toro Shale).

El pozo acumulo de Toro Shale 93,407 barriles (formas 9 del ministerio, al mes de Agosto de 2009).

Comportamiento del índice de productividad del pozo. De acuerdo al comportamiento de la gráfica, se logra justificar el comportamiento de la producción obtenida de la formación estimulada.

Figura 14. IPR pozo Cardales 3.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Pozo Llanito 97. Fecha de fracturamiento 12 de Septiembre de 2006.

Aspectos a tener en cuenta para la evaluación:

Previo al fracturamiento al pozo se le realizó un trabajo de cementación con el fin de aislar zonas productoras de agua (corte de agua 80%).

Condiciones de operación del sistema de levantamiento (BM), antes del fracturamiento:

Diámetro del pistón: 1-3/4"

Profundidad de la bomba: 5082 pies

Condiciones de operación del sistema de levantamiento (BM) posterior al fracturamiento:

Diámetro del pistón: 1-1/2"

Profundidad de la bomba: 7167 pies

Recorrido Unidad: 118"

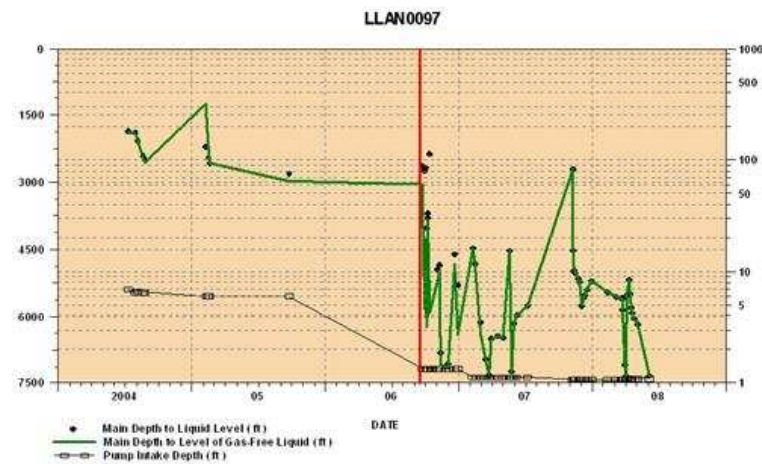
Strokes por minuto: 6,4

Capacidad de extracción: 159 barriles/día con eficiencia del 80%.

Debido a que no se tomó un PBU, se asumió una presión de yacimiento de 2500 psi. A partir del fracturamiento el pozo se dejó en producción únicamente de la zona estimulada (Toro Shale).

Comportamiento del nivel de fluido líquido. A partir del fracturamiento, el nivel de líquido tiene una tendencia a disminuir, la bomba fue profundizada, y el aporte de agua fue menor que el previo al fracturamiento.

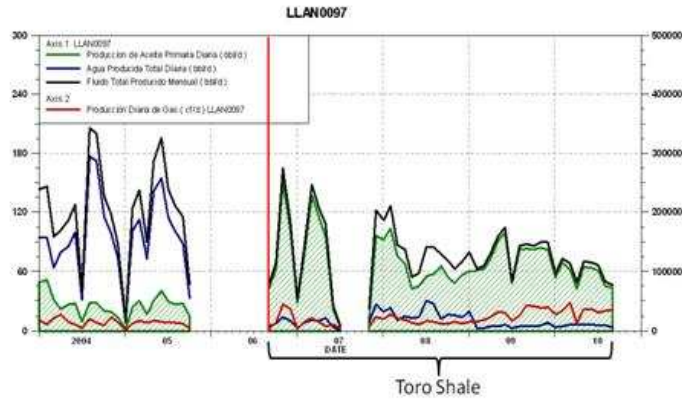
Figura 15. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Llanito 97.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Comportamiento de la producción. El cambio en el comportamiento de la producción del pozo es positivo teniendo en cuenta que el caudal de petróleo aumentó y el de agua disminuyó, demostrando los buenos resultados de la estimulación.

Figura 16. Curva de producción de fluidos, Llanito 97.

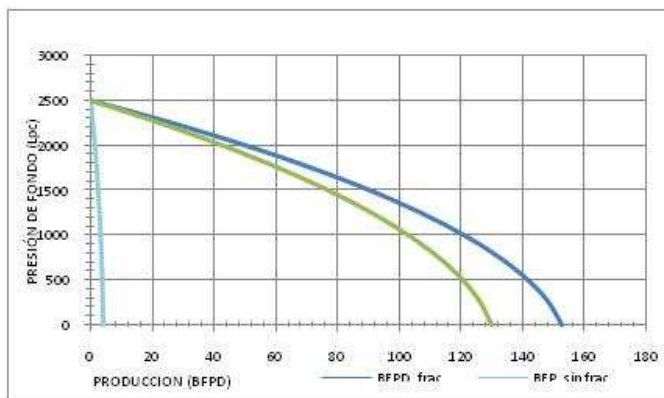


Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Con el fracturamiento las reservas no desarrolladas del pozo se incrementaron en 114,000 barriles y su acumulado producido de la formación Toro Shale alcanza 94,871 barriles de petróleo al mes de Septiembre de 2010.

Comportamiento del índice de productividad del pozo. En el gráfico IPR se puede comprobar el cambio en la productividad del pozo a raíz de la estimulación, la cual generó las condiciones necesarias para obtener el incremental de producción.

Figura 17. IPR pozo Llanito 97.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Pozo Gala 11. Fecha de fracturamiento 5 de Diciembre de 2006

Aspectos a tener en cuenta para la evaluación:

Las pruebas de producción antes del fracturamiento presentaban 181 BFPD, con un BSW del 63%, para una producción neta de 67 BPPD. Para realizar el fracturamiento hidráulico en la formación Toro Shale, fue necesario realizar la cementación de los intervalos de la formación Mugrosa comprendidos entre 6306 y 6616 pies, ya que eran las zonas acuíferas.

Condiciones de operación del sistema de levantamiento (BM), antes del fracturamiento:

Diámetro del pistón: 1-3/4"

Profundidad de la bomba: 5470 pies

Recorrido Unidad: 141"

Strokes por minuto: 5,42

Capacidad de extracción: 218 barriles/día con eficiencia del 80%.

Después del fracturamiento, el pozo presento en las pruebas de producción 161 BFPD, con un BSW del 50% para una producción neta de 80 BPPD, de esta manera se podría concluir que la cementación redujo el BSW en un 13%, y por las pruebas posteriores a la estimulación, no hubo un incremental asociado al fracturamiento (el pozo no quedo produciendo únicamente de la zona fracturada).

Condiciones de operación del sistema de levantamiento (BM) posterior al fracturamiento:

Diámetro del pistón: 1-3/4"

Profundidad de la bomba: 5490 pies

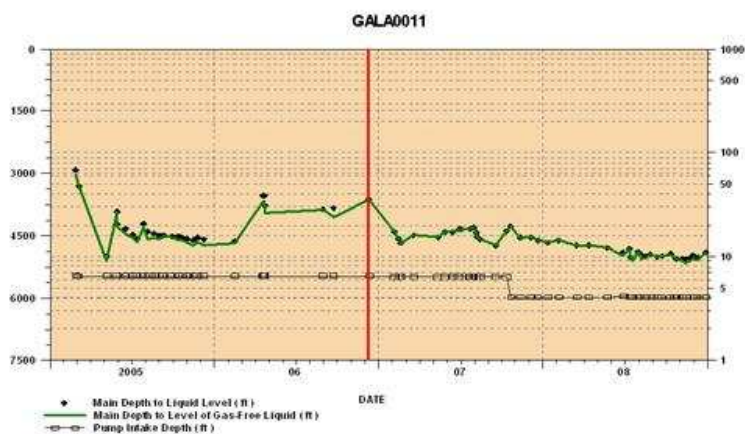
Recorrido: 168"

Strokes por minuto: 5,06

Capacidad de extracción: 242 barriles/día con eficiencia del 80%.

Comportamiento del nivel de fluido líquido. ,El nivel de fluido no presenta respuesta positiva gracias a la estimulación.

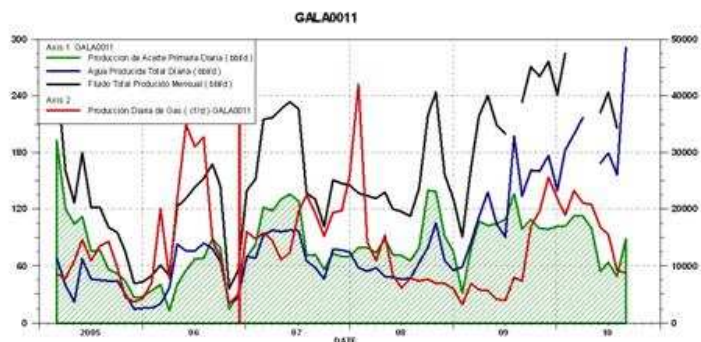
Figura 18. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Gala 11.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Comportamiento de la producción. De acuerdo al comportamiento observado en la grafica de producción de fluidos se logra identificar un incremento después del fracturamiento, lo cual puede asociarse al aumento en la capacidad de extracción.

Figura 19. Curva de producción de fluidos, Gala 11.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Comportamiento del índice de productividad del pozo. Acorde al IPR, los resultados esperados no se consiguieron (en la planeación se estimaba alcanzar incrementales de 30 barriles de petróleo diarios, obteniéndose un skin de -4).

Figura 20. IPR pozo Gala 11.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

El 29 de Enero de 2009 durante una intervención, se encontró fondo a 7725 pies por lo cual se encontró casi completamente tapada la zona fracturada 7716-7734. Después de realizarse operación de limpieza se estimulo por succión sin identificar aportes de producción, se recupero la capacidad de la tubería y posteriormente no hubo aporte de la formación, lo cual corrobora los resultados previos.

Yuma 1. Fecha de fracturamiento 26 de Mayo de 2007

Aspectos a tener en cuenta para la evaluación:

Previo al fracturamiento el pozo se caracterizo por su alta producción de agua de la formación Mugrosa, por lo que se considero realizar el aislamiento de la misma y proceder con el fracturamiento de la formación Toro Shale.

Condiciones de operación del sistema de levantamiento (BM), antes del fracturamiento:

Diámetro del pistón: 1-1/2"

Profundidad de la bomba: 5448 pies

Recorrido Unidad: 104"

Strokes por minuto: 5,7

Capacidad de extracción: 125 barriles con eficiencia del 80%.

Debido a las múltiples zonas productoras de agua y al mal resultado obtenido de las cementaciones realizadas, al poco tiempo de la estimulación retorno a un corte de agua superior al 50%.

Condiciones de operación del sistema de levantamiento (BM) posterior al fracturamiento:

Diámetro del pistón: 1-1/2"

Profundidad de la bomba: 7546 pies

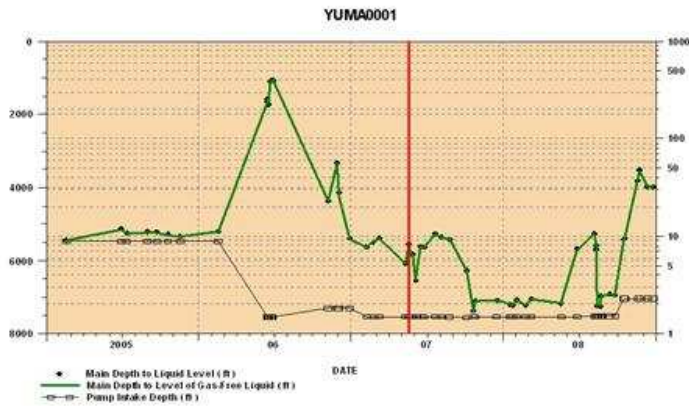
Recorrido Unidad: 121"

Strokes por minuto: 5,7

Capacidad de extracción: 147 barriles con eficiencia del 80%.

Comportamiento del nivel de fluido liquido. Inmediatamente después del fracturamiento se obtiene un incremento en el nivel del pozo, a pesar del incremento en la capacidad de extracción.

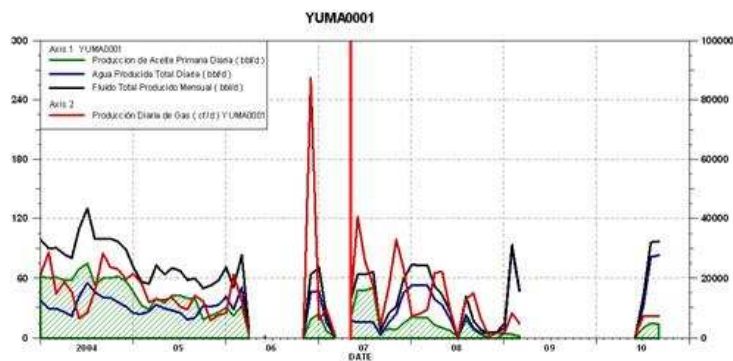
Figura 21. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Yuma 1.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Comportamiento de la producción. Inmediatamente después de la estimulación del pozo, hay un incremento en la producción de petróleo y una reducción del corte de agua. Pero al poco tiempo la producción de agua se incrementa reduciendo sustancialmente la producción de petróleo, lo cual puede ser gracias a fallas en las zonas cementadas inicialmente.

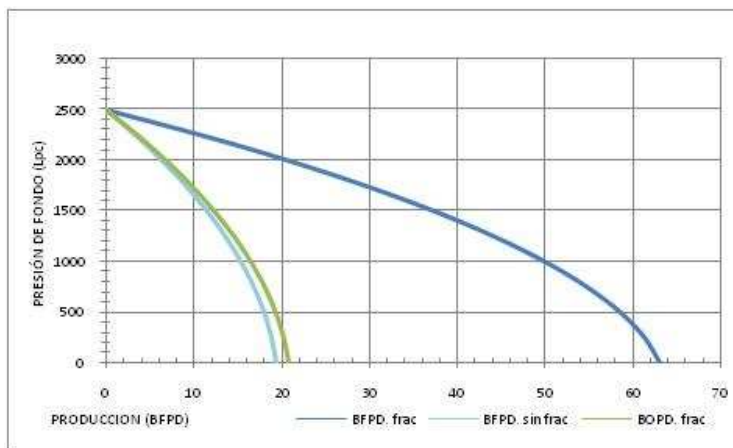
Figura 22. Curva de producción de fluidos, Yuma 1.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Comportamiento del índice de productividad del pozo. La P_{wf} previa al fracturamiento era de 1157 psi, debido a la alta producción de agua del pozo. Posteriormente al fracturamiento la P_{wf} llegó a ser del orden de 394 psi, lo cual según el IPR corresponde a una producción cercana a los 20 barriles de petróleo/día, con un daño de -4, incremento de producción atribuible al fracturamiento de la formación Toro Shale.

Figura 23. IPR pozo Yuma 1.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Posteriormente las zonas cementadas volvieron a aportar agua, con lo cual se perdió la respuesta del intervalo fracturado.

3.3.2 Pozos con fracturamiento durante el completamiento.

Llanito 112: Fecha de fracturamiento 1 de Abril de 2007.

Aspectos a tener en cuenta para la evaluación: El pozo fue fracturado en la formación Esmeraldas durante el completamiento (7212 – 7224). El promedio de producción durante el primer trimestre después del fracturamiento fue de 87 BFPD con un corte de agua del 3,3% para un caudal de petróleo de 84,2 Bbls.

Condiciones de operación del sistema de levantamiento (BM) posterior al fracturamiento:

Diámetro del pistón: 1-3/4"

Profundidad de la bomba: 7024 pies

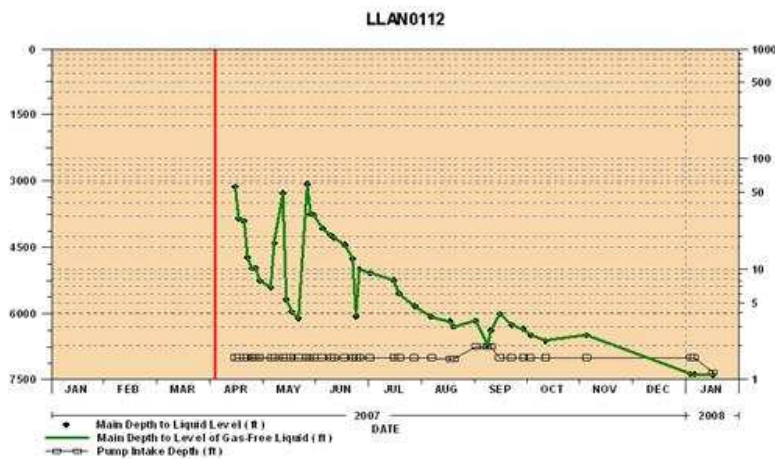
Recorrido Unidad: 118"

Strokes por minuto: 5,7

Capacidad de extracción: 192 barriles con eficiencia del 80%.

Comportamiento del nivel de fluido líquido. El nivel de fluido tiene una caída drástica la cual es contrarrestada con mantenimientos al pozo y cambios en el diseño y operación del sistema de levantamiento, hasta el punto en que este cae por completo y se hace necesario realizar un recompletamiento.

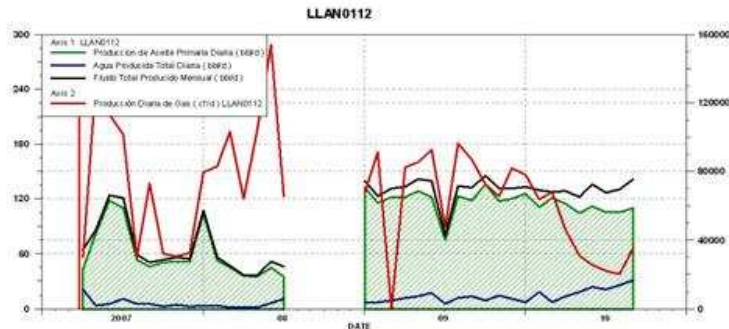
Figura 24. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Yuma 1.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Comportamiento de la producción. El pozo inicia produciendo a caudales relativamente altos pero en vista de la caída del nivel se hace necesario reducir la capacidad de extracción.

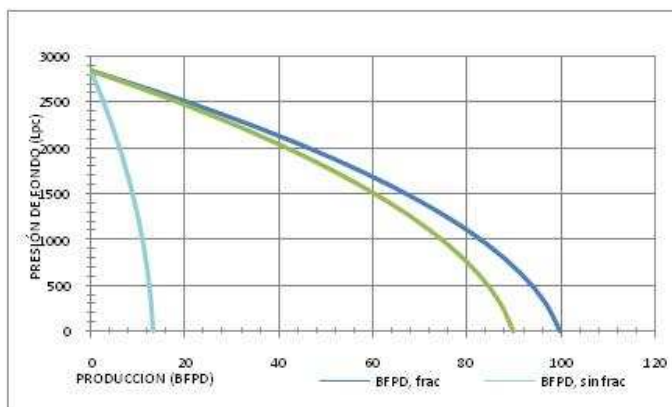
Figura 25. Curva de producción de fluidos, Llanito 112.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Comportamiento del índice de productividad del pozo. Al simular la productividad del pozo con la información Petrofísica de la formación Esmeraldas y bajo la información del MDT del pozo Llanito 112, se evidenció que la estimulación mejoró la condición de daño del pozo y por ende los resultados de producción (Skin post Frac -5).

Figura 26. IPR pozo Llanito 112.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Llanito 114. Fecha de fracturamiento 11 de Diciembre de 2007.

Aspectos a tener en cuenta para la evaluación:

El pozo fue fracturado en la formación Esmeraldas. El primer trimestre después del fracturamiento el pozo produjo 233 barriles de fluido total con un corte de agua del 0,6% para una producción de 231 BPPD.

Condiciones de operación del sistema de levantamiento (BM) posterior al fracturamiento:

Diámetro del pistón: 1-3/4"

Profundidad de la bomba: 7017 pies

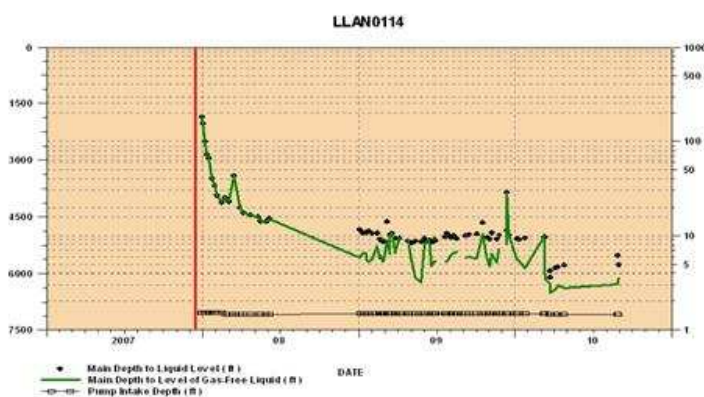
Recorrido Unidad: 149"

Strokes por minuto: 6

Capacidad de extracción: 255 barriles/día con eficiencia del 80%.

Comportamiento del nivel de fluido líquido. El pozo presenta en su etapa inicial una caída relativamente alta, pero a su vez una muy buena sumergencia de bomba la cual estabiliza con el tiempo.

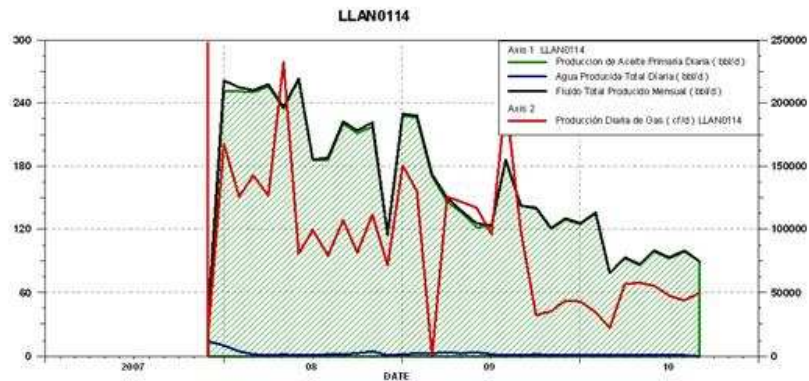
Figura 27. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Llanito 114.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Comportamiento de la producción. El pozo inicia con una alta producción de petróleo, la cual se mantiene con el tiempo de acuerdo a la declinación normal del campo.

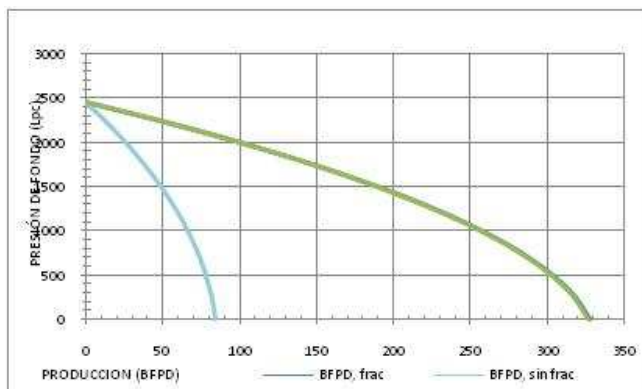
Figura 28. Curva de producción de fluidos, Llanito 114.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Comportamiento del índice de productividad del pozo. Realizando el modelamiento de producción con una presión de 2460 psi, se obtiene que para 1384 psi la producción sería de 171 barriles con un skin de -5. Por lo tanto la estimulación dio resultado.

Figura 29. IPR pozo Llanito 114.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Llanito 115. Fecha de fracturamiento 30 de Agosto de 2007.

Aspectos a tener en cuenta para la evaluación.

El pozo fue fracturado en la formación Mugrosa C, la producción promedio correspondiente al primer trimestre fue de 160 barriles/día con un corte de agua del 17%, para una producción de petróleo de 133 BPD.

Condiciones de operación del sistema de levantamiento (BM) posterior al fracturamiento:

Diámetro del pistón: 1-3/4"

Profundidad de la bomba: 6571 pies

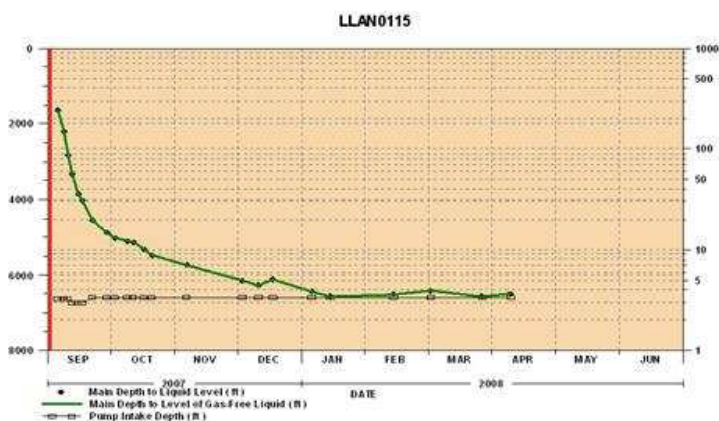
Recorrido Unidad: 141"

Strokes por minuto: 5,7

Capacidad de extracción: 229 barriles/día con eficiencia del 80%.

Comportamiento del nivel de fluido liquido.

Figura 30. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Llanito 115.

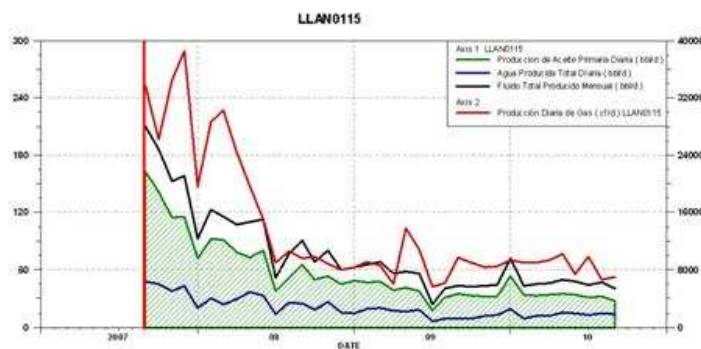


Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Según se puede apreciar en la grafica, el pozo inicia una buena sumergencia de la bomba, la cual declina hasta el punto donde se debe reducir un poco la capacidad de extracción y bajar un poco más la bomba con la intención de mantener un nivel dinámico estable.

Comportamiento de la producción.

Figura 31. Curva de producción de fluidos, Llanito 115.



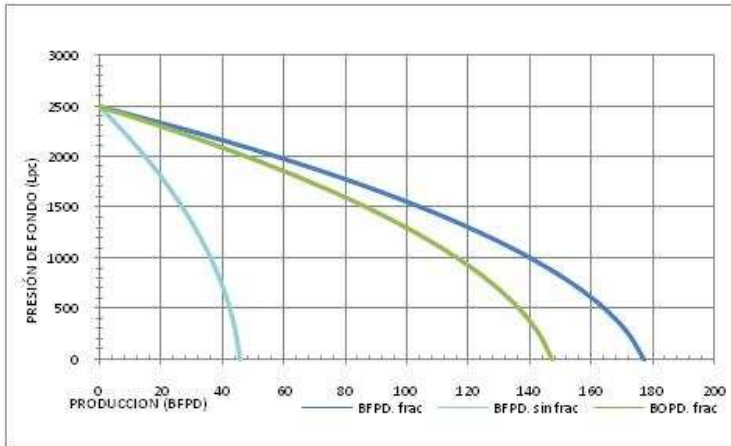
Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

De acuerdo al comportamiento observado se tiene una declinación característica del campo y a su vez un corte de agua estable con el tiempo. En general se podría decir que la estimulación permitió obtener estos caudales.

Comportamiento del índice de productividad del pozo.

Con una presión de yacimiento de 2496 psi, y alcanzando un skin de -5 con el fracturamiento se puede observar que a una P_{wf} de 703 psi, el pozo tendría un potencial de producción de 150 barriles de fluido total, lo que concuerda con las pruebas de producción.

Figura 32. IPR pozo Llanito 115.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Llanito 116. Fecha de fracturamiento 8 de Agosto de 2007

Aspectos a tener en cuenta para la evaluación.

El pozo fue fracturado en la formación Mugrosa C, la producción diaria promedio durante el primer trimestre fue de 125 barriles de fluido, con un 10% de Bsw para 112,5 barriles de petróleo.

Las condiciones de operación en cuanto al sistema de levantamiento (BM) posterior al fracturamiento:

Diámetro del pistón: 1-3/4"

Profundidad de la bomba: 6840 pies

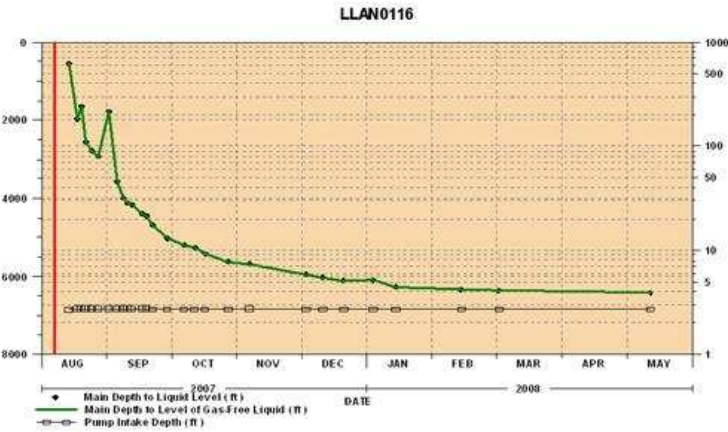
Recorrido Unidad: 141"

Strokes por minuto: 5,7

Capacidad de extracción: 229 barriles con eficiencia del 80%.

Comportamiento del nivel de fluido liquido.

Figura 33. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Llanito 116.

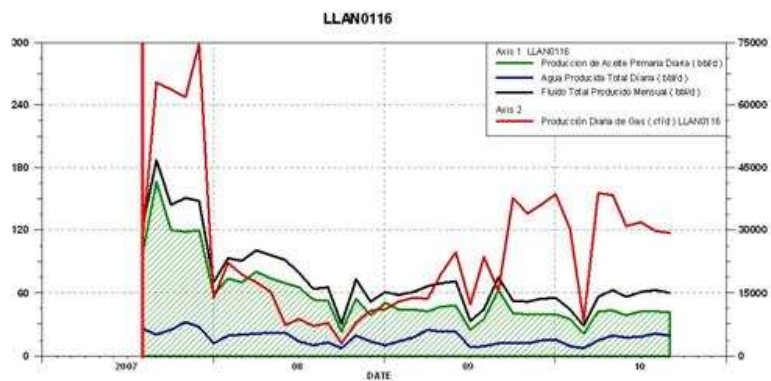


Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Al igual que en el pozo anterior este inicia con una buena sumergencia de la bomba, la cual declina hasta el punto donde se debe reducir un poco la capacidad de extracción y bajar un poco más la bomba con la intención de mantener un nivel dinámico estable.

Comportamiento de la producción.

Figura 34. Curva de producción de fluidos, Llanito 116.

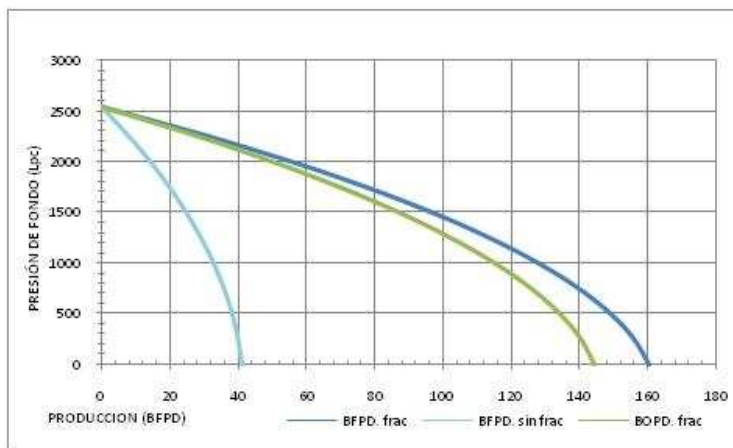


Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

El pozo inicia su producción de acuerdo a lo estipulado en las pruebas de producción con una declinación normal y mantiene un corte de agua constante con el tiempo.

Comportamiento del índice de productividad del pozo.

Figura 36. IPR pozo Llanito 116.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

De acuerdo al IPR, la producción post fractura del respectivo modelamiento se encuentra en 123 BFPD con una P_{wf} de 749 psi, lo cual es consecuente con la prueba de producción realizada.

3.3.3 Pozos fracturados seleccionados mediante el sistema de lista de chequeo.

Cardales 1N. Fecha de fracturamiento 20 de Agosto de 2008.

Aspectos a tener en cuenta para la evaluación.

El pozo Cardales 1N fue puesto en producción el día 01 de febrero de 2008. Inicialmente produjo por los intervalos cañoneados 7752-7756 ft y 7152-7160 ft de la formación Mugrosa C y el intervalo 6785-6790 ft de la formación Mugrosa B.

La producción inicial fue de 90 BPPD, alcanzando un máximo de 139 BPPD y cayendo en 4 meses a 47 BPPD. El corte de agua durante esta etapa de producción se mantuvo alrededor del 4%.

Luego de este descenso en la producción en agosto de 2008 se decidió cañonear una nueva zona correspondiente al intervalo 6010-6027 ft de la formación Mugrosa B, para luego estimularla mediante Fracturamiento Hidráulico.

Condiciones de operación del sistema de levantamiento (BM) posterior al fracturamiento:

Profundidad de la bomba: 5899 ft

Pistón: 1-3/4"

Strokes por minuto: 6

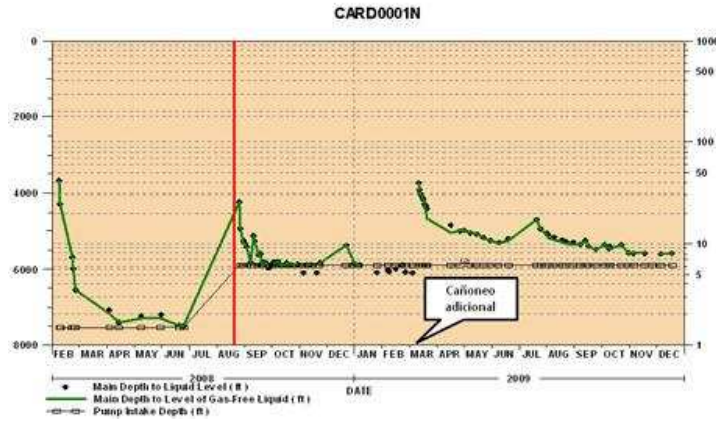
Recorrido Unidad: 118"

Capacidad de desplazamiento: 202 barriles/día con 80% de eficiencia.

De igual forma al notar que la productividad del pozo caía notablemente en marzo 9 de 2009 se llevo a cabo un cañoneo adicional en los intervalos comprendidos entre 5977-6003 ft y 5937-5944 ft.

Comportamiento del nivel de fluido líquido. Como se puede observar en la grafica de niveles el pozo venia con un nivel de 7300 pies previo a la estimulación, pero después de la misma y con una buena respuesta se logro que en un mes después se estabilizara a 5800 pies.

Figura 37. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Cardales 1N.

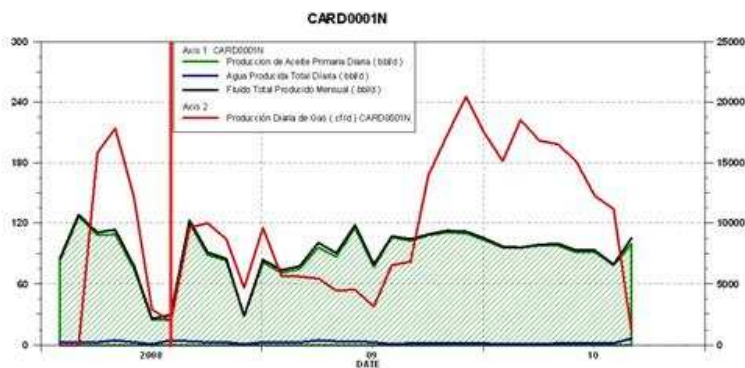


Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

El cañoneo adicional realizado en marzo de 2009 permite volver a llevar un buen nivel de fluido dinámico, lo cual se ve reflejado en la grafica.

Comportamiento de la producción.

Figura 38. Curva de producción de fluidos, Cardales 1 Norte.

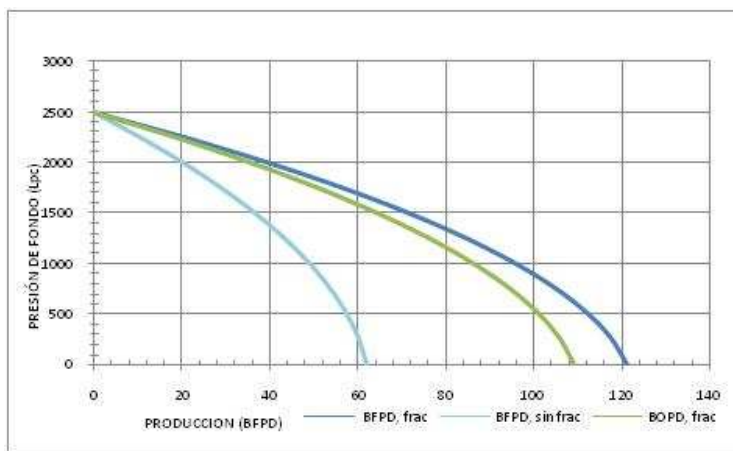


Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

La grafica representa claramente como la fuerte declinación del pozo motiva la estimulación realizada, la cual muestra resultados positivos. Por otro lado el cañoneo adicional muestra de qué manera se logra estabilizar la producción con el tiempo. A su vez se logra identificar el bajo comportamiento del corte de agua.

Comportamiento del índice de productividad del pozo.

Figura 39. IPR pozo Cardales 1 Norte.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Después del fracturamiento el pozo mostro una producción promedio de 118 BPPD con un corte de agua del 3% a una Pwf de 90 psi, lo cual es acorde con el IPR generado posteriormente al fracturamiento.

Llanito 130: Fecha de fracturamiento 2 de Junio de 2009

Aspectos a tener en cuenta para la evaluación.

El fracturamiento del pozo se llevo a cabo durante el completamiento. Previo a la operación de fracturamiento se realizó evaluación selectiva al intervalo 6215 ft - 6227 ft. Con nivel sostenido a una profundidad de 4200 ft se recuperó un volumen total de fluido de 161 bbls con un BSW del 1.4%, en un tiempo efectivo de 11 horas.

El día 30 mayo, se realizó el Fracturamiento Hidráulico del intervalo 6215 ft - 6227 ft de la formación Mugrosa B.

Condiciones de operación del sistema de levantamiento (BM) posterior al fracturamiento:

Profundidad de la bomba: 6001'

Pistón: 2-3/4"

Strokes por minuto: 6,52

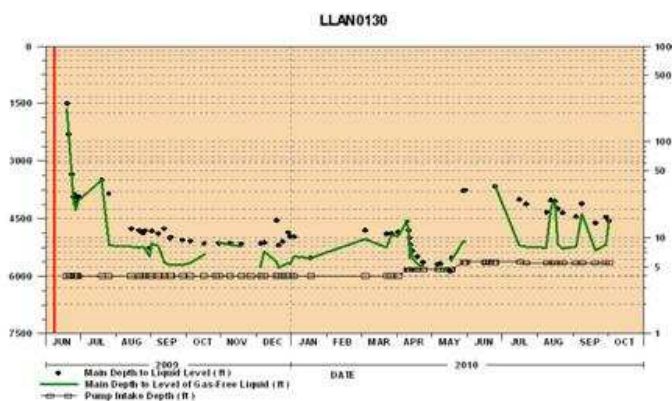
Recorrido de la bomba: 149

Capacidad de desplazamiento: 685 barriles/día con 80% de eficiencia.

La capacidad de desplazamiento es alta en contraste con los demás pozos de la zona, esto se debe a un alto potencial del pozo, gracias a las buenas permeabilidades y espesores de los intervalos fracturados.

Comportamiento del nivel de fluido líquido.

Figura 40. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Cardales 1N.

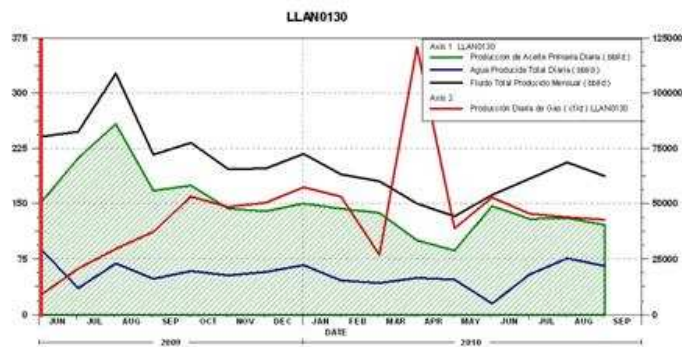


Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

En el grafico de niveles se puede observar que el pozo registra un buen nivel al empezar su producción, sin embargo decae rápidamente hasta llegar a estabilizarse en 5300 pies.

Comportamiento de la producción. De acuerdo a la capacidad de extracción con la que inicia el pozo se obtiene una producción de fluidos proporcional, pero debido a la caída drástica del nivel los strokes por minuto fueron reducidos hasta el punto en el que el caudal se estabilizo en 190 BFPD, con un corte de agua del 25%, para una producción de petróleo de 142 barriles por día.

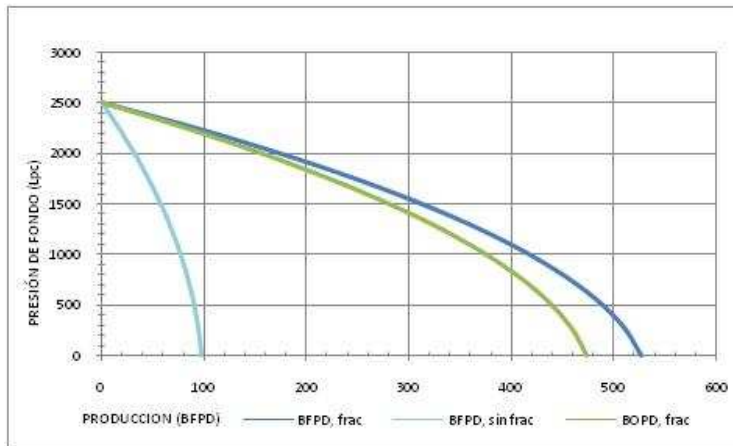
Figura 41. Curva de producción de fluidos, Llanito 130.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Comportamiento del índice de productividad del pozo. De acuerdo a lo observado en cuanto al cambio del índice de productividad del pozo se puede apreciar que el fracturamiento logro cambiar el potencial del pozo de manera sustancial.

Figura 42. IPR pozo Llanito 130.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Galán 133. Fecha de fracturamiento 29 de Octubre de 2008.

Aspectos a tener en cuenta para la evaluación. El pozo Galán 133 fue puesto en producción el día 23 de marzo de 2008. Inicialmente produjo de los intervalos cañoneados desde 5446 ft hasta 5904 ft (43 ft efectivos) y el intervalo 6196 ft - 6202 ft, de la formación Mugrosa B.

La producción inicial fue de 85 BPPD, cayendo después de 5 meses a una promedio de 38 BPPD. El corte de agua durante esta etapa de producción se mantuvo alrededor del 1 %.

Luego de este descenso en la producción se decidió cañonear una nueva zona correspondiente a los intervalos 6126- 6140 ft, 6154- 6162 ft y 6164- 6174 ft de la formación Mugrosa B, para luego estimularla mediante Fracturamiento Hidráulico.

El día 20 de octubre se inicio una prueba de restauración de presión por un tiempo de 60 horas. Al final de la prueba se obtuvo una máxima presión de cierre de 1460 psi.

Condiciones de operación del sistema de levantamiento (BM) posterior al fracturamiento:

Profundidad de la bomba: 5916'

Diámetro del pistón: 1-1/2"

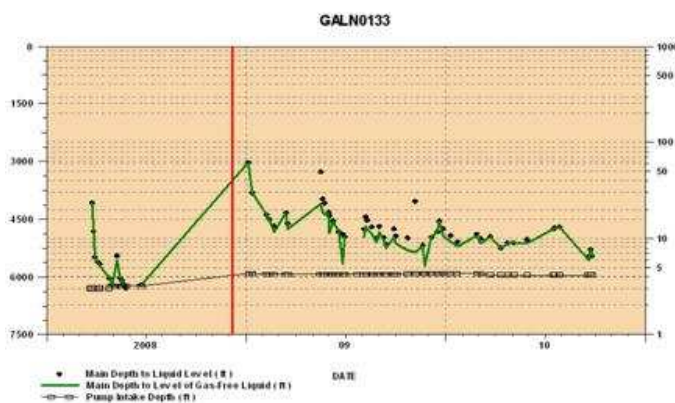
Strokes por minuto: 5,8

Recorrido Unidad: 104"

Capacidad de desplazamiento: 126 barriles/día con 80% de eficiencia.

Comportamiento del nivel de fluido liquido. En la grafica de niveles se puede observar la respuesta positiva posterior al fracturamiento, obteniéndose niveles de fluido a 2900 pies hasta llegar a estabilizarse a 5000 pies aproximadamente.

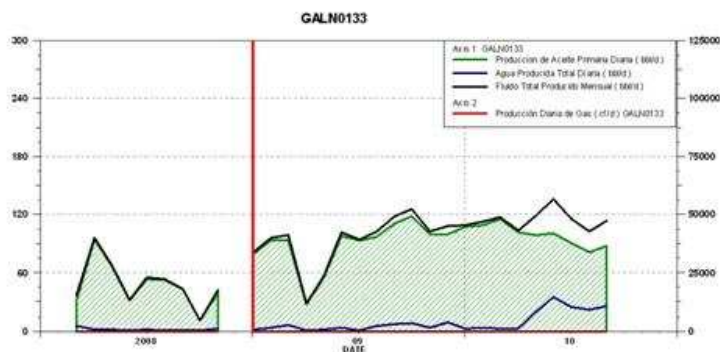
Figura 43. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Cardales 1N.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Comportamiento de la producción.

Figura 44. Curva de producción de fluidos, Galán 133.

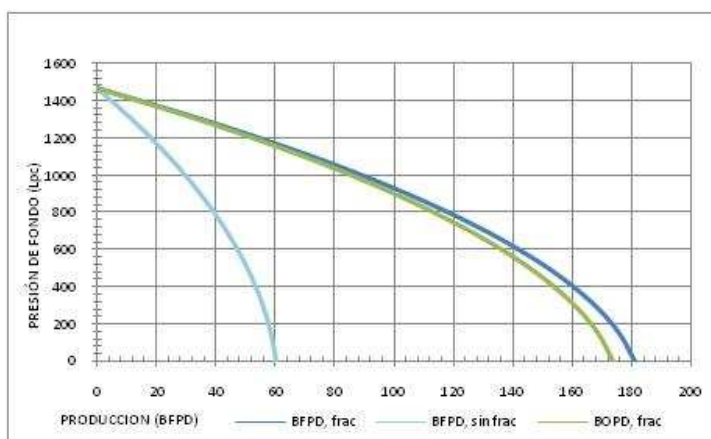


Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

El pozo después de la estimulación llegó a tener un potencial de alrededor de 100 BPPD como se puede apreciar en la gráfica. En cuanto a la producción de agua se mantuvo estable hasta abril de 2010 donde esta se incrementa, lo cual es un comportamiento típico del campo.

Comportamiento del índice de productividad del pozo.

Figura 45. IPR pozo Galán 130.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Se puede resaltar un gran cambio en cuanto al comportamiento de IPR, ya que al no ser estimulado el pozo no se podrían lograr caudales superiores a 60 BFPD. Por lo tanto se logra justificar de manera clara el fracturamiento hecho.

Galán 137. Fecha de fracturamiento 15 de Octubre de 2008

Aspectos a tener en cuenta para la evaluación.

El pozo Galán 137, es productor de crudo de las formaciones Toro Shale y Mugrosa B, las cuales fueron fracturadas desde su completamiento inicial, en Octubre de 2008.

Condiciones de operación del sistema de levantamiento (BM) posterior al fracturamiento:

Profundidad de la bomba: 6040.

Diámetro del pistón: 1-3/4"

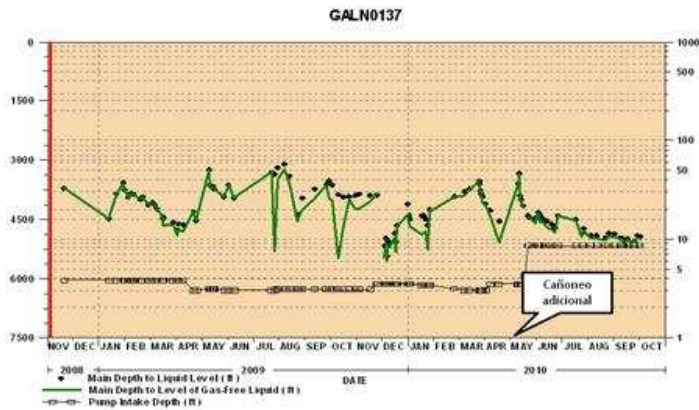
Strokes por minuto: 6

Recorrido Unidad: 149

Capacidad de desplazamiento: 255 barriles/día con 80% de eficiencia.

Comportamiento del nivel de fluido liquido. Según el comportamiento del nivel del pozo, se puede observar que aunque cae rápidamente se observan recuperaciones constantes lo cual se debe a las variaciones constantes en las capacidades de extracción y a fallas en el sistema de levantamiento. Cabe resaltar que el buen aporte del pozo juega un papel muy importante en dicha recuperación de nivel.

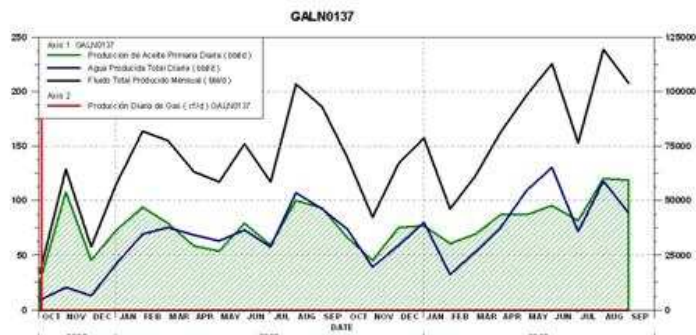
Figura 46. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Galán 137.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Comportamiento de la producción.

Figura 47. Curva de producción de fluidos, Galán 137.



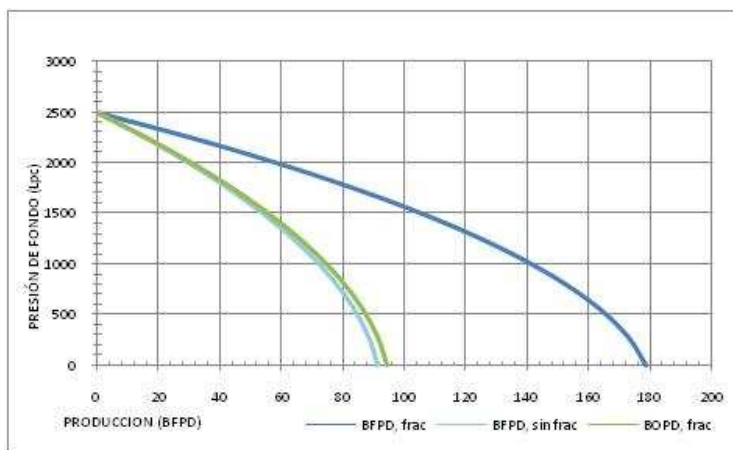
Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

A pesar que el pozo inicia con un caudal relativamente alto este tiende a oscilar como respuesta a las variaciones en la capacidad de extracción y a las fallas en el sistema de levantamiento.

Por otra parte el pozo inicia con un corte de agua aproximado del 20% el cual dos meses después comienza su asenso hasta llegar a estabilizarse aproximadamente en el 50%. En la actualidad el pozo produce alrededor de 200 BFPD (100 BPPD) gracias a los buenos resultados en la estimulación y a un cañoneo adicional realizado en mayo de 2010.

Comportamiento del índice de productividad del pozo.

Figura 48. IPR pozo Galán 137.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

En términos del índice de productividad, se puede observar que el fracturamiento generó un IPR que aproximadamente dobla el valor base.

Gala 9. Fecha de fracturamiento 24 de Diciembre de 2008

Aspectos a tener en cuenta para la evaluación:

El pozo empezó producción a comienzos de mayo de 2006, produciendo de varios intervalos de la formación Mugrosa B y Mugrosa C. Inicialmente produjo 400 BFPD con un corte de agua del 15%, decayendo rápidamente hasta presentar un promedio 180 BFPD con un corte de agua del 50% Bsw en los meses previos al fracturamiento.

El fracturamiento se llevo a cabo a finales del 2008 en el intervalo 6511 – 6535 de la formación Mugrosa C. Posterior al fracturamiento se dejo el pozo en bombeo Mecánico con el siguiente diseño:

Profundidad de la bomba: 5324

Diámetro del pistón: 2-1/4”

Strokes por minuto: 6,4

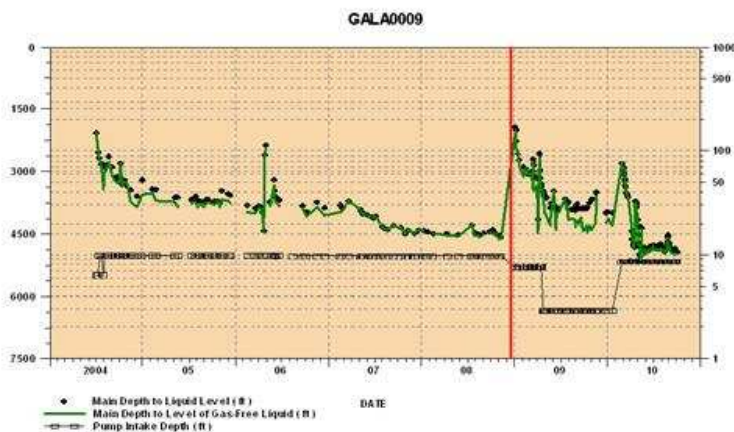
Recorrido de la unidad: 141

Capacidad de desplazamiento: 426 barriles/día con 80% de eficiencia.

La unidad se dejo con una alta capacidad de desplazamiento, pues se esperaba obtener una alta producción a raíz del fracturamiento, similar a la observada cuando el pozo empezó a producir.

Comportamiento del nivel de fluido liquido.

Figura 49. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Galán 137.

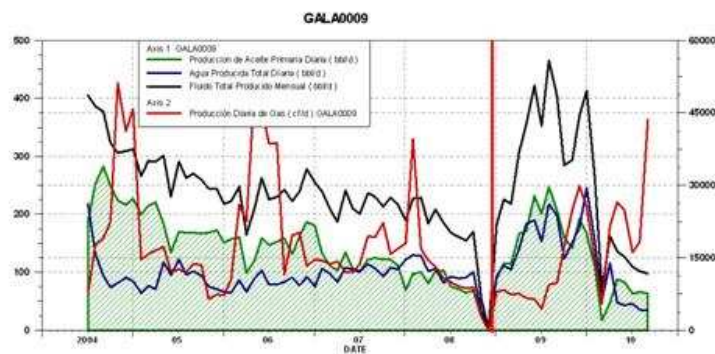


Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Según lo observado en la grafica de niveles la estimulación arrojó los resultados esperados en cuanto al nivel de aporte de fluidos al pozo, logrando superar el nivel obtenido durante su completamiento inicial.

Comportamiento de la producción.

Figura 50. Curva de producción de fluidos, Gala 9.

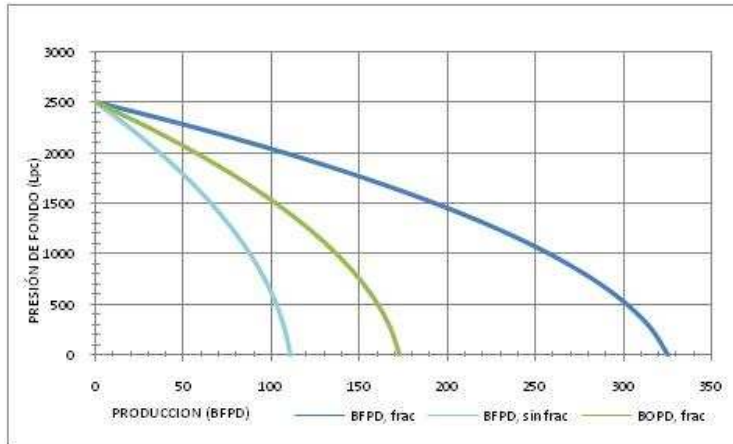


Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Se puede apreciar en la grafica que aunque el corte de agua se mantuvo después de la estimulación, la producción bruta del pozo se incremento notablemente llegando a tener caudales de petróleo cercanos a los 250 barriles por día.

Comportamiento del índice de productividad del pozo. El comportamiento del índice de productividad antes y después de la estimulación corrobora el éxito de fracturamiento.

Figura 51. IPR pozo Gala 9.



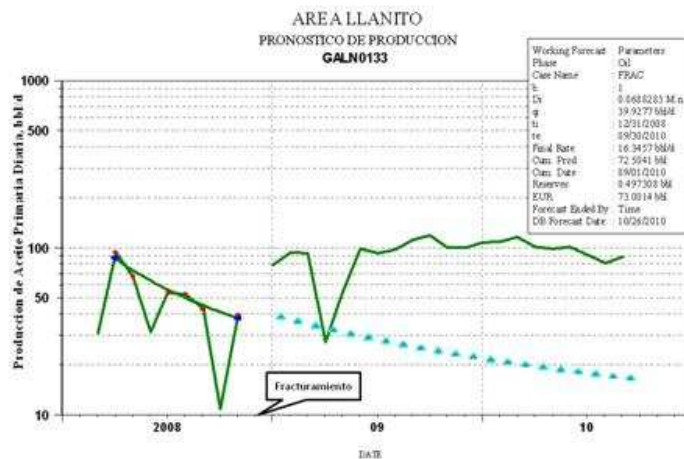
Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

3.4 PRODUCCION INCREMENTAL ASOCIADA A LOS TRABAJOS DE FRACTURA

Con el fin de evaluar los resultados obtenidos en cuanto a los incrementales de producción asociados a los trabajos de fractura realizados en los diferentes pozos, se llevó a cabo la búsqueda de la diferencia en acumulado de la producción al mes de septiembre de 2010 entre los escenarios con estimulación y sin estimulación.

Para el escenario donde no se estimula el pozo se empleó la aplicación OFM (OilField Manager), con el cual se realizó el pronóstico de la producción básica a obtener de cada uno de los pozos, tomando como base una declinación hiperbólica, la cual es la definida para el campo gracias al empuje parcial lateral de agua con el que este cuenta. A continuación se muestra un ejemplo del análisis hecho y los resultados obtenidos.

Figura 52. Pronóstico de producción Galán 133.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

La grafica nos muestra en el pronóstico, el comportamiento de la producción del pozo Galan 133 dado el caso en el que el pozo no se hubiese estimulado y a su vez el comportamiento real de la producción del mismo después del fracturamiento. La siguiente tabla también obtenida del análisis hecho caracteriza este comportamiento.

De esta manera se logra obtener el caudal (16 Bbl/d), la producción mensual (497 Bbl) y el acumulado del pozo (15.770 Bbls) comprendido entre la fecha de fractura y septiembre de 2010, para el escenario donde no se estimula.

De igual manera para el escenario donde se estimula el pozo, mediante el uso de esta herramienta se puede calcular el acumulado de la producción del mismo a partir de la fecha del fracturamiento hasta el mes de septiembre de 2010. Cabe resaltar que este dato se obtiene de la producción real del pozo.

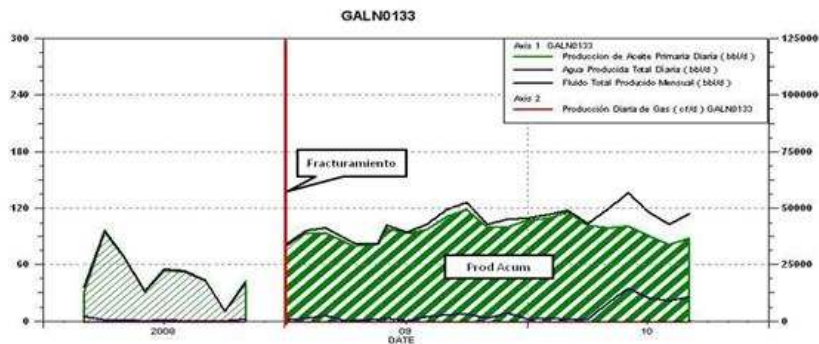
Tabla 11. Declinación de producción del pozo Galán 133.

FRAC: GALN0133						
Equation=		$q = 39.9277 / (1.0 + 1 * 0.0688283 * t)$				
		t = Months from 2008/12/31				
Time (Months)	Date	Instant. Rate (bbl/d)	Average Rate (bbl/d)	Monthly Volume (bbl)	Cumulative Volume (bbl)	Schedule
1	31/01/2009	37,31	38,59	1.196	1.196	# 1
2	28/02/2009	35,23	36,25	1.015	2.211	# 1
3	31/03/2009	33,18	34,18	1.060	3.271	# 1
4	30/04/2009	31,41	32,27	968	4.239	# 1
5	31/05/2009	29,76	30,57	948	5.187	# 1
6	30/06/2009	28,33	29,04	871	6.058	# 1
7	31/07/2009	26,99	27,65	857	6.915	# 1
8	31/08/2009	25,77	26,37	817	7.733	# 1
9	30/09/2009	24,69	25,22	757	8.489	# 1
10	31/10/2009	23,66	24,17	749	9.238	# 1
11	30/11/2009	22,75	23,2	696	9.934	# 1
12	31/12/2009	21,87	22,3	691	10.626	# 1
13	31/01/2010	21,06	21,46	665	11.291	# 1
14	28/02/2010	20,38	20,72	580	11.871	# 1
15	31/03/2010	19,68	20,03	621	12.492	# 1
16	30/04/2010	19,04	19,36	581	13.073	# 1
17	31/05/2010	18,43	18,73	581	13.654	# 1
18	30/06/2010	17,87	18,14	544	14.198	# 1
19	31/07/2010	17,32	17,59	545	14.743	# 1
20	31/08/2010	16,81	17,07	529	15.272	# 1
21	30/09/2010	16,35	16,58	497	15.770	# 1

Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Siguiendo el ejemplo del pozo Galán 133 este acumulado corresponde a 60.736 Bbls, resaltado en la siguiente grafica.

Figura 53. Producción acumulada pozo Galán 133.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

De esta manera al realizar la diferencia entre el pronóstico del acumulado de la producción básica (sin estimulación) y la producción acumulada después del fracturamiento se obtiene la producción incremental (Igualmente se tiene en cuenta la producción asociada a la zona nueva encaso de no fracturarse). Por lo tanto para el pozo Galán 133 el incremental asociado a la estimulación seria de 19,785 Bbls.

De igual manera se realizo este análisis para cada uno de los pozos estimulados para los cuales ya se contaba con una historia de producción básica. La tabla numero 11 contiene la información para los pozos que cumplen esta condición.

En el caso de los pozos que fueron fracturados durante su completamiento, la evaluación del petróleo incremental asociado a las estimulaciones se llevo a cabo teniendo en cuenta la diferencia entre la producción real obtenida durante el tiempo que se produce el intervalo fracturado y la producción que se tenía pronosticada para el pozo en el escenario donde se completa sin fractura.

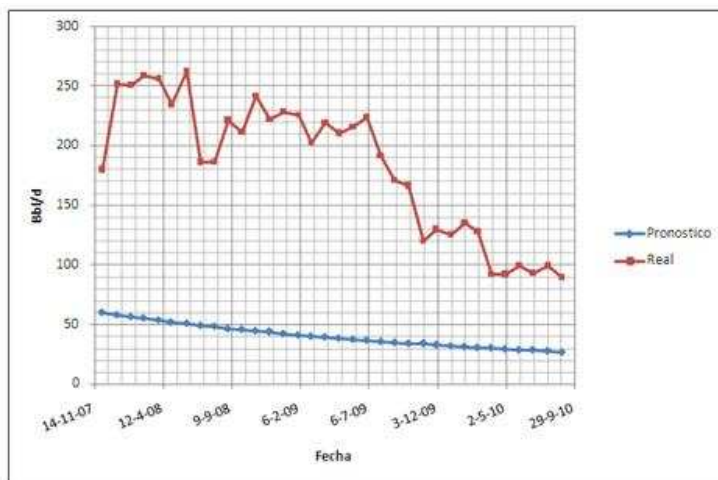
La producción que se tenía pronosticada con su respectivo acumulado se calculo mediante la declinación hiperbólica, donde sus respectivas variables corresponden a un caudal inicial (evaluación del índice de productividad), una declinación (definida para el campo) y un coeficiente de ajuste b (definido para el campo). A manera de ejemplo se muestra a continuación el análisis hecho para el pozo Llanito 114.

Para el pozo Llanito 114 el caudal inicial pronosticado correspondía al valor de 62 BPPD, la declinación definida fue del 3% N.m. y el coeficiente de ajuste b a 0,5.

La siguiente grafica muestra el comportamiento pronosticado para el pozo y la producción real obtenida. De esta manera se tendría que el caudal final y el acumulado pronosticado a septiembre de 2010 serian respectivamente 27 Bbl/d y 18.901 Bbls. Por lo tanto y contando con la información real acumulada a la misma fecha de 165.569 Bbls (con fractura) se logra obtener el incremental asociado

mediante la diferencia como se había dicho anteriormente, que para este pozo correspondería a 146.668 Bbls.

Figura 54. Pronostico del pozo Llanito 114.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

La tabla numero 12 condensa la información correspondiente a los pozos que cumplen con esta condición. De esta manera se logra concluir que el incremental asociado a todos los trabajos de fractura es de 434.725 Bbls.

Tabla 12. Incremental de pozos estimulados para los cuales ya se contaba con una historia de producción básica.

Pozo	Fecha de fracturamiento	Pronosticos de la Basica				Produccion real con fractura				Incremental [Bbl]
		Qi [Bbl/d]	Qf [Bbl/d]	Acumulado [Bbl]	Limite Economico	Fecha limite hasta la que produce la zona fracturada	Qi [Bbl/d]	Qf [Bbl/d]	Acumulado [Bbl]	
Cardales 3	19/12/2005	20	2	2.985	No se alcanza	01/09/2009	87	40	94.465	91.480
Cardales 1N	20/08/2008	25	2	1.954	28/02/2009	01/03/2009	150	80	8.726	6.772
Llanito 97	12/09/2006	20	9	22.607	No se alcanza	Actualmente	150	50	69.564	46.957
Gala 9	24/12/2008	63	23	26.477	No se alcanza	Actualmente	100	62	51.514	25.037
Galán 133	29/10/2008	40	16	15.770	No se alcanza	Actualmente	90	85	35.555	19.785
Yuma 1	26/05/2007	13	2	7.102	31/08/2010	Actualmente	50	13	10.780	3.678
Total=									193.709	

Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Tabla 13. Incremental de los pozos que fueron fracturados durante su completamiento.

Pozo	Fecha de fracturamiento	Pronósticos de la Básica				Producción real con fractura				Incremental [Bbl]
		Qi [Bbl/d]	Qf [Bbl/d]	Acumulado [Bbl]	Limite Económico	Fecha limite hasta la que produce la zona fracturada	Qi [Bbl/d]	Qf [Bbl/d]	Acumulado [Bbl]	
Llanito 112	01/04/2007	39	25	14.696	No se alcanza	01/07/2008	81	35	29.400	14.704
Llanito 114	11/12/2007	62	27	18.901	No se alcanza	Actualmente	227	90	165.569	146.668
Llanito 115	30/08/2007	46	19	32.042	No se alcanza	Actualmente	150	27	63.393	31.351
Llanito 116	08/08/2007	64	26	45.351	No se alcanza	Actualmente	160	41	67.159	21.808
Llanito 130	02/06/2009	144	94	54.262	No se alcanza	Actualmente	311	122	73.027	18.765
Galán 137	15/10/2008	80	47	35.962	No se alcanza	01/05/2010	108	123	43.682	7.720
Total=									241.016	

Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

4. EVALUACIÓN DEL NÚMERO DE PROPANTE PARA EL CALCULO DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD

En este capítulo se construye el modelo técnico de evaluación de cada fracturamiento hidráulico, basado en la metodología del Diseño Unificado de fractura. El objetivo es evidenciar similitudes entre los resultados teóricos de cada fracturamiento y el índice de producción real post fractura calculado en el Capítulo 3.

El concepto de número de propante es un valor ampliamente usado para la evaluación de la calidad de fracturas hidráulicas. Fue introducido por Valko y Economides como un medio para evaluar la calidad de fractura conseguida.

Su ecuación es:

$$Np = Ix Cfd^2 \quad \text{Eq. (1)}$$

$$Ix = \frac{2X_f}{X_e} \quad \text{Eq. (2)}$$

$$Cfd = \frac{K_f w}{K X_f} \quad \text{Eq. (3)}$$

Donde:

Ix Radio de penetración

Cfd Conductividad adimensional de la fractura

Np Numero de propante

X_f Extensión de la fractura,

El valor que se tiene en cuenta es la extensión de la fractura propantada, es común que esta sea levemente menor que la longitud total, sin embargo debido a la geomecánica la fractura no propantada se cerrará con el paso del tiempo.

Este valor hace referencia solo a un ala de la fractura, por ende se multiplica por 2 para considerar la longitud total de la fractura (las 2 alas).

X_e Extensión del yacimiento

K_f Permeabilidad de la fractura

W Ancho final de la fractura (propantada)

K Permeabilidad de la formación

Una vez se ha obtenido el número de propante se calcula el valor J_d , este valor representa el incremento en el índice de productividad generado por la fractura.

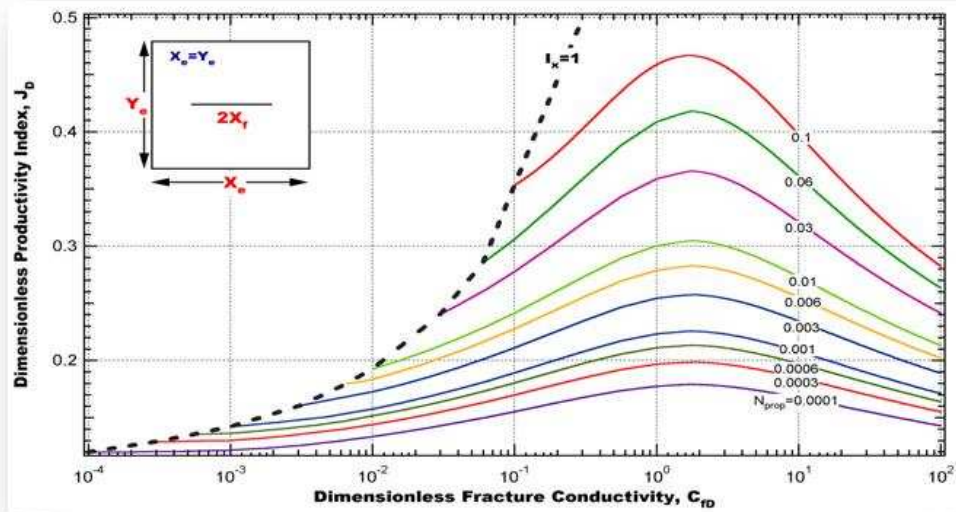
El J_d se obtiene a partir de las gráficas 55 y 56, en la cual se manejan los conceptos de I_x , C_{fd} y N_p .

Las siguientes gráficas dan solución para $N_p \leq 1$, (figura 1 y 2) y $N_p \geq 1$, respectivamente, en yacimientos de forma cuadrada.

Lo importante del concepto es que cada número de propante está relacionado a un máximo y único índice de productividad el cual corresponde a la óptima conductividad de fractura.

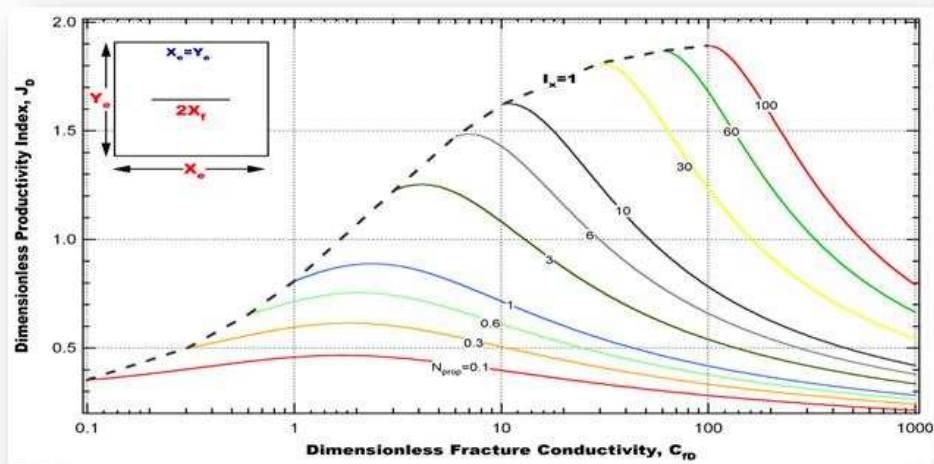
Todos los datos anteriormente mencionados hacen parte del informe final de fractura entregado por la empresa Bj Services. Los trabajos se encuentran clasificados según la formación en la cual se llevaron a cabo las fracturamientos.

Figura 55. J_D para número de propante $< 0,1$.



Fuente. ECONOMIDES, Michael J., OLIGNEY R., y, VALKÓ P. Unified Fracture Desing. 2002.

Figura 56. J_D para número de propante $> 0,1$.



Fuente. ECONOMIDES, Michael J., OLIGNEY R., y, VALKÓ P. Unified Fracture Desing. 2002.

Tabla 13. Resultados del cambio del índice de productividad post fractura.

Fracturamiento	Xf (pies)	Xe (pies)	Kf*w (md*ft)	K md	Ix	Cfd	Np	JD	IP sin frac	IP post fr
MUGROSA										
Gala 9	160,1	1600	4612	4,5	0,2001	6.402	0,256	0,45	0,015	0,0333
Gala 13	162	1620	3343,5	20	0,2000	1.032	0,041	0,31	0,018	0,0581
Gala 17	102,58	1020	4054,4	37	0,2011	1.068	0,043	0,27	0,032	0,1185
Llanito 110	136,5	1364	3556	4	0,2001	6.513	0,261	0,5	0,025	0,0500
Llanito 115	245,38	2440	9908,2	30	0,2011	1.346	0,054	0,4	0,021	0,0525
Llanito 116	245,38	2452	9908,2	20	0,2001	2.019	0,081	0,44	0,018	0,0409
Llanito 117*										
Llanito 117 (2 int)	198,56	1984	1650,3	1	0,2002	8.311	0,333	0,56	0,03	0,0536
Llanito 130	59,97	596	6663	55	0,2012	2.020	0,082	0,44	0,54	1,2273
Llanito 130 (2 int)*										
Galán 133	55,18	548	4640	40	0,2014	2.102	0,085	0,45	0,06	0,1333
Galán 134	94	932	13083	19	0,2017	7.325	0,298	0,56	0,12	0,2143
Galán 137	171,26	1700	4064	8	0,2015	2.966	0,120	0,48	0,09	0,1875
Cardales 1N	55,976	556	5010,9	140	0,2014	0,639	0,026	0,21	0,034	0,1619
TORO SHALE										
Gala 1E	308	3080	1845,7	4,1	0,2000	1,4616	0,0585	0,48	0,06	0,1250
Gala 11	327,43	3240	813,51	3,2	0,2021	0,7764	0,0317	0,34	0,02	0,0588
Llanito 97	300,5	3000	1212,8	3	0,2003	1,3453	0,0540	0,38	0,02	0,0526
Llanito 103	65,6	656	457,19	3	0,2000	2,3231	0,0929	0,76	0,07	0,0921
Llanito 107	390,27	3880	2649,9	20	0,2012	0,3395	0,0137	0,38	0,05	0,1316
Llanito 110 (2 int)*										
Llanito 117 (3 int)	303,26	3000	3299,1	23	0,2022	0,4730	0,0193	0,42	0,03	0,0714
Galán 135	230,9	2308	1436,9	3	0,2001	2,0743	0,0830	0,44	0,05	0,1136
Galán 137	115,74	1152	3008,4	10	0,2009	2,5993	0,1049	0,76	0,09	0,1184
Cardales 1	302,99	3000	2421,4	19	0,2020	0,4206	0,0172	0,48	0,01	0,0208
Cardales 3	209,96	2000	4116	15	0,2100	1,3069	0,0576	0,39	0,02	0,0513
Yuma 1	96,48	960	4802,4	21	0,2010	2,3703	0,0958	0,75	0,09	0,1200
ESMERALDAS										
Llanito 112	267,38	2672	4587,9	18	0,2001	0,9533	0,0382	0,36	0,06	0,1667
Llanito 114	381	3780	4225,1	50	0,2016	0,2218	0,0090	0,27	0,041	0,1519

Fuente. Los autores. Aplicación del Diseño Unificado de Fractura con los datos reportados.

* Los asteriscos representan aquellos intervalos en los cuales no se adjunta reporte de geometría de fractura por parte de Bj Services, por lo tanto no es factible realizar el análisis.

4.1 Extensión de la fractura. El valor de extensión de la fractura es en promedio 200 pies, valor bajo para fracturas en formaciones de baja permeabilidad.

Los fracturamientos llevados a cabo en la formación Toro Shale son en promedio los de mayor extensión de fractura, comparados con los realizados en la formación Mugrosa, esto debido a las bajas permeabilidades de la formación Toro Shale, por lo cual desde el mismo diseño se busca una mayor extensión de fractura para asegurar una mayor productividad por parte de la zona estimulada.

En el caso de los pozos Llanito 130, Galán 133 y Cardales 1N se obtuvieron extensiones de fractura bajas (aproximadamente de 57 pies) en contraste con el promedio de 200 pies, esto se debe a que los intervalos fracturados de estos pozos presentaban permeabilidades buenas (55 md, 40 md, 140 md respectivamente). Cuando el intervalo presenta una baja permeabilidad se busca una fractura larga y delgada, en un intervalo de alta permeabilidad se busca una fractura corta y ancha.

El pozo Llanito 103 tiene una pequeña extensión de fractura (65,6 ft), debido a que en este trabajo se presentó un screen out, el largo de fractura fue de 140 ft, sin embargo solo 65 de estos fueron alcanzados por el agente de soporte.

4.2 Extensión del yacimiento. La extensión del yacimiento tiene 2304 pies de radio en promedio por pozo, resultado de drenar un área de 40 acres. Este parámetro es el de mayor incertidumbre debido a la geología del yacimiento, atribuida a su depositación meandriforme, lo cual genera canales de arena de diversas extensiones.

4.3 Conductividad de la fractura. La conductividad de la fractura es reportada en el informe de la prestadora de servicios.

Puede definirse como el producto del ancho soportado por la permeabilidad del manto de agente de sostén de la fractura. Es una medida de la capacidad de flujo y comúnmente se expresa en md-pie.

En yacimientos de baja permeabilidad como los fracturados, es más significativa la longitud empaquetada que la conductividad de fractura obtenida.

En contraste, las conductividades de fractura observadas son de 5819 md-ft en promedio, y son solo 3 los pozos que alcanzan conductividades superiores a 9000 md-ft, los 3 pozos fueron fracturados en Mugrosa (zona C).

4.4 Permeabilidad de formación. Las permeabilidades promedio son bajas (160 md) en estas formaciones, razón por la cual se buscan fracturas extensas.

Se puede comprobar que las permeabilidades de la formación Toro Shale (13 md en promedio) son más bajas que las de la formación Mugrosa (34 md en promedio) o la formación Esmeraldas (34 md en promedio).

4.5 Índice de Penetración. Este valor no puede ser mayor a 1, puesto que da una referencia de la extensión de la formación en contacto la fractura. Para comparar los resultados que se obtuvieron, y a falta de un modelo geológico robusto, el valor manejado es constante en la totalidad de los pozos, con un valor de 0,2. Esto quiere decir que el 20% de la extensión de la arena es contactada por la fractura. Este 20% es resultado de correlaciones geológicas en cuerpos arenosos fracturados continuos y se extiende para todos los pozos. Basados en este valor se generan resultados de Cfd lógicos y representativos para la totalidad de las fracturas.

4.6 Conductividad adimensional de fractura. Este es uno de los conceptos más usados para relacionar las condiciones de la roca previa y posterior a la fractura. En el 2002 se introdujo el concepto de “Diseño de fractura unificado” (UFD por sus siglas en ingles)⁴. Mediante el cual se determino que el Cfd optimo para una penetración pequeña en cualquier formación ($lx < 1$) es de 1.6.

En este valor la productividad es máxima, por lo cual un valor superior a este puede llevar a invertir en un costo innecesario.

En la formación Mugrosa las fracturas tienen un Cfd promedio de 3. Muy superior al valor recomendado. Esto se debe principalmente a la corta extensión de fractura.

En contraste, la formación Toro Shale muestra fracturas con valores de Cfd promedio de 1,41. Un valor muy cercano al óptimo, indicando que se tiene una calidad buena de fractura. Al observar la tabla se puede concluir que esto es debido en gran parte a una mayor extensión de la fractura.

Por último, los 2 pozos fracturados de la formación Esmeraldas, presentan un Cfd muy bajo (0,58 en promedio). Dado que se tiene una mejor permeabilidad que en la mayoría de los otros pozos, se puede deducir que las fracturas son muy extensas y por ende el valor Cfd obtenido está muy por debajo del óptimo.

4.7 Número de Propante. El valor del número de propante fue también introducido en el “Diseño unificado de fractura”. Este valor se usa para calcular el Jd, incremento del índice de producción tras la fractura. Su valor óptimo es de 6.3 cuando la fractura alcanza el límite del yacimiento. ($lx = 1$), puesto que una vez el numero de propante excede este valor, el lx permanecerá en 1 y empezara a crecer el ancho de la misma, lo cual no es optimo para rocas de baja permeabilidad.

⁴ M. ECONOMIDES et al. “Unified fracture design”: method for optimizing fracture Design for a given volume of proppant, 2002, p 2.

En fracturas de penetración pequeña, existe un valor óptimo de índice de productividad adimensional para un número de propante dado. Por lo tanto no existe un valor óptimo de número de propante en estos casos, sino un J_d óptimo para este.

Dado que todas las fracturas son de penetración pequeña, no existe un valor óptimo. El N_p promedio en la formación Mugrosa es de 0,140 debido a los altos valores obtenidos de C_{fd} .

Debido a que se tiene un valor fijo para el índice de penetración ($I_x \approx 0,2$), la variación en los N_p es debida únicamente al valor de C_{fd} . Es por esto que el N_p promedio de la formación Toro Shale es de 0,057, puesto que como se señaló anteriormente los C_{fd} 's obtenidos son de menor valor en esta formación.

De igual forma, los C_{fd} 's de la formación Esmeraldas son bajos, y su N_p promedio es de 0,023.

4.8 Índice de productividad adimensional. Este valor es el objetivo del estudio del número de Propante. Indica el porcentaje de aumento en el J original del pozo. Para las formaciones Mugrosa, Toro Shale y Esmeraldas se tienen valores promedio de 0.42, 0.51 y 0,31 respectivamente. Como se puede observar el mejor J_d promedio es el de la formación Toro Shale, debido a los buenos resultados obtenidos en esta.

La formación Mugrosa tiene un J_d promedio más bajo a causa de los altos valores de C_{fd} , y la formación Esmeraldas presenta el valor más bajo igualmente a causa del C_{fd} promedio. Lo cual demuestra la importancia de obtener un valor cercano a 1.6 en este parámetro.

4.9 Índice de productividad original. Este es el índice de productividad previo al fracturamiento, debido que se tienen permeabilidades bajas y a las características

de los yacimientos, los IP de toda el área son bajos. Las 3 formaciones presentan valores de IP similares, de alrededor de 0,06. Esta fue una de las razones por las cuales se inicio la campaña de fracturamiento hidráulico, para maximizar la productividad de los campos.

4.10 Variación en el índice de productividad. Solo se tienen 6 pozos con un número de propante igual o mayor a 0,1 (Gala 9, Llanito 110, Llanito 117, Galán 134 y Galán 137) en los cuales el Jd no puede ser mayor a 0,5 en la mayoría de los casos.

Por lo tanto, los IP resultantes son bajos, presentándose valores muy similares para todas las fracturas. En promedio 0,1943 para la formación Mugrosa, 0,0869 para la formación Toro Shale, y 0,1593 para la formación Esmeraldas.

Este bajo IP resultante es debido a factores como:

- Las cortas extensiones en la mayoría de fracturas y por ende bajo índice de penetración, lo cual genera un bajo número de propante.
- La baja permeabilidad original presente en la zona, causal de que el IP original sea muy bajo.
- Extensos yacimientos generados por arenas con depositación meandriformes.
- Las elevadas cantidades de propante, las cuales generaron valores de CFD por encima de los recomendados para estos casos de baja penetración de fractura.

Con base en esta información podemos comparar el IP (NP) del número de propante con los IP calculados en el Capítulo 3 originados a partir de las pruebas de producción (PP). Para realizar esta comparación, tomamos una muestra de pozos fracturados con resultados positivos de productividad y obtuvimos el error.

Formación Esmeraldas

Llanito 112	IP (PP 0,148 Bbl/Psi)	IP (NP 0,1667 Bbl/Psi)	Error 0,11
Llanito 114	IP (PP 0,16 Bbl/Psi)	IP (NP 0,1519 Bbl/Psi)	Error 0,05

Formación Mugrosa

Gala 9	IP (PP 0,116 Bbl/Psi)	IP (NP 0,0333 Bbl/Psi)	Error 2,48
Llanito 115	IP (PP 0,084 Bbl/Psi)	IP (NP 0,0525 Bbl/Psi)	Error 0,59
Llanito 116	IP (PP 0,018 Bbl/Psi)	IP (NP 0,0409 Bbl/Psi)	Error 0,59
Galán 133	IP (PP 0,437 Bbl/Psi)	IP (NP 0,1333 Bbl/Psi)	Error 2,28
Galán 137	IP (PP 0,08 Bbl/Psi)	IP (NP 0,1875 Bbl/Psi)	Error 0,57

Formación Toro Shale

Llanito 97	IP (PP 0,082 Bbl/Psi)	IP (NP 0,0526 Bbl/Psi)	Error 0,56
Cardales 3	IP (PP 0,018 Bbl/Psi)	IP (NP 0,0513 Bbl/Psi)	Error 0,64

Se puede concluir que en los pozos Gala 9 y Galán 133 el análisis arroja resultados muy dispersos. A diferencia de los demás pozos, estos dos pozos cuentan con una zona fracturada de múltiples intervalos. El análisis de pozos con múltiples zonas de producción difiere de realizar una fractura en una misma zona, ya que en el primer caso hay diferencias estáticas y dinámicas que afectan los resultados. Por esta razón se recomienda realizar un análisis por zonas recolectando información de evaluaciones selectivas.

Exceptuando los pozos Gala 9 y Galán 133, el error promedio es de 0,44, por lo cual se concluye que el índice de productividad debe continuar siendo analizado basado en pruebas de producción, y el análisis del índice de productividad originado del número de propante, debe ser alimentado con información basada en menos incertidumbre, como pruebas de presión post-frac, ó registros micro-sísmicos.

5. ANÁLISIS ECONOMICO DE LOS FRACTURAMIENTOS HIDRAULICOS REALIZADOS EN EL ACTIVO LLANITO ENTRE 2005 Y 2009

En este capítulo se organizaron los costos del proyecto, con el objetivo de ser comparados con la productividad incremental de la campaña.

5.1 COSTOS ASOCIADOS AL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

5.1.1 Costos operativos. En este valor se tienen en cuenta todos los costos generados por el fracturamiento hidráulico proveídos por la empresa prestadora de servicios, los servicios de precio fijo aquí considerados son los siguientes:

Tabla 15. Costos estándar movilización de Equipos.

MOVILIZACION	VR. UNIT. US\$/DIA
Movilización inicial y desmovilización final de los equipos y personal	2.000,00
Movilización equipos entre pozos para fracturamiento.	85.000,00
Movilización equipos entre Campos para fracturamiento.	20.000,00

Fuente. Bj Services (2009).

Tabla 16. Cargo básico de Equipos.

CARGO BASICO DE EQUIPOS	VR. UNIT. US\$/DIA
Set de equipos para Fracturamiento (Mini Frac y Frac).	10.000,00
Set de equipos para Bombeo de fluidos	8.000,00
Set de equipos para Fracturamiento Química	8.000,00

Fuente. Bj Services (2009).

Tabla 17. Costo estándar Servicios de operación.

SERVICIOS DE OPERACIÓN	VR. UNIT. \$\$/DIA
Cargo por lavado acido de tubería por pozo	1.500,00
Cargo Básico por fracturamiento. Incluye minifrac y Frac.	8.000,00
Cargo por prueba de tubería de Frac	1.500,00
Bombeo de fluidos	3.000,00
Cargo por bombeo de solventes (incluye unidad de bombeo y personal durante 4 días)	3.500,00
Cargo Básico por fracturamiento química.	6.000,00
Cargo por limpieza e inspección de tubería de Fracturamiento	27,00
Cargo por corrida Tubería de fracturamiento	32.000,00

Fuente. Bj Services (2009).

Sin importar las condiciones o duración del fracturamiento, estos valores son fijos para todas las operaciones, el valor total de estos es de USD 187.500.

Los costos variables son los siguientes:

Tabla 18. Costos variables del fracturamiento hidráulico.

DESCRIPCIÓN	VR. UNIT. US\$/DIA
Cargo Básico por Bombeo de Carbolita 20/40 ó 16/20	0,10
Cargo por preparación o mezcla de fluidos de fracturamiento. Incluye mini Frac y Frac	3,00
Carbolita 20/40 o 16/20 (libra)	1,10
Fluido de Fracturamiento Polimérico 30Lb tipo XL-Borate (BlS)	24,00

Fuente. Bj Services (2009).

El total de los fracturamientos es calculado sumado los valores variables según el caso de cada pozo:

Tabla 19. Costos totales de operación.

Pozo	Propante (lbs)	Propante (US \$)	Fluido de fractura(bls)	Fluido de fractura(US \$)	Costo total (US \$)
LLANITO					
Yuma 1	14.676	16.143	336	8.064	211.707
Cardales 1N	48.000	52.800	530	12.720	253.020
Cardales 1	42.345	46.579	632	15.168	249.247
Cardales 3	24.600	27.060	409	9.816	224.376
Llanito 97	26.000	28.600	669	16.056	232.156
Llanito 103	16.500	18.150	292	7.015	212.665
Llanito 107	32.000	35.200	780	18.721	241.421
Llanito 110	36.960	40.656	1.098	26.370	254.526
Llanito 112	58.400	64.240	652	15.648	267.388
Llanito 114	40.650	44.715	763	18.312	250.527
Llanito 115	52.900	58.190	552	13.248	258.938
Llanito 116	59.600	65.560	702	16.857	269.917
Llanito 117	71.208	78.328	2.198	52.761	318.590
Llanito 130	55.250	60.775	761	18.280	266.555
Gala 1E	18.800	20.680	545	13.080	221.260
Gala 9	52.775	58.052	786	18.866	264.418
Gala 11	25.000	27.500	698	16.752	231.752
Gala 13	39.100	43.010	705	16.920	247.430
Gala 17	40.320	44.352	849	20.385	252.237
Galán 133	31.291	34.420	690	16.581	232.384
Galán 134	43.600	47.960	436	10.464	245.924
Galán 135	42.400	46.640	650	15.610	249.750
Galán 137	87.097	95.806	1.389	33.336	316.642
TOTAL					5.772.836

Fuente. Los Autores.

Hay 3 pozos con más de una fractura ejecutada, sin embargo, los costos fijos se mantienen constantes, puesto que todas las fracturas se realizaron en una sola operación.

El costo operativo promedio es de 250.000 dólares, y el total de todos los 23 pozos es de 5.772.836 dólares.

5.1.2 Costos asociados al tiempo de operación. En la siguiente tabla, se reúne la cantidad de días de operación (producción diferida y días de equipo).

El tiempo de producción diferida se obtiene a partir de la diferencia entre las fechas de inicio y fin de la operación reportadas por los supervisores de la operación. Por logística y problemas operativos, varios pozos estuvieron parados esperando equipo de reacondicionamiento, por esta razón, el tiempo de diferida llegó a ser mayor al tiempo de equipo en varios casos.

El tiempo de equipo se obtiene según los reportes presentados diariamente por parte de los supervisores de campo, en el cual se especifica la ubicación actual del equipo y el trabajo que se encuentra en proceso.

Tabla 20. Tiempos totales en cada pozo.

NOMBRE DEL POZO	INICIO	FINAL	TIEMPO DIFERIDA (días)	TIEMPO EQUIPO (días)
YUMA 1	05/07/2006	03/11/2006	121	96
CARDALES 1N	14/07/2008	24/08/2008	41	21
CARDALES 1	28/04/2006	20/06/2006	53	53
CARDALES 3	06/11/2005	30/12/2005	54	54
LLANITO 97	09/08/2006	18/09/2006	40	40
LLANITO 103	26/03/2007	14/04/2007	19	19
LLANITO 107	24/09/2007	07/10/2007	13	13
LLANITO 110	26/06/2007	28/09/2007	94	94
LLANITO 112	14/03/2007	25/03/2007	11	11
LLANITO 114	06/12/2007	22/12/2007	16	11
LLANITO 115	10/08/2007	03/09/2007	24	19
LLANITO 116	06/07/2007	10/08/2007	35	30
LLANITO 117	04/09/2007	05/10/2007	31	26
LLANITO 130	10/05/2009	16/06/2009	37	32
GALA 1 ESTE	12/05/2007	21/12/2007	223	104
GALA 9	11/11/2008	29/12/2008	48	48
GALA 11	07/11/2006	07/12/2006	30	30
GALA 13	26/11/2007	19/12/2007	23	23
GALA 17	14/04/2008	15/05/2008	31	31
GALÁN 133	14/10/2008	06/11/2008	23	23
GALÁN 134	03/02/2008	28/02/2008	25	25
GALÁN 135	29/01/2008	13/02/2008	15	15
GALÁN 137	27/09/2008	22/10/2008	25	20

Fuente. Los Autores.

5.1.3 Costos de equipo. En total se utilizaron 3 equipos para realizar las operaciones previas al fracturamiento, tales como cementaciones, cañoneos ó re cañoneos, evaluaciones, instalación y retiro de diseños de producción y limpieza de carbolita ó arena entre las más importantes.

Estos son los equipos y sus tarifas:

Tabla 21. Tarifas de equipos.

EQUIPOS DIRECTOS		
ECOPETROL WORKOVER RIG	5.892,46	Día
EQUIPO ACTIVO CON CUADRILLA Y TUBERIA PETROWORKS	11.311,00	Día
EQUIPO ACTIVO CON CUADRILLA Y TUBERIA PRIDE	11.361,00	Día

Fuente. Ecopetrol S.A (2009)

Más adelante se especificara pozo / equipo. Los costos fijos por trabajo incluye el costo base de herramientas: USD 3,687. Este comprende los siguientes conceptos: Empaque mod G y AD-1 de 6 5/8" a 7", Scrapper Rotover 6 5/8" to 7" model C-1, y Bridge plug 6 5/8" to 7" model G.

Estos varían ligeramente según el número de días usados, sin embargo debido al bajo valor generado por estos, se decidió utilizar el valor base.

Costo base tratamiento orgánico: USD 77,463. Los fluidos usados son PET (especificados en el capítulo 3) de la empresa PetroCaribe, por lo cual estos valores no se encuentran incluidos en los costos operativos por parte de la empresa Bj Services, responsable de los fracturamientos hidráulicos.

Se calculo un valor promedio de la cantidad de estos fluidos utilizado en los fracturamientos, este valor es de USD 77,463, este valor es asumido constante para todos los fracturamientos debido al ligero margen de desviación que se presenta en todos los casos.

Tabla 22. Costos totales de equipo.

NOMBRE DEL POZO	TIEMPO EQUIPO (días)	EQUIPO USADO	TOTALES (US \$)
YUMA 1	96	Ecopetrol	646.826
CARDALES 1 NORTE	5	Pride 3	137.955
CARDALES 1	53	Ecopetrol	393.450
CARDALES 3	54	Ecopetrol	399.343
LLANITO 97	40	Ecopetrol	316.848
LLANITO 103	19	Pride 3	297.009
LLANITO 107	13	Pride 14	228.843
LLANITO 110	94	Ecopetrol	635.041
LLANITO 112	8	Pride 3	172.038
LLANITO 114	16	Pride 3	262.926
LLANITO 115	24	Pride 3	353.814
LLANITO 116	35	Pride 3	478.785
LLANITO 117	31	Pride 3	433.341
LLANITO 130	37	Ecopetrol	299.171
GALA 1 ESTE	104	Ecopetrol	693.966
GALA 9	48	Petroworks	624.078
GALA 11	30	Ecopetrol	257.924
GALA 13	40	Ecopetrol	316.848
GALA 17	31	Ecopetrol	263.816
GALÁN 133	23	Ecopetrol	216.677
GALÁN 134	25	Pride 3	365.175
GALÁN 135	15	Ecopetrol	169.537
GALÁN 137	25	Ecopetrol	228.462
TOTAL			8.191.885

Fuente. Los Autores.

El promedio de gastos de equipo es de USD 356,168, el valor total de los mismos para todos los pozos fue de USD 8'191,885.53.

5.1.4 Costos por producción diferida. La producción diferida es aquella producción que no se recibe por tener el pozo detenido, debido a la operación que se está llevando a cabo. En este caso la producción diferida es la cantidad de barriles que estaba aportando el pozo antes de la intervención, valor obtenido de

las formas 9 oficiales del ministerio para reporte de producción. Estas fueron las bases para el cálculo de impacto económico a lo largo de todo el proyecto.

Tabla 23. Pérdidas totales por producción diferida.

POZO	TIEMPO DIFERIDA (días)	PRODUCCION DIFERIDA DIARIA (bls)	PERDIDAS TOTALES POR DIFERIDA (bls)	PERDIDAS TOTALES POR DIFERIDA (US \$)
Yuma 1	121	16	1.936	106.480
Cardales 1N	41	85,7	3.513,7	193.253
Cardales 1	53	44	2.332	128.260
Cardales 3	54	100	5.400	297.000
Llanito 97	40	7	280	15.400
Llanito 103	19	7,6	144,4	7.942
Llanito 107	13	140	1820	100.100
Llanito 110	94	23,6	2.218,4	122.012
Llanito 112	11	11	121	6.655
Llanito 114	16	43,6	697,6	38.368
Llanito 115	24	38	912	50.160
Llanito 116	35	31,5	1.102,5	60.637,5
Llanito 117	31	140	4.340	238.700
Llanito 130	32	350	11.200	616.000
Gala 1E	223	0	0	0
Gala 9	48	67	3.216	176.880
Gala 11	30	74	2.220	122.100
Gala 13	23	10	230	12.650
Gala 17	31	10	310	17.050
Galán 133	23	48,1	1.106,3	60.846
Galán 134	25	14	350	19.250
Galán 135	15	4,2	63	3.465
Galán 137	25	120	3.000	165.000
			TOTAL	2.558.209,50

Fuente. Los Autores.

* En el pozo Gala 1E no se manejo producción diferida, puesto que el pozo se encontraba inactivo previo al fracturamiento. El valor en dólares de “pérdidas totales por diferida” es calculado en base a un valor de 55 dólares por barril, el valor de venta que se presenta en los pozos del Activo Llanito.

5.1.5 Costos totales. Tras calcular estos valores, se obtiene el costo total de cada fracturamiento:

Tabla 24. Costos totales de la campaña de fracturamiento hidráulico.

Pozo	Costos operacionales (US \$)	Costos equipo (US \$)	Producción diferida (US \$)	Costos totales (US \$)
Yuma 1	211.707	646.826	106.480	965.014
Cardales 1N	253.020	137.955	193.253	584.229
Cardales 1	249.247	393.450	128.260	770.958
Cardales 3	224.376	399.343	297.000	920.719
Llanito 97	232.156	316.848	15.400	564.404
Llanito 103	212.665	297.009	7.942	517.616
Llanito 107	241.421	228.843	100.100	570.364
Llanito 110	254.526	635.041	122.012	1.011.579
Llanito 112	267.388	172.038	6.655	446.081
Llanito 114	250.527	262.926	38.368	551.821
Llanito 115	258.938	353.814	50.160	662.912
Llanito 116	269.917	478.785	60.637	809.340
Llanito 117	318.590	433.341	238.700	990.632
Llanito 130	266.555	299.171	616.000	1.181.727
Gala 1E	221.260	693.966	0	915.226
Gala 9	264.418	624.078	176.880	1.065.377
Gala 11	231.752	257.924	122.100	611.776
Gala 13	247.430	316.848	12.650	576.928
Gala 17	252.237	263.816	17.050	533.104
Galán 133	232.384	216.677	60.846	509.907
Galán 134	245.924	365.175	19.250	630.349
Galán 135	249.750	169.537	3.465	422.752
Galán 137	316.642	228.462	165.000	710.104
			TOTAL	16.522.931

Fuente. Los Autores.

El costo total de la campaña de fracturamientos hidráulicos del Área Llanito, desde el 2005 es de 16.522.931,50 dólares. Este valor comprende un total de 28 fracturamientos en 23 pozos.

5.2 FLUJO DE CAJA

Una vez obtenidos los costos totales e incrementales totales se calculó el flujo de caja neto para cada pozo y para toda la campaña de fracturamiento.

La tasa interna de oportunidad manejada fue de 15% E.A, equivalente a 1,17% E.M. Esta tasa fue proporcionada por la compañía operadora y es la tasa de oportunidad que se maneja para la evaluación de proyectos.

5.2.1 Flujo de caja por Fracturamiento. Se realizó el análisis por pozo. Los resultados se presentan en la siguiente tabla. Solamente son enunciados los pozos con VPN positivo. Los pozos con resultados negativos hacen parte del análisis general de la campaña.

Tabla 25. Flujo de caja de los pozos con rentabilidad por la estimulación.

	HOY		
	COSTO (US \$)	INGRESO (US \$)	FLUJO DE CAJA (US \$)
Cardales 1N	(\$ 695.599)	\$ 958.259	\$ 262.659
Cardales 3	(\$ 1.331.874)	\$ 2.971.505	\$ 1.639.630
Llanito 97	(\$ 878.126)	\$ 3.741.671	\$ 2.863.544
Llanito 114	(\$ 721.089)	\$ 4.043.206	\$ 3.322.117
Gala 9	(\$ 1.210.800)	\$ 2.305.499	\$ 1.094.698
Galán 133	(\$ 600.089)	\$ 1.035.572	\$ 435.482

Fuente. Los Autores.

Tabla 26. Indicadores Financieros de los pozos con rentabilidad por la estimulación.

	VPN (US\$)	B/C
Cardales 1N	\$ 312.968	1,38
Cardales 3	\$ 938.128	2,23
Llanito 97	\$ 1.794.436	4,26
Llanito 112	\$ 39.941	0,89
Llanito 114	\$ 2.917.726	5,61
Gala 9	\$ 916.481	1,90
Galán 133	\$ 520.792	1,73

Fuente. Los Autores.

La rentabilidad de cada uno de los trabajos de estimulación es diferente, alcanzando una máxima de USD 5,61 por cada (1) USD de inversión y un mínimo de USD 0,86 por cada (1) USD de inversión. La media del beneficio fue de USD 2,57 por cada (1) USD de inversión.

Tan solo 7 de los 23 pozos presentaron recuperación de la inversión y acumularon ganancias, es decir el 30.4% de la campaña total.

5.2.2 Flujo de caja de la campaña de Fracturamiento. Para la evaluación general de la campaña, fueron incluidos todos los costos en los cuales incurrió el proyecto. La producción fue adquirida a través de 4 años de evaluación, y se vincularon todos los factores con información actualizada. Estos son:

Precio de venta crudo Llanito	USD/BI 50
Precio de venta gas Llanito	USD/MMBTU 2,4
Costo de extracción total	USD/BI 17
Regalías	20%
Impuesto de renta	35%

La siguiente tabla presenta el Capex de la campaña evaluada:

Tabla 27. Inversión completa de la campaña de Fracturamientos.

CAPEX FRACTURAMIENTOS	
COSTO TOTAL DE OPERACIÓN	\$ 5.772.836
COSTO TOTALES DE EQUIPO	\$ 8.191.885
COSTO PRODUCCIÓN DIFERIDA	\$ 2.558.209
TOTAL \$US	\$ 16.522.930

Fuente. Los Autores.

Con el tiempo de producción real de la campaña, el flujo de caja se llevó a 48 meses, y la inversión se aplicó en dos periodos, en el año 0, y en el año 13, de igual forma como se realizó de forma real durante los años 2007 y 2008.

Como se aprecia en la siguiente gráfica, el Flujo de Dinero nunca alcanza el valor de equilibrio "0", es decir, la evaluación de la campaña completa no tiene rentabilidad.

Figura 57. Flujo de dinero contra el tiempo en el proyecto de Fracturamiento Hidráulico.



Fuente. Los Autores.

Los resultados financieros son los siguientes:

Tabla 28. Resultados Financieros de la campaña de Fracturamientos.

INVERSIÓN (USD)	\$ 16.522.930	\$ 16.522.930
PERIODO DE EVALUACIÓN (MESES)	48	36
TIO	15%	15%
VPN (USD)	-\$ 6.515.548	-\$ 6.336.390
TVR	-2,0%	-2,6%
PAY OUT (MESES)	-	-
RELACIÓN (BENEFICIO/COSTO)	0,4	0,4

Fuente. Los Autores.

Se concluye que la campaña completa no tuvo rentabilidad, y que existe una pérdida de 6,3 Millones de dólares, no se llega a un punto de equilibrio, por lo tanto la Tasa interna de retorno es negativa.

Realizando diferentes sensibilidades del flujo de caja, se pudo concluir:

- Con los resultados de producción reales, y con la declinación normal del campo, no se llegaría a pagar la inversión realizada en 20 años, tiempo en el cual se alcanzaría el límite económico del campo.
- La inversión máxima que se pudo realizar, en búsqueda de poder recuperarla con los resultados de producción reales, no debió haber sobrepasado los 3 Millones de Dólares. En este caso se hubiera alcanzado el punto de equilibrio a los 20 meses. Este pudo ser el Costo de Capital asociado a los 7 pozos con resultados financieros positivos, lo que demuestra que la selección de pozos candidatos es la principal variable a tener en cuenta en trabajos como estos (Fracturamiento Hidráulico).
- Con los resultados de producción reales y con la inversión realizada, el precio de venta del barril de petróleo del activo en estudio debía haber alcanzado los 110 Dólares, tan solo así se alcanzaría el punto de equilibrio a los 20 meses de ejecutado el proyecto.
- La producción acumulada de petróleo necesaria para recuperar la inversión en 20 meses debió de alcanzar 1 Millón y 900 Mil Barriles, es decir, tan solo se alcanzó el 23% de la producción necesaria para realizar rentable un proyecto con esta inversión.

CAPÍTULO 6. ANÁLISIS PROBABILÍSTICO DE LAS VARIABLES ECONÓMICAS

Mediante el uso de herramientas especializadas para el análisis de riesgos e incertidumbre en una inversión, se logran visualizar los posibles comportamientos de las variables significativas a la hora de tomar una decisión de tipo económico. La aplicación Crystal Ball ofrece dentro de sus opciones evaluar la probabilidad de los resultados en variables determinadas y la influencia de cada uno los parámetros que conducen a estos posibles resultados.

De esta manera se llevó a cabo la descripción del valor presente neto obtenido en el análisis económico hecho a los trabajos de fractura (Capítulo 4). De igual manera se realizó la sensibilidad a las variables que influyen en los resultados obtenidos, con el fin de medir su impacto. Dichas variables y las distribuciones asignadas corresponden a lo siguiente:

Caudal inicial. A esta variable se le designó una distribución normal, con una media de 249 Bbls/día (7485 Bbls/mes) la cual fue la producción real obtenida y una desviación estándar de 23,3.

Precio de crudo, referencia WTI. Con respecto a esta variable se tomó una distribución triangular la cual tiene como punto mínimo 35 USD/Bbl, máximo 65 USD/Bbl y un valor esperado de 50 USD/Bbl.

Precio de gas. Distribución triangular con puntos de 1,8 USD/KPC como mínimo, 2,4 USD/KPC esperado y 3 USD/KPC máximo.

OPEX, costos variables. Distribución triangular con puntos de 6 USD en cuanto al mínimo, 8 USD en cuanto al esperado y 10 USD en cuanto al máximo.

OPEX, costos fijos. Distribución triangular con puntos de 7 USD como mínimo, 9 USD esperado y 11 USD máximo.

Impuestos de renta. Distribución triangular con puntos de 30 USD como mínimo, 35 USD esperado y 40 USD máximo.

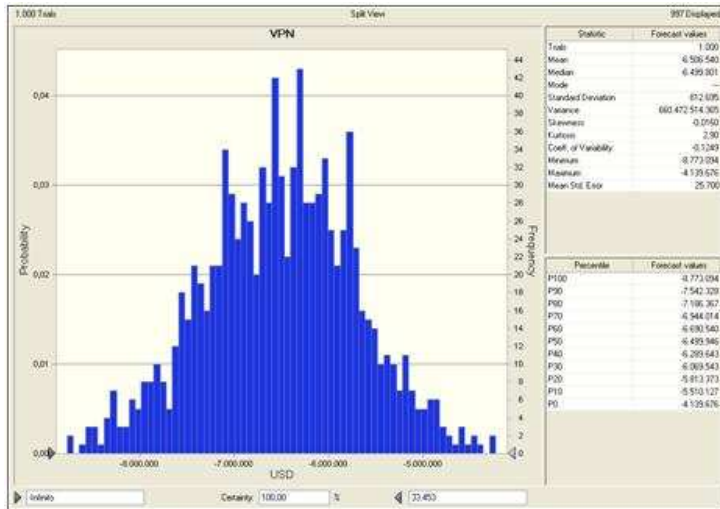
Costo total de operaciones en los trabajos de fractura. A esta variable se le designo una distribución normal, con una media de 5.772.836 USD y con una desviación estándar de 865.925.

Costo total de equipo en los trabajos de fractura. Distribución normal, con una media de 8.191.885 USD y con una desviación estándar de 1.228.782.

Costo total de producción diferida durante los trabajos de fractura. Distribución normal, con una media de 2.558.209 USD y con una desviación estándar de 383.731.

Partiendo de estas distribuciones y con un número de iteraciones igual a 1000 se obtuvieron los siguientes resultados en cuanto a la distribución de VPN para el análisis económico realizado.

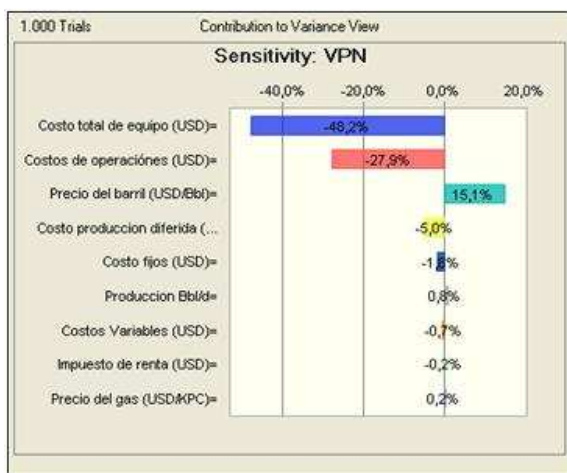
Figura 58. Distribución del VPN en el proyecto de Fracturamiento Hidráulico.



Fuente. Los Autores.

Según la distribución obtenida mediante la corrida de la aplicación y de acuerdo a las magnitudes de las variables implicadas en el análisis, no existe probabilidad alguna que permita tener un valor presente neto positivo. Por lo tanto se podría concluir que la realización de las estimaciones no son económicamente viables.

Figura 59. Sensibilidad del VPN en el proyecto de Fracturamiento Hidráulico.



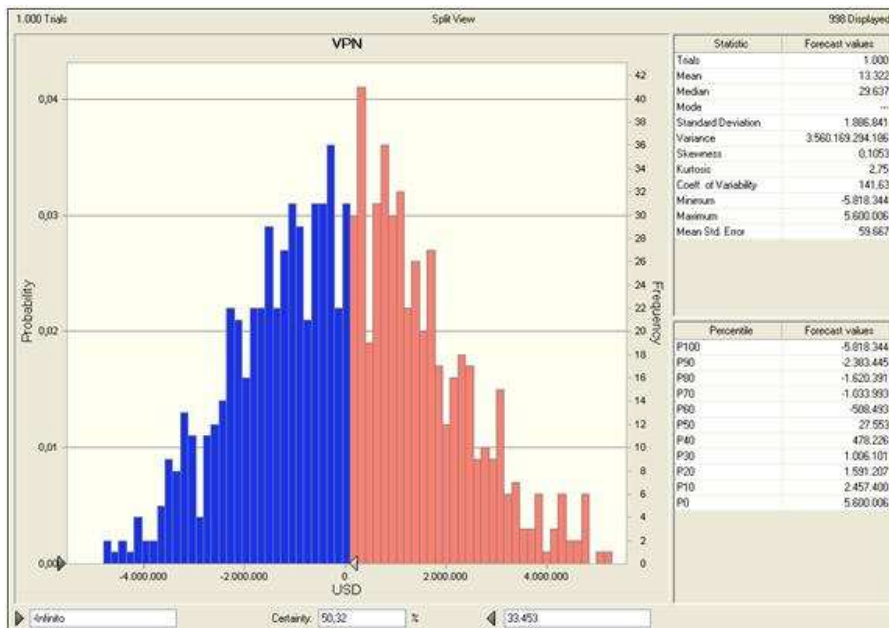
Fuente. Los Autores.

La grafica anterior permite identificar mediante porcentajes, de que manera impacta tanto de forma negativa como de forma positiva, cada uno de las variables analizadas, en los resultados obtenidos.

El costo total del equipo y el costo de operaciones en los trabajos de fractura son la variables que mas impactan de manera negativa en los resultados obtenidos. Por otro lado el precio del barril de crudo es quien representa el mayor impacto en cuanto a los ingresos derivados de esta inversion.

De acuerdo a los resultados presentados anteriormente y con la idea de poder identificar el comportamiento para un valor presente neto igual a cero, se busco el caudal inicial que permitiera cumplir con esta condicion. El caudal correspondio al valor de 1865 Bbls/día y los resultados fueron los siguientes.

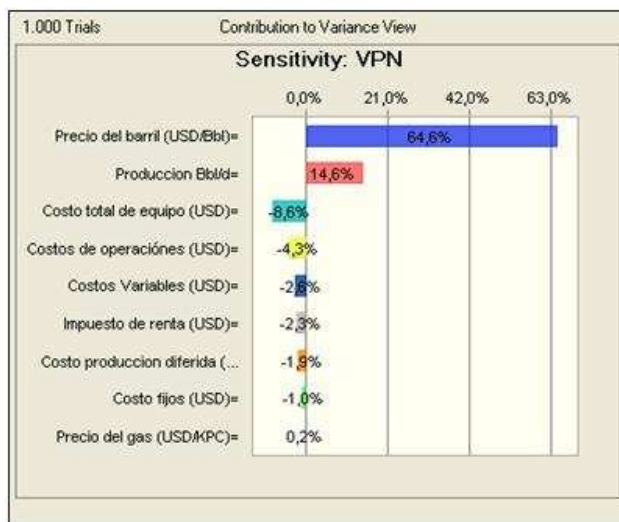
Figura 60. Distribución del VPN para recuperar la inversión en el proyecto de Fracturamiento Hidráulico.



Fuente. Los Autores.

La distribución de probabilidad corresponde a un valor esperado de cero en cuanto al valor presente neto, con una desviación estándar de 1.886.841 respectivamente. De la misma manera se evaluó la sensibilidad de las variables implicadas, donde al igual que el caso anterior pero en proporciones distintas el precio del barril y la producción inicial son los de mayor impacto de manera positiva en los resultados.

Figura 61. Sensibilidad del VPN para recuperar la inversión en el proyecto de Fracturamiento Hidráulico.



Fuente. Los Autores.

CONCLUSIONES

La producción incremental acumulada del proyecto de Fracturamiento Hidraulico ha sido de 434,000 Bls al 30 de septiembre de 2010.

Al 30 de septiembre de 2010 se ha recuperado el 23% de la producción incremental acumulada requerida para recuperar la inversión del proyecto.

Tan solo 7 pozos de los 23 Fracturados alcanzaron un beneficio real, es decir recuperaron la inversión y generaron ganancias.

Los pozos candidatos a estimular, deben cumplir estrictamente con la Metodología corporativa con el objetivo de mitigar los riesgos técnicos y económicos asociados.

En 12 pozos se alcanzó el objetivo de disminuir el factor de daño con el Fracturamiento Hidráulico, en el mejor de los casos alcanzando -5, y en el peor un factor de -2. El incremento de productividad asociado al índice, se encuentra en el mejor de los casos en 3 veces, y en el peor de los casos en 1.5 veces en los mismos 12 pozos.

El cálculo de productividad mediante la metodología del Número de Propante, arrojó un error promedio del 44% con respecto al mismo cálculo realizado bajo las variables de productividad reales; el error es superior a este en pozos con múltiples zonas fracturadas.

La campaña completa de 2006 a 2009 no tuvo rentabilidad. Existe una pérdida de 6,3 Millones de dólares, y nunca se llega a un punto de equilibrio.

Con los resultados de producción reales no se llegaría a pagar la inversión realizada en 20 años.

La inversión máxima que se pudo realizar con los resultados de producción reales, no debió haber sobrepasado los 3 Millones de Dólares. En este caso se hubiera alcanzado el punto de equilibrio a los 20 meses.

Con los resultados de producción reales, el precio de venta del barril de petróleo del activo debía haber alcanzado los 110 Dólares, tan solo así se alcanzaría el punto de equilibrio a los 20 meses de ejecutado el proyecto.

La producción acumulada de petróleo necesaria para recuperar la inversión en 20 meses debió de alcanzar 1 Millón y 900 Mil Barriles, es decir, tan solo se alcanzó el 23% de la producción necesaria para realizar rentable el proyecto.

El caudal inicial incremental requerido para realizar rentable el proyecto, debería haber sido de 1865 Bbls de petróleo por día.

El costo total del equipo y el costo de operaciones en los trabajos de fractura son la variables que mas impactan de manera negativa en los resultados obtenidos. El precio del barril de petróleo es quien representa el mayor impacto en cuanto a los ingresos del proyecto.

RECOMENDACIONES

Para próximas campañas de Fracturamiento, la selección de pozos debe cumplir con todos los Modelos asociados a la Metodología Corporativa. En los últimos casos de la campaña evaluada donde fue aplicada, se alcanzaron resultados económicos positivos.

Para disminuir el error generado en el cálculo de productividad bajo la metodología del Número de Propante, este debe ser alimentado con información con menos incertidumbre, como pruebas de presión post-fractura.

Estructurar un contrato de estimulaciones que permita ser más flexible en la ejecución de los trabajos y permita una reducción de costos operacionales.

Incluir la evaluación de nuevas tecnologías como los Fracturamientos Rig Less en las próximas campañas, para medir su eficiencia, en búsqueda de disminuir tiempos de ejecución y por ende de producción diferida.

BIBLIOGRAFIA

- AL-QARNI ET AL. De las propiedades de los yacimientos a las soluciones de fracturamiento. Artículo presentado en la publicación Oilfield Review. Primavera 2001. 41 p.
- BARBA, Robert E y SHOOK, Ronald A. Post Frac Evaluation of Multiple Zone Fracture Treatments Using the “Completion Efficiency” Concept. SPE 90483, 2004.
- BRAVO Mendoza, Oscar y SANCHEZ Celis, Marleny. Gestión Integral de Riesgos. Tercera Edición, Publicado por Bravo & Sanchez EU. Bogotá, 2009.
- CARBONE, Salvatore., Fracturamiento en arenas poco consolidadas empleando fracturas altamente conductivas en el lago de Maracaibo. Artículo presentado en el congreso técnico anual Ingepet. Lima, Octubre 1999. 2 p.
- ECONOMIDES, Michael J. y VALKO, Peter. Pressure Transient and Production Data Analysis for Hydraulic Fracture Treatment Evaluation. SPE 101832, 2006.
- ECONOMIDES, Michael J. y NOLTE Kenneth G. Reservoir Stimulation. Third Edition. 2000
- ECONOMIDES, Michael J. Modern Fracturing. Enhancing Natural Gas Production. 2007.

- ECONOMIDES, Michael J., OLIGNEY R., y, VALKÓ P. Unified Fracture Desing. 2002.
- KHODAVERDIAN, Mohamad y MCELFRISH, Paul. Hydraulic Fracturing Stimulation in Poorly Consolidated Sand: Mechanisms and Consequences. SPE 63233, 2000.
- MEYER, Bruce. Method optimizes frac performance, The American Oil and gas reporter. 2005, p. 80 - 85.
- NARANJO A, Abel y SOTO J, Carlos M. Efecto de los parámetros geomecánicos en el fracturamiento hidráulico de yacimientos de hidrocarburos sensibles a esfuerzos.
- NGUYEN, P.D., Weaver, J.D., Parker, M., McCabe, M., Hoogteijling M., van der Horst, M.J. A Novel Approach for Enhancing Proppant Consolidation: Laboratory Testing and Field Applications. Paper presentado en la conferencia anual y exhibición anual de SPE. San Antonio, Septiembre 2002, 1 p.
- SIERRA, J. y ORTEGA,L. Técnicas de evaluación de fracturamiento hidráulico, Oriente de Venezuela. Halliburton Energy Services. PDVSA Exploración y producción. INGEPET 1999
- Software Oilfield Manager 2005 Schlumberger. Manual de uso básico.
- VALKO, Peter, Norman, Lewis, y Daneshy, Ali. Well Stimulation. Capítulo del libro Production Engineering. Dallas, Abril 1998, 472 p.

- VANEGAS Angarita, Oscar. Ingeniería Económica. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Bucaramanga, Noviembre de 2008.

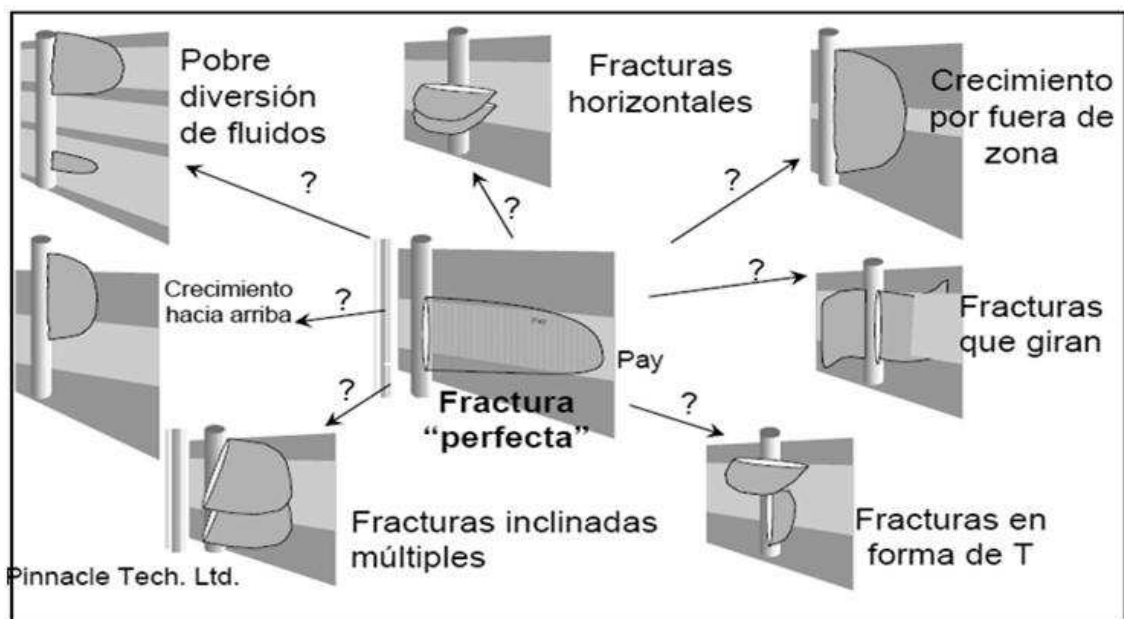
- Well analyzer and TWM Software. Operating Manuel Echometer Company.

ANEXOS

ANEXO A. GEOMECANICA DE LOS YACIMIENTOS FRACTURADOS, FORMACIÓN MUGROSA.

La recopilación y estudio de las propiedades geomecánicas es un parámetro importante para el diseño de fractura. Cuando no se tiene en cuenta la geomecánica, la geometría de fractura real, no puede alcanzar los resultados esperados.

Figura 62. Distintos comportamientos en la fractura generada.



Fuente: Pinnacle Technologies (2002).

La Figura 58, presenta distintos tipos de fracturas. En algunos casos, la fractura no genera el efecto de producción esperado, al no tener una geometría óptima, afectando directamente los principales parámetros como: conductividad de

fractura, altura, profundidad, ancho, y masa de propante, entre otros, sin importar la eficiencia del programa de bombeo ó el proceso de diseño.

Para comprender el comportamiento que presenta la fractura, es necesario determinar los siguientes parámetros:

Modulo de Young: Al aplicar una fuerza F a un cubo de material elástico, se presenta una deformación o acortamiento del cubo a raíz del esfuerzo generado por esta fuerza sobre el área transversal del cubo. Este esfuerzo es:

$$\sigma = \frac{F}{a^2}$$

Eq. (4)

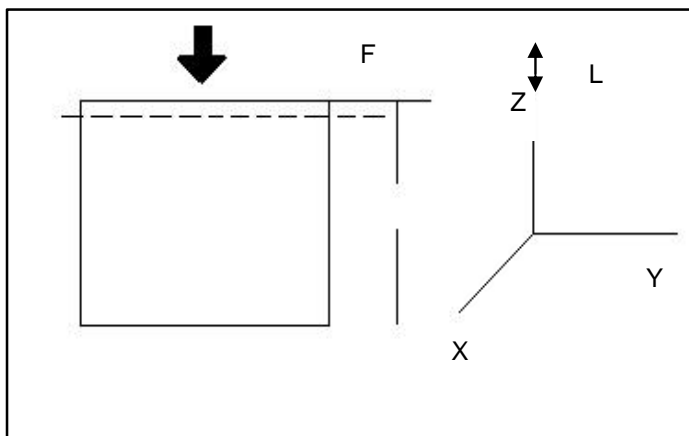
σ = Esfuerzo compresional

F = Fuerza aplicada

A = Área

La deformación sigue este comportamiento:

Figura 63. Comportamiento de deformación longitudinal.



Fuente. Manual de fracturamiento Bj Services (1996)

El valor de acortamiento ó deformación del cubo es Δl y puede ser relacionado con el largo o dimensión original mediante la siguiente ecuación:

$$\varepsilon_z = \frac{\Delta l}{l}$$

Eq. (5)

Donde ε_z se conoce como la deformación unitaria.

Esta deformación y el esfuerzo aplicado están relacionados entre sí:

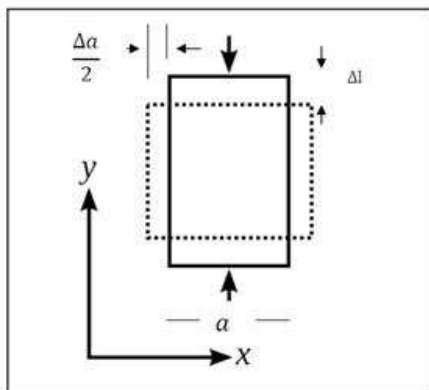
$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon_z}$$

Eq. (6)

E es el modulo de Young, y tiene las mismas unidades de σ (esfuerzo compresional).

Relación de Poisson: El acortamiento longitudinal antes descrito tiende a dilatar o expandir el cubo.

Figura 64. Comportamiento deformación transversal de la roca.



Fuente. Manual de fracturamiento Bj Services (1996)

Se puede observar una deformación transversal Δa que relacionada al ancho del cubo es:

$$\varepsilon_y = \frac{\Delta a}{a}$$

Eq. (7)

La deformación transversal unitaria y la deformación longitudinal unitaria son proporcionales según la siguiente relación adimensional:

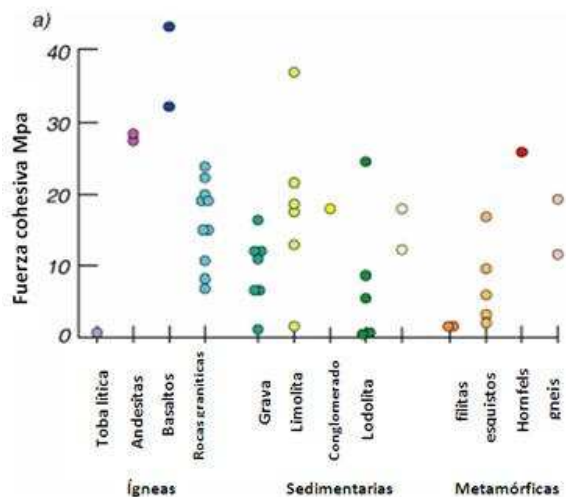
$$V = \frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_z}$$

Eq. (8)

Esta proporcionalidad es el modulo de Poisson y nos indica cuanta deformación transversal provoca cierta deformación longitudinal.

Cohesión: La tenacidad o cohesión es el mayor o menor grado de resistencia que ofrece la roca a la rotura, deformación, aplastamiento, curvatura o pulverización. Entre más blanda sea la roca menor será su cohesión. El siguiente grafico muestra los rangos de cohesión normales para cada tipo de roca:

Figura 65. Valores estándar cohesión de las rocas



Fuente: Propiedades de las rocas, Universidad de Granada (2007).

Acorde a esto, las rocas con mayor cohesión promedio son los basaltos; las areniscas tienen valores promedio de entre 10 y 20 Mpa.

Tensión: La resistencia a la tensión, es el esfuerzo tensional por unidad de área a la que el material falla (se rompe) por fracturamiento extensional. Esta propiedad, es índice del grado de coherencia del material para resistir esfuerzos tensiles, el cual depende de la resistencia de los minerales del área interfacial entre granos en contacto y del cemento intergranular e intragranular.

Puede generalizarse que para un material dado, la magnitud de la resistencia a la tensión, suele ser de un orden de magnitud menor que la resistencia a la compresión.

Valores de resistencia a la tensión para algunas rocas:

Tabla 29. Valores estándar resistencia a la tensión de las rocas.

Roca	Resistencia a la tensión (Mpa)	
Basalto	8.6	
Conglomerado	29.7	
Calizas	4.2	5.8
Arenisca	1.1	1.7
Arenisca calcárea	4.3	
Esquistos	3.1	

Fuente: Propiedades de las rocas, Universidad de Granada (2007)

UCS, Unconfined compressive strenght: Esta propiedad conocida como resistencia a la compresión, es la carga (o peso) por unidad de área a la que el material falla por fracturamiento, por *cizalla* o *extensional*.

La resistencia a la compresión de los materiales es muy variable, oscilando desde materiales:

Muy débiles (< 995 psi)

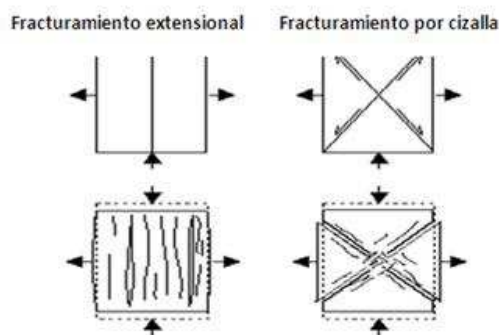
Débiles (995 - 2.844 psi)

Moderadamente resistentes (2.844 – 9.956 psi)

Fuertes (9.956 -19.912 psi)

Muy fuertes (>19.912 psi).

Figura 66. Tipos de fractura debidos a la compresión de la roca.



Fuente. Propiedades de las rocas, Universidad de Granada (2007)

Las rocas naturales son relativamente resistentes a la compresión (no tanto a la tensión y flexión), aunque las rocas sedimentarias son las más débiles principalmente por su mayor porosidad y variable grado de cementación, al igual que los hormigones.

Tabla 28. Valores estándar resistencia a la compresión de las rocas.

	(Mpa)		$\text{kg/m}^2 \cdot 10^6$		$\text{kg/cm}^2 \cdot 10^3$		Ps	
Granito	97	310	10	32	1.0	3.2	14065	44950
Sienita	186	434	19	44	1.9	4.4	26970	62930
Gabro, diabasa	124	303	13	31	1.3	3.1	17980	43935
Basalto	110	338	11	34	1.1	3.4	15950	49010
Caliza	14	255	1	26	0.1	2.6	2030	36975
Arenisca	34	248	4	25	0.4	2.5	4930	35960
Gneiss	152	248	15	25	1.5	2.5	22040	35960
Cuarcita	207	627	21	64	2.1	6.4	30015	90915
Mármol	69	241	7	25	0.7	2.5	10005	34945
Pizarra	138	207	14	21	1.4	2.1	20010	30015
Hormigón	5.5	69	1	7	0.1	0.7	797	10005

Fuente: Propiedades de las rocas, Universidad de Granada (2007)

Aunque no puede generalizarse el efecto del tamaño de grano, puede afirmarse que la resistencia a la compresión aumenta a medida que aumenta el tamaño de grano de los materiales, en igualdad de otras variables como composición mineral, estructura, porosidad, y cementación entre otras.

Presión poral: La presión poral es la presión ejercida por los fluidos contenidos en los espacios porales y fracturas en la roca. Los términos presión intersticial del fluido y presión intersticial también se usan.

Esta presión se considera normal cuando es resultado únicamente de la presión hidrostática del agua que impregna el subsuelo, y se comunica con la atmósfera de poro a poro. La forma de los poros y el camino seguido por el fluido son irrelevantes. Se asume que la presión de poro es uniforme en un volumen pequeño de poros interconectados.

Un gradiente de presión normal es de 0,465 psi/pie.

Por encima de 0,465 psi/pie, se conoce como presión anormal, causado por eventos geológicos o geoquímicos.

Por debajo de 0,465 psi/pie, es poco frecuente, puede deberse al historial estratigráfico, tectónico o geoquímico.

Gradiente de fractura: Es la relación entre la presión necesaria para extender la fractura y la profundidad de la formación. Un valor preciso de este gradiente es importante para el diseño del Fracturamiento, y generalmente se obtiene de una prueba de bombeo ó declinación de presión.

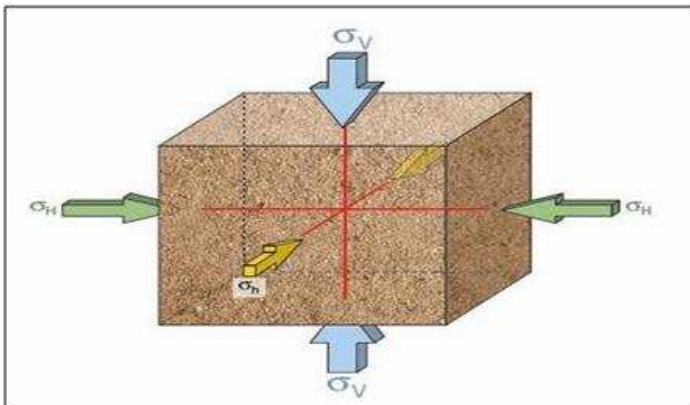
$$Gf = \frac{P_{ef}}{p}$$

Eq. (9)

Gf = Gradiente de fractura
 P_{ef} = Presión de extensión de fractura
 p = Profundidad

Esfuerzos: El pozo está expuesto a tres esfuerzos principales presentes en la roca.

Figura 67. Esfuerzos presentes en la roca.



Fuente. TARBUCK, Edward. Una introducción a la geología física (2005).

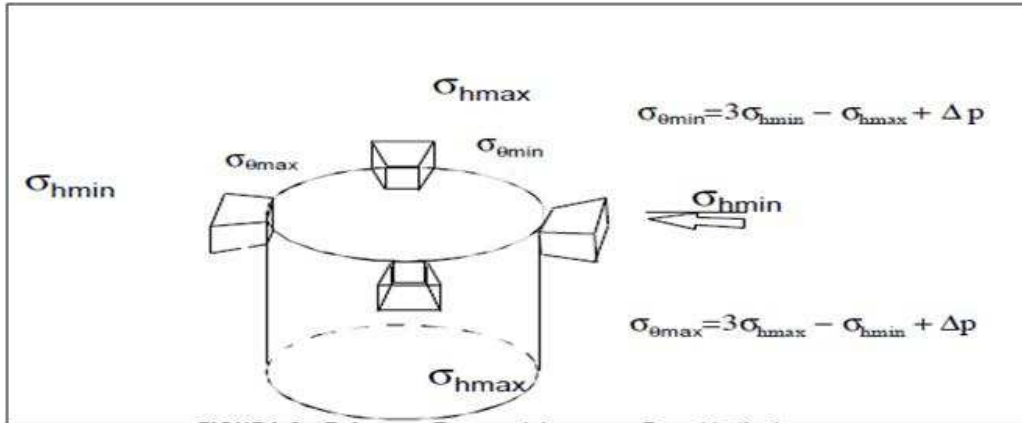
El esfuerzo vertical, también conocido como overburden o presión litostática, es ejercido gracias a la presión generada por las capas de roca.

Los componentes de los esfuerzos horizontales efectivos alrededor de un pozo están dados por las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned}\sigma_{\theta}(\theta = 0) &= 3 \sigma_{hmax} - \sigma_{hmin} + \Delta P \\ \sigma_{\theta}(\theta = 90) &= 3 \sigma_{hmin} - \sigma_{hmax} + \Delta P\end{aligned}$$

Eq. (10)

Figura 68. Esfuerzos tangenciales en un pozo vertical.



Fuente. CARBONE, Salvatore. Fracturamiento en arenas poco consolidadas (1999)

Para un pozo vertical con esfuerzos horizontales simétricos ($\sigma_x = \sigma_y = \sigma_h = \sigma_{h \min}$ max) la ecuación de los esfuerzos tangenciales se convierte en:

$$\sigma_{\theta} = 2\sigma_{h \min} + \Delta P$$

Eq. (11)

Donde:

Δp diferencia entre presión fluvente y la presión del yacimiento

Cuando el pozo no está produciendo Δp es igual a cero y la P_{wf} es igual a la presión del yacimiento P_r).

El esfuerzo tangencial efectivo en un pozo es aproximadamente dos veces el esfuerzo horizontal o esfuerzo de cierre más la diferencia entre la presión de fondo fluvente y la presión del yacimiento.

Evaluación de Geomecánica: A pesar de su importancia, los análisis geomecánicos no han sido generalizados en el país; hoy en día es uno de los puntos necesarios en la lista de chequeo para realizar un trabajo de Fracturamiento Hidráulico.

En el caso de los campos Llanito, Gala y Galán no ha sido posible generar un modelo geomecánico para la mayoría de los pozos debido a falta de información. De la campaña de Fracturamiento ejecutada entre los años 2005 a 2009, se analizaron geomecánicamente los pozos “Cardales 1N y Llanito 130” para dar a conocer de forma resumida los principales parámetros geomecánicos.

Cardales 1N: El pozo fue estimulado en la formación Mugrosa C (Intervalos: 6010 – 6027 ft). Los valores promedio característicos de este intervalo se enuncian en la tabla 31.

Tabla 31. Principales Variables Geomecánicas del pozo Cardales 1N.

Sv	Sh	SH	Gradiente de fractura (psi/ft)	Presión poral (psi/ft)	Cohesión (psi)	Tensión (psi)	UCS (psi)	POISSON (psi)	YOUNG (psi)
0,9821	0,733	1,0247	0,807	0,441	2413,37	155,2	5883,96	0,261	2383686

Fuente. Ecopetrol S.A. (2009).

Los valores de esfuerzos fueron usados para calcular el modulo de Young y la relación de Poisson. Conforme a la teoría, la dirección de la fractura es perpendicular al menor esfuerzo, en este caso el menor esfuerzo es de 0,733. La fractura se originaría teóricamente vertical y paralela al esfuerzo mayor, el cual en este caso es de 1,0247.

El valor normal de presión poral es de 0,465 psi/ft, el valor que se obtuvo es ligeramente menor, esta pequeña variación puede ser debida al historial estratigráfico del pozo.

Es muy importante el alto margen entre el gradiente de fractura y la presión Poral para llevar a cabo intervenciones a pozo distintas al fracturamiento. En caso de superar este valor, se podría perder fluido hacia la formación, por el contrario si la presión ejercida es muy baja, se producirá aporte de la formación durante la operación.

La cohesión normalmente se expresa en mega pascales. El valor que se obtuvo (2413,37 psi) es equivalente a 16,64 Mpa. Este valor se encuentra dentro de los rangos de una arenisca, el rango normal de las mismas varía entre 12 y 19 Mpa aproximadamente.

La arenisca es un material moderadamente resistente a la compresión o UCS (entre 200 y 700 kg/cm²). El valor observado es de 5883 psi, equivalente a 40,56 Mpa. Este resultado es notablemente bajo acorde con la tabla de referencia, indicando que esta arena en particular tiene muy poca resistencia a esfuerzos compresionales en contraste con otras arenas. Esto se puede deber a un tamaño de grano pequeño.

Como se había mencionado previamente, la resistencia a la tensión de un material es normalmente mucho menor que su resistencia a la compresión. (Aproximadamente el 10% en la mayoría de los casos). En este caso es de 155, 2 psi o 1,07 Mpa. Por lo tanto está por debajo del rango normal de una arenisca (1.1 a 1.4 Mpa), indicando una muy pobre resistencia a la tensión, lo cual es acorde con su UCS, al igual que este, el valor puede deberse a un tamaño de grano pequeño o a un área grande de espacios entre granos conectados.

En cuanto el modulo de Young se observo un valor de 23×10^6 psi, acorde con los datos de referencia, se trata de un modulo de Young bastante bajo para una arena, indicando que se presentaría una notable deformación del material en presencia de esfuerzos.

La relación de Poisson es directamente afectada por el modulo de Young, el resultado obtenido es de 0,261. Por lo tanto se trata de una arena no consolidada, puesto que este valor apenas encaja en el rango de arenas consolidadas (0,15 – 0,27).

Como se puede observar, todos los resultados obtenidos muestran que se trata de una arena con malas propiedades elásticas (modulo de Young, Relación de Poisson), y malas propiedades mecánicas (cohesión, UCS, tensión).

Es muy útil haber aplicado estos resultados en el diseño de fractura, ya que la roca presenta una mala calidad, y por ende una respuesta pobre a los esfuerzos.

Llanito 130

Tabla 32. Principales Variables Geomecánicas del pozo Llanito 130.

Sv	Sh	SH	Gradiente de fractura (psi/ft)	Presión Poral (psi/ft)	Cohesión (psi)	Tensión (psi)	UCS (psi)	Poisson	Young (psi)
1,2881	1,0067	1,419	1,1881	0,3632	3341,23	795,8	7769,09	0,1957	1909970,4

Fuente: Ecopetrol S.A. (2009)

El pozo esta fracturado en el intervalo 6215 – 6227 de la formación Mugrosa B.

La fractura crecerá paralela al esfuerzo mayor horizontal, que en este caso es 1,419. En caso de que el menor esfuerzo fuese el vertical, la fractura crecería horizontalmente.

Se observa una presión poral muy baja de 0,36 psi, lo cual puede ser generado por un fluido ligeramente compresible como el gas. El gradiente de fractura por el contrario es alto. (1,1881 psi/ft), lo cual indicaría a una profundidad de 6215 pies,

una presión de extensión de fractura de 7391,17 psi. Es una presión alta, lo cual es indicativo de la buena compactación presente en el intervalo.

Acorde con el resultado observado en el gradiente de fractura, la formación Mugrosa B a esta profundidad presenta una cohesión de 3341 psi, equivalente a 23,03 Mpa. Este valor es superior al rango normal de una arenisca (12 a 19 Mpa aproximadamente), indicando buenas propiedades de cohesión.

El resultado de resistencia a la tensión es de 795,8 psi o 5,48 Mpa. Este valor es muy superior a los valores frecuentes de una arenisca (1,1 a 1,4 Mpa), el resultado obtenido se acerca más al de una arenisca calcárea (alto contenido de calcio), o inclusive a una caliza.

El UCS obtenido es de 7769,09 psi, equivalente a 53,56 Mpa. Este es un valor normal para las arenas. Este pozo presenta una muy buena resistencia a la tensión y resistencia bajo la Compresión.

El modulo de Young obtenido es de $1,9 \times 10^6$ psi. Este es un valor bajo para una arenisca (valor estándar de 5×10^6 psi), lo cual es indicativo de una gran deformación debida a un esfuerzo.

El modulo de Young es una medición de deformación causada por un esfuerzo compresional, entre más alto sea este, la fractura obtenida será más uniforme.

Se encontró una relación de Poisson de 0,19. Valor normal para una arenisca consolidada.