



**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO Y ECONÓMICA PARA LA
ESTIMULACIÓN DE POZOS CON FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO
UTILIZANDO FLUIDOS ENERGIZADOS EN POZOS DE UN CAMPO
COLOMBIANO**



SILVIA XIMENA LIZCANO GUTIERREZ

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

2011



**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO Y ECONÓMICA PARA LA
ESTIMULACIÓN DE POZOS CON FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO
UTILIZANDO FLUIDOS ENERGIZADOS EN POZOS DE UN CAMPO
COLOMBIANO**

SILVIA XIMENA LIZCANO GUTIERREZ

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de:
Ingeniero de Petróleos**

**Director:
ING. FERNANDO E. CALVETE GONZÁLES**

**Codirectores:
ING. REINEL CORZO RUEDA
ING. RUBEN DARIO CASTILLO NUÑEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2011**



AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos a todas aquellas personas que me brindaron su colaboración y total apoyo en la realización de este proyecto. Agradecimientos especiales a:

Al Ingeniero Reinel Corzo Rueda por su apoyo incondicional y orientación durante el desarrollo de la investigación.

Al Ingeniero Ruben Dario Castillo por creer en mí, por brindarme su colaboración, compromiso y enseñanzas que aportaron a mi crecimiento profesional.

Al Ingeniero Fernando Enrique Calvete director de este proyecto, por sus aportes y recomendaciones en el desarrollo del proyecto.

Al grupo de investigación estabilidad de pozo, a cada uno de sus ingenieros por brindarme la oportunidad de ser integrante del grupo y realizar mi investigación.

Al Ingeniero Jonatan Celis por ser soporte durante la investigación.

A Armando Rincón (chenchi) por confiar siempre en mis capacidades como ingeniera y brindarme su incondicional apoyo durante todas las etapas de este proyecto.

A mi familia por ser mi mayor motivación para la realización de este proyecto.



DEDICATORIA

A la mujer en generaciones siempre le ha tocado situaciones difíciles para sobre salir y tratar de nivelar “la inteligencia del hombre”, sin embargo, pienso que no se trata de competir si no de nivelar esfuerzos para transformar el mundo. Creo que yo me levante en un hogar donde los tratos aun siendo una mujer se desarrollaron en igualdad de criterio con respecto a mis hermanos.

Al llegar a estas instancias veo con gran emoción pero con algún recelo por lo difícil y tanto que queda por vivir como profesional, no obstante habrá que continuar preparándose para lograr un excelente resultado al epílogo de la vida.

Gracias papí, gracias mamá, gracias hermanos, gracias enchíto por el apoyo incondicional que dieron a mi meta planteada, son ustedes los seres que gozaran mis triunfos pero también son ustedes el bastón para al final brindar el triunfo al deber cumplido.

Silvia Ximena Lizcano Gutiérrez



TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	16
1. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	17
1.1 CUANDO SE DEBE FRACTURAR	19
1.2 FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO	20
1.2.1 Fluidos base agua	21
1.2.2 Fluidos base aceite	21
1.2.3 Fluidos emulsionados.....	22
1.2.4 Fluidos Espumados.....	22
1.3 MATERIAL DE SOPORTE.....	23
1.3.1 Tipos de material de soporte.....	23
2. FRACTURAMIENTO CON FLUIDOS ENERGIZANTES	25
2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS ENERGIZADOS	26
2.1.2 Fluidos energizados	26
2.1.3 Fluidos espumados	27
2.2 COMPONENTES ENERGIZANTES	30
TABLA 1 PROPIEDADES FÍSICAS DEL CO ₂ Y N ₂	31
2.2.1 Dióxido de Carbono (CO ₂):	31
TABLA 2 RESISTENCIA A LA CORROSIÓN	35
TABLA 3 TIPO DE CORROSIÓN PRESENTES EN SISTEMAS CON CO ₂ SEGÚN LA TEMPERATURA	36
TABLA 4. TABLA DE CORROSIÓN DEPENDIENTE DE LA PRESIÓN PARCIAL	37
2.2.2 Nitrógeno.....	39
2.2.3 Diferencias entre el Nitrógeno y el Dióxido de Carbono.....	40
2.3 APLICACIÓN DE FLUIDOS ENERGIZADOS.....	42
2.3.1 Presión de yacimiento baja o Formaciones depletadas:	42
2.3.2 Baja permeabilidad - Altas presiones capilares	43
2.3.3 Formaciones sensibles al agua.....	44
2.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS AL UTILIZAR FLUIDOS ENERGIZADOS	45
2.4.1 Ventajas.....	47
2.4.2 Desventajas.....	48
3. SITUACIÓN A NIVEL MUNDIAL.....	49
3.1 CASOS HISTÓRICOS	52
3.1.1 Campos en Rusia.....	53
3.1.2 Shale Gas.....	54
3.2 ESTADÍSTICAS DE PRODUCCIÓN.....	56
3.3 ESTADÍSTICAS DE PUBLICACIONES.....	59
4. METODOLOGÍA DE APLICACIÓN	61
4.1 TIGHT GAS.....	61
4.2 GAS CONVENCIONAL.....	63
4.2.1 APT _i Índice de atrapamiento de la fase acuosa.....	64
TABLA 5 RANGO DE APT _i	71
4.3 YACIMIENTOS DE PETRÓLEO	72



5. EVALUACIÓN DE FLUIDOS ENERGIZADOS	77
6. SELECCIÓN DE CAMPOS CANDIDATOS	81
TABLA 6. CAMPO TENAY	83
TABLA 7. CAMPO TISQUIRAMA	84
6.1 MODELAMIENTO DE PRODUCCIÓN	84
6.1.1 <i>Tisquirama</i>	84
TABLA 8. CÁLCULO PSEUDO SKIN	89
TABLA 9. RESUMEN DE LOS DATOS UTILIZADOS PARA EL MODELAMIENTO	89
6.1.2 <i>Tenay</i>	95
TABLA 11. RESUMEN DE LOS DATOS UTILIZADOS PARA EL MODELAMIENTO	96
7. ANÁLISIS ECONOMICO DEL PROYECTO	100
TABLA 12. COSTO TOTAL PROMEDIO POR BARRIL PRODUCIDO	101
TABLA 13. DATOS UTILIZADOS PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO	101
7.1.1 <i>Análisis Económico (Tisquirama)</i>	102
7.1.2 <i>Análisis Económico (Tenay)</i>	108
8. ANÁLISIS DE MATRIZ DOFA.....	112
CONCLUSIONES	114
RECOMENDACIONES.....	116
BIBLIOGRAFIA	117
ANEXOS	120



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Fracturamiento Hidráulico.....	17
Figura 2. Fluido de Fracturamiento.....	18
Figura 2. Agentes de soporte ultralivianos.....	24
Figura 3. Fracturamiento con fluido energizado.....	25
Figura 4. Tipos de fluidos energizados.....	26
Figura 5. Corrosión localizada en ambientes acuosos con CO ₂ (Formación picadura (izquierda), formación ataque de mesa (derecha)).....	34
Figura 6. Mapa mundial donde se han implementado fluidos de fracturamiento energizados.....	49
Figura 7. Profundidad de la zona utilizando CO ₂ y N ₂	62
Figura 8. Diagrama de flujo de selección de Fluidos energizados para Tight Gas.....	63
Figura 9. Análisis SARA.....	73
Figura 10. Metodología de selección para uso de fluidos energizados en yacimientos de Gas convencional.....	75
Figura 11. Metodología de selección para uso de fluidos energizados en yacimientos de Aceite.....	76
Figura 12. Circuito de espuma para evaluación de fluidos energizados.....	78
Figura 13. Análisis de Riesgos DOFA.....	113



LISTA DE TABLAS

Tabla 1	Propiedades físicas del CO ₂ y N ₂	31
Tabla 2	Resistencia a la corrosión.....	35
Tabla 3	Tipo de Corrosión presentes en sistemas con CO ₂ según la temperatura	36
Tabla 4.	Tabla de corrosión dependiente de la presión parcial	37
Tabla 5	Rango de APT _i	71
Tabla 6.	Campo Tenay.	83
Tabla 7.	Campo Tisquirama.	84
Tabla 8.	Cálculo Pseudo Skin.....	89
Tabla 9.	Resumen de los datos utilizados para el modelamiento.....	89
Tabla 11.	Resumen de los datos utilizados para el modelamiento.....	96
Tabla 12.	Costo Total promedio por barril producido.....	101
Tabla 13.	Datos utilizados para el Análisis económico.....	101



LISTA DE GRAFICOS

Gráfica 1. Viscosidad del Fluido energizado según la calidad del gas.....	30
Gráfica 2. Diagrama de fases del Dióxido de Carbono	33
Gráfica 3. Velocidad de corrosión vs Presión parcial CO ₂	36
Gráfico 4. Corrosión relativa vs pH	38
Gráfica 5. Solubilidad del N ₂ -CO ₂ en fase líquida	41
Gráfica 6. Índice de productividad vs la presión de drawdown y presión capilar..	43
Gráfico 7. Agua inyectada vs Calidad del CO ₂	45
Gráfico 8. Concentración de propano a diferentes calidades en el fluido energizado	46
Gráfico 9. Concentración de propano a diferentes temperaturas.....	46
Gráfico 10. Gráfica de número de fracturamientos energizados en Canadá (WCSB).....	50
Gráfico 11. Formaciones donde se han usado Fluidos Energizados	51
Gráfico 12. Formaciones donde se han usado Fluidos Energizados	52
Gráfica 13. Producción de pozos fracturados	53
Gráfica 14. Comparación de producción de pozos teniendo en cuenta la permeabilidad	55
Gráfica 15. Comparación de producción de con tres diferentes fluidos	56
Gráfica 16. Aumento de producción con tratamiento de fracturamiento energizado	56
Gráfica 17. Aumento de producción con implementación de fluidos energizados (Campo de Oklahoma- Estados Unidos)	57
Gráfica 18. Aumento de producción con implementación de fluidos energizados (Campo Arkana).....	57
Gráfica 19. Incremento de la productividad con ClearFrac –CO ₂	58
Gráfica 20. Tiempo de Limpieza después del tratamiento con ThermFrac –CO ₂ .	58
Gráfica 21. Publicación de papers sobre fracturamiento con fluidos energizados	59
Fuente: El autor.....	59
Gráfica 22. Publicación de papers por compañías sobre fracturamiento con fluidos energizados	60



Gráfica 23. Publicación de papers por autores sobre fracturamiento con fluidos energizados	60
Gráfica 24. Variación de la presión capilar con la saturación de agua y con la permeabilidad.	65
Gráfica 25. Relación entre atrapamiento de agua y Saturación de agua inicial	66
Gráfica 26. Efecto de la configuración de la curva de permeabilidad relativa en el atrapamiento de la fase acuosa.	67
Gráfica 27. Variación del Factor de ajuste por permeabilidad relativa RP_a con respecto al factor de forma	68
Gráfico 28. Variación del Factor de ajuste por perfil de invasión IP_a con respecto a la profundidad de invasión I_d	69
Gráfica 29. Variación del Factor de ajuste por presión de yacimiento PR_a con respecto a la presión de yacimiento P_r	70
Gráfica 30. Gráficas de Producción para pozos campo Tisquirama 11.	86
Gráfica 31. Gráficas de Producción para pozos campo Tisquirama 14.	86
Gráfica 32. Gráficas de Producción para pozos campo Tisquirama 16	87
Gráfica 33. Función Cinco Ley & Samaniego.	88
Gráfico 34. Tasa de flujo vs tiempo. Pozo Tisquirama 11.	90
Gráfica 35. Producción Cumulativa vs tiempo. Pozo Tisquirama 11.	90
Gráfica 36. Tasa de flujo vs tiempo. Pozo Tisquirama 14	91
Gráfica 37. Producción Cumulativa vs tiempo. Pozo Tisquirama 14.	91
Gráfica 38. Tasa de flujo vs tiempo. Pozo Tisquirama 16	92
Gráfica 39. Producción Cumulativa vs tiempo. Pozo Tisquirama 16.	92
Gráfica 40. Tasa de flujo vs tiempo. Pozo Tisquirama 10	93
Gráfica 41. Producción Cumulativa vs tiempo. Pozo Tisquirama 10.	93
Gráfica 42. Tasa de flujo vs tiempo. Pozo Tisquirama 12	94
Gráfica 43. Producción Cumulativa vs tiempo. Pozo Tisquirama 12.	94
Gráfica 44. Tasa de flujo vs tiempo. Pozo Tipo A	96
Gráfica 45. Producción Cumulativa vs tiempo. Pozo Tipo A.	97
Gráfica 46. Tasa de flujo vs tiempo. Pozo Tipo B	97
Gráfica 47. Producción Cumulativa vs tiempo. Pozo Tipo B.	98
Gráfica 48. Tasa de flujo vs tiempo. Pozo Tipo C.	98
Gráfica 49. Producción Cumulativa vs tiempo. Pozo Tipo C.	99



Gráfica 50. Comportamiento del precio del crudo durante los últimos años	100
Gráfico 51. Valor presente neto pozo tipo Tisquirama 11.	102
Gráfico 52. Valor Presente neto pozo tipo Tisquirama 14.....	103
Gráfico 53. Valor presente neto pozo tipo Tisquirama 16. 39 md	104
Gráfico 54. Valor presente neto pozo tipo Tisquirama 10	105
Gráfico 55. Valor presente neto pozo tipo Tisquirama 12	106
Gráfico 56. VPN Frac Energizado vs Frac Convencional	107
Gráfico 57. Valor presente neto pozo A. Campo Tenay.....	108
Gráfico 58. Valor presente neto pozo B. Campo Tenay.....	109
Gráfico 59. Valor presente neto pozo C. Campo Tenay.	110
Gráfico 60. Valor presente neto pozo C. Campo Tenay.	111



LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1. LISTADO DE PAPER SOBRE FLUIDOS ENERGIZADOS.....	120
ANEXO 2. DATOS DEL MODELAMIENTO	123
ANEXO 3. RECOPIACION DE INFORMACION DE INFORMES DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	133
ANEXO 4. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	134



RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO Y ECONÓMICA PARA LA ESTIMULACIÓN DE POZOS CON FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO UTILIZANDO FLUIDOS ENERGIZADOS EN POZOS DE UN CAMPO COLOMBIANO.*

AUTOR: SILVIA XIMENA LIZCANO GUTIERREZ.**

PALABRAS CLAVES: fracturamiento energizado, fluidos energizados, fluidos espumados.

El fracturamiento hidráulico es la técnica de estimulación más utilizada en la industria petrolera. Esta técnica de estimulación tiene como objetivo aumentar la productividad de los pozos mediante la creación de una fractura. La mayoría de los tratamientos de fracturamiento hidráulico utiliza en su fluido un gran contenido de agua y polímeros, en el cual, generalmente el 40% de estos componentes son recobrados cuando el pozo es puesto en producción; sin embargo, en algunas situaciones este fluido se filtra hacia la formación quedándose atrapado en los alrededores de la fractura, afectando la producción de hidrocarburos.

Para mitigar estos problemas se ha creado una nueva tecnología llamada fracturamiento energizado, el cual implementa en el fluido de fractura un componente gaseoso que aporta energía al yacimiento y reduce la cantidad de agua y polímeros, permitiendo de esta forma, disminuir el daño ocasionado a la formación por la retención del fluido y por consiguiente aumentar el potencial de producción del pozo.

Finalmente el presente estudio expone las generalidades de un fracturamiento energizado, el desarrollo de la metodología para la aplicación de esta técnica en tres diferentes tipos de yacimientos y por último el análisis económico de este proyecto el cual determina la viabilidad del mismo.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de ingeniería Físicoquímica. Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc Fernando E. Calvete.



ABSTRACT

TITLE: FEASIBILITY STUDY TECHNICAL AND ECONOMIC FOR THE STIMULATION OF WELLS WITH HYDRAULIC FRACTURING USING ENERGIZED FLUIDS IN WELLS IN A FIELD COLOMBIAN.*

AUTHOR: SILVIA XIMENA LIZCANO GUTIERREZ.**

KEYWORDS: Hydraulic fracturing, energized fluids, foams.

The hydraulic fracturing is the technique of stimulation most used in the petroleum industry. This technique of stimulation has as aim increase the productivity of the wells through the creation of a fracture. The majority of the treatments of hydraulic fracturing uses in his fluid a great content of water and polymers, in which, generally 40 % of these components is recovered when the well is put in production, however, in some situations this fluid filters towards the formation staying trapped in the surrounding area of the fracture, affecting the production of hydrocarbons.

To mitigate these problems there has created a new technology Call energized fracturing, which implements in the fluid of fracture a gaseous component that contributes energy to the reservoir and reduces the quantity of water and polymers, allowing of this form, to diminish the hurt caused to the formation by the retention of the fluid and consequently to increase the potential of production of the well.

Finally the present study exposes the generalities of an energized fracturing, the development of the methodology for the application of this technology in three different types of reservoirs and finally the economic analysis of this project which determines the viability of the same one.

* Work of degree

** Empower of Chemical Physical- Engineering. Engineering of Oils. Director: M.Sc Fernando E. Calvete.



INTRODUCCIÓN

El tratamiento de fracturamiento hidráulico es la técnica de estimulación más utilizada en la industria petrolera. Este tratamiento tiene como objetivo aumentar la productividad de los pozos mediante la creación de una fractura. La mayoría de los tratamientos de fracturamiento utiliza agua y polímeros como fluido de fracturamiento, sin embargo en algunas situaciones, más del 60% de este fluido se filtra hacia la formación quedándose atrapado en los alrededores de la fractura afectando la producción de hidrocarburos. Para mitigar estos problemas, se ha creado una nueva tecnología el cual implementa en el fluido de fractura un componente gaseoso que reduce la cantidad de agua y polímeros, permitiendo de esta forma disminuir el daño ocasionado a la formación y por consiguiente aumentar el potencial de producción del pozo.

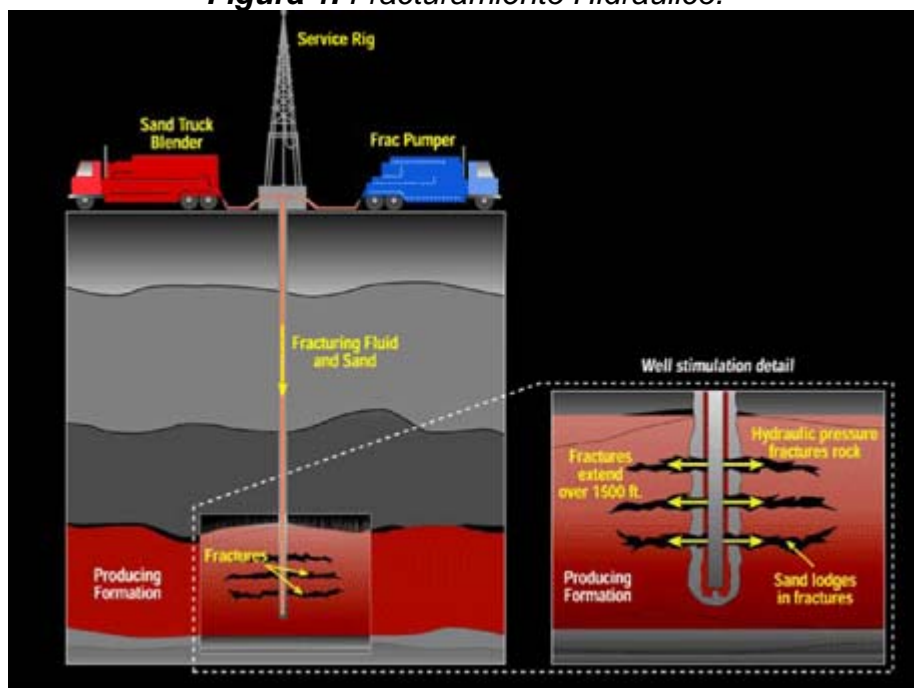
En algunos campos colombianos no se ha tenido la producción esperada después de haber realizado un tratamiento de fracturamiento hidráulico convencional, los cuales se le atribuye a los problemas de atrapamiento por agua que presentan estas formaciones.

Por esta razón el autor pretende realizar un estudio de factibilidad técnica y económica para la estimulación de pozos con fracturamiento hidráulico utilizando fluidos energizados, con el fin de determinar si es factible implementar esta nueva tecnología en campos colombianos, como medio de solución a las bajas producciones que se han presentado luego de realizar un fracturamiento convencional.

1. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico, es una de las técnicas de estimulación más utilizadas en el mundo, que tiene por objetivo incrementar la producción de aceite y gas de la formación, mediante la inyección de un fluido fracturante a presión, hasta que se produzca una fractura en la roca. A esta fractura se le inyecta un material de soporte, llamado propante o apuntalante, que busca mantener abierta la fractura para crear grandes canales de flujo y mayor área de drenaje y así optimizar la producción del pozo.

Figura 1. Fracturamiento Hidráulico.



Fuente: <http://www.consumerenergyreport.com/2010/01/21/exxon-mobil-goes-to-washington/>

El fluido utilizado para realizar estas operaciones se llama fluido de fractura, que consiste básicamente en un gel dentro del cual se encuentra el material de soporte. Este fluido transporta el material de sostén y aporta la potencia hidráulica

necesaria para fracturar la formación y generar la fractura deseada. Los fluidos de fractura pueden ser newtonianos como el agua y el aceite ó fluidos no newtonianos los cuales son creados con aditivos químicos agregados al fluido base. La reología de los fluidos de fractura varia, dependiendo de los requerimientos del tratamiento de estimulación, como la geometría de fractura.

Figura 2. Fluido de Fracturamiento.



Fuente: www.slb.com

Las operaciones de fracturamiento hidráulico, comprenden principalmente de 3 etapas. En la primera etapa, se bombea el fluido fracturante sin el material de soporte (propante) denominado pad ó colchón, con el fin contactar las zonas de interés y comenzar a generar la fractura. En la segunda etapa, se bombea una nueva carga del fluido fracturante, pero esta vez mezclado con el material de soporte (propante), el cual se asentará en la fractura, manteniéndola abierta y proporcionando mayores canales de flujo. Por último la tercera etapa de la operación, consiste en la degradación del fluido de fractura para facilitar el flowback, el cual consiste en el retiro de este fluido, obteniendo una óptima limpieza de la fractura.



1.1 CUANDO SE DEBE FRACTURAR

Para obtener los mayores beneficios a la hora de realizar un trabajo de estimulación como fracturamiento hidráulico, se hace indispensable conocer el momento en el cual se debe fracturar. Para que una operación de fracturamiento hidráulico sea exitosa, se debe realizar cuando el pozo que se piensa fracturar, está comenzando a disminuir su potencial de producción, el cual es causado por diferentes razones como: la pérdida de energía del yacimiento, la alta producción de agua, el daño causado a la formación en operaciones anteriores o la conificación del agua en la cara de la formación. Si se realiza la operación en este momento, el fracturamiento obtendrá los mejores resultados.

El fracturamiento hidráulico es el método de estimulación más utilizado en la industria petrolera, debido a que este aumenta y optimiza la producción de los pozos. A continuación se enumeran algunas de las razones por el cual el fracturamiento hidráulico se ha convertido en uno de los métodos de estimulación más utilizados en la industria:

- Sobrepaso del daño de la formación: Mediante la creación de una fractura hidráulica se sobrepasa el daño en la formación que ha sido creado en operaciones anteriores, esto se produce gracias a la generación de un canal de alta conductividad que permitirá una mayor conexión entre el pozo y el yacimiento, incrementando de esta forma la producción del pozo.
- Arenamiento: El fracturamiento hidráulico permite generar fracturas de tipo screenless, cuyo objetivo es controlar los problemas de arenamiento que pueda presentar el pozo.



- Incremento en el régimen de producción: El fracturamiento hidráulico es un método de estimulación de pozo, que permite disminuir el tiempo de producción. Esto se realiza con el fin de obtener las reservas de hidrocarburo en un corto tiempo y un retorno de la inversión mucho más rápido.

1.2 FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO

El fluido de fracturamiento tiene como objetivo crear la fractura hidráulica y transportar el material de soporte a través de la fractura. Este fluido transmite presión hidráulica desde las bombas hacia la formación haciendo que la roca se fracture generando un canal de alta conductividad para posteriormente producir hidrocarburos.

Existen varios tipos de fluidos de fractura como los fluidos base agua, los fluidos base aceite, las emulsiones y los sistemas espumados.

En una operación de fracturamiento hidráulico la selección de un adecuado fluido de fractura, es uno de los principales factores a tener en cuenta para el éxito de la operación. Su adecuada selección depende de un gran número de consideraciones previas, las cuales buscan que el fluido de fracturamiento cumpla las siguientes características que son fundamentales para su buen desempeño:

- Viscoso, para poder iniciar y propagar la fractura en la formación.
- No viscoso, para el fácil manejo del fluido en la superficie.
- Viscoso, para transportar el material de soporte (propante) a la fractura.
- No viscoso, para minimizar la fricción tubular.
- Viscoso, para minimizar las pérdidas del fluido hacia la formación.



- No viscoso, para permitir el retorno del fluido de la formación a la superficie.

1.2.1 Fluidos base agua

El agua es comúnmente utilizada como fluido base del fluido fracturante desde 1995. Hoy en día el 80% de todas las operaciones de fracturamiento se realizan utilizando fluidos base agua en los fluidos fracturantes. Esto se debe a que este tipo de fluidos tienen excelentes propiedades para transportar el material de soporte (propante), son de fácil manejo y controlan de buena forma el filtrado.

Otras de las propiedades de este tipo de fluido se mencionaran a continuación:

- Fácil disposición en todo tipo de aéreas.
- No existen problemas de incendios asociados
- Son de alta densidad, lo cual reduce la potencia hidráulica en la operación.
- Son más económicos que otros tipos de fluidos

1.2.2 Fluidos base aceite

Este tipo de fluidos surge de la necesidad de tener un fluido de fractura que sea óptimo en situaciones donde las formaciones a fracturar sean sensibles a la intrusión de fluidos acuosos, es decir, a formaciones altamente sensibles a soluciones acuosas. El inconveniente que se tiene al utilizar este tipo de fluidos como fluidos base, es que baja la potencia hidráulica obtenida para fracturar y hace necesario incrementar la energía para obtener un buen desarrollo en la operación, sin embargo hoy en día se han desarrollado aditivos que reducen la fricción que al ser adicionados al fluido base ayudan a contrarrestar la fricción generada a altos caudales de bombeo.

Algunas propiedades de los fluidos base aceite:



- Fluidos base aceite (Diesel, Kerosén, Petróleo crudo)
- No contiene polímeros
- Alta viscosidad aparente, capacidad de transporte y suspensión de propante.
- Compatible con la formación
- Compatible con N₂ y CO₂

1.2.3 Fluidos emulsionados

Son emulsiones de agua o ácido en hidrocarburo, poseen un comportamiento no newtoniano con buena capacidad de transporte del material de soporte (propante). Los fluidos emulsionados se dividen en agua o ácido en crudo y en crudo en agua. Las emulsiones agua en crudo se obtienen viscosidades altas, bajas pérdidas por fricción y bajas pérdidas del fluido a la formación.

La emulsión de crudo en agua, la viscosidad aparente depende de la gelificación de la fase acuosa y del porcentaje del crudo presente.

Este tipo de fluidos ayudan a reducir la viscosidad en pozos con crudo viscoso disolviendo ciertos compuestos asfálticos, mejorando la productividad.

1.2.4 Fluidos Espumados

Este tipo de fluidos son una dispersión de un gas en un líquido, en donde el gas es la fase dispersa y el líquido es la fase continua.

En la industria se utilizan dos clases de espumas, espumas base agua y espumas base aceite. Las espumas base agua son las más utilizadas por su fácil obtención y bajo costo. Sin embargo las espumas base aceite son de gran utilidad cuando se requiere fracturar formaciones sensibles al agua.



1.3 MATERIAL DE SOPORTE

En operaciones de fracturamiento hidráulico, un factor de éxito, aparte de utilizar un fluido de fractura optimizado es el utilizar un adecuado material de soporte (Propante), el cual ayudará a mantener la conductividad y la apertura de la fractura que ha sido generada. Si el material de sostén ha sido erróneamente seleccionado, este fluirá hacia la formación y ella lo embeberá, obteniendo como resultado el cierre completo de la fractura que había sido generada.

A continuación se mencionaran algunas de las funciones del material de sostén:

- Mantener abierta la fractura que ha sido generada
- Crear canales de alta permeabilidad dentro de la formación.
- Aumentar la permeabilidad cuando la presión de confinamiento quiebra el material de sostén, creando partículas de un diámetro inferior.

1.3.1 Tipos de material de soporte

En la industria petrolera son muchos los materiales de soporte utilizados en operaciones de fracturamiento hidráulico, siendo el más común y de mayor uso la arena. Con el desarrollo de la tecnología se ha venido desarrollando materiales de soporte más eficientes, capaces de soportar altas presiones (Figura 2). Algunos de los más comunes son:

- Arena
- Arena recubierta con resina
- Bauxita
- Carbolita
- Cerámicos
- Propantes Ultra Livianos

Figura 2. Agentes de soporte ultralivianos



Fuente: Presentación Workshop “Nuevas Tecnologías de estimulación”. Bj Services

Las propiedades físicas de los propantes tienen un efecto en la conductividad de la fractura, por esta razón, la adecuada selección del propante en un tratamiento de fracturamiento hidráulico, es primordial para el éxito de la operación. A continuación se enunciarán algunas de estas propiedades:

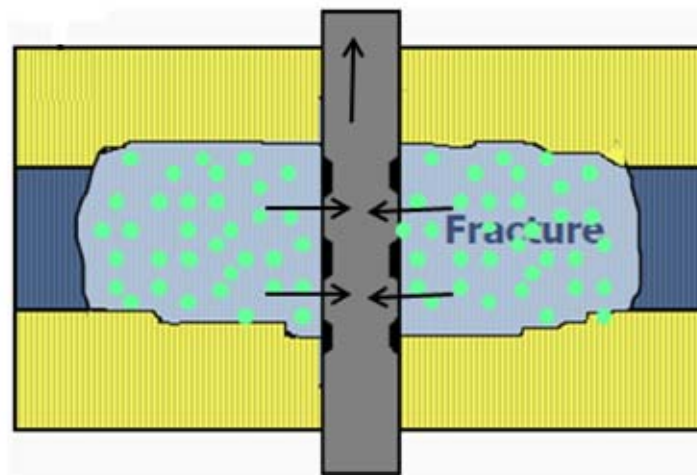
- Fuerza del propante
- Tamaño de grano y distribución
- Cantidades de finos e impurezas
- Redondez y esfericidad
- Densidad del propante

2. FRACTURAMIENTO CON FLUIDOS ENERGIZANTES

Un fluido energizado es un fluido de fracturamiento el cual es energizado por la adición de un compresible (CO₂, N₂), a veces soluble, dentro del tratamiento del fluido. Este fluido energizado crea alta saturación de gas en la zona invadida, facilitando de esta forma el retorno de los hidrocarburos². Figura 3

Después de realizar el fracturamiento, el cambio en la presión genera una expansión del gas, la cual aporta energía para la recuperación del fluido de fractura, disminuyendo de esta manera el pseudo skin del sistema formación – fractura, que es causado por el atrapamiento del filtrado en la formación alrededor de la fractura.

Figura 3. Fracturamiento con fluido energizado



Fuente: El autor

²Kyle E. Frieauf and Mukul. M.Sharma. 2009. Fluid selection for energized hydraulic fractures. Paper SPE 124361 presented at the 2009 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, USA, 4-7 October 2009.

2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS ENERGIZADOS

Los fluidos energizados se clasifican según el porcentaje (volumen /volumen) de gas empleado, este porcentaje de gas es llamado *calidad del fluido*.

Dependiendo del porcentaje de volumen del energizante (gas) en el fluido, se les puede denominar fluidos energizados o espumas.

Si el porcentaje de gas es menor al 52% se conoce como fluido energizado (Calidad < 52%). En estos fluidos, las burbujas de gas no son las suficientes para estar en contacto unas con otras.

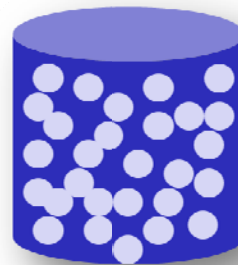
Si el porcentaje es mayor al 52% se considera una espuma porque en estos fluidos las burbujas de gas están en contacto unas con otras. Figura 4

Figura 4. Tipos de fluidos energizados

Fluido Energizado



Espumas



Fuente: El autor

2.1.2 Fluidos energizados

En un fluido energizado el porcentaje del volumen del gas es menor al 52% del total del volumen del fluido a condiciones de yacimiento. Generalmente se utilizan



porcentajes entre el 30 – 35% de gas, es decir, el fluido es energizado con bajas calidades del gas para conservar la reología del fluido base, permitiendo de esta forma simular correctamente la geometría de la fractura³.

Los sistemas Energizados son generalmente utilizados para acelerar la recuperación del fluido en el tratamiento durante el procedimiento de flowback inmediatamente después del tratamiento de estimulación. Estos sistemas toman una característica general del fluido base con la excepción del gradiente hidrostático. El gradiente hidrostático de un sistema de fluidos energizados es menor que el del fluido base y por consiguiente requiere menor energía para el recobro de los fluidos. En cuanto a la viscosidad y la pérdida del fluido como se había mencionado anteriormente, esta permanece casi igual a la del fluido base para permitir la inyección de altas concentraciones de propante durante el tratamiento.

Resumiendo las propiedades de los fluidos energizados:

- Mejor limpieza después de la fractura.
- Alta capacidad de acarreo del material de soporte.
- No cambia la viscosidad de la mezcla.
- No mejora la pérdida del filtrado.

2.1.3 Fluidos espumados

Por sus propiedades las espumas son un fluido ideal para el fracturamiento en formaciones de baja permeabilidad, productoras de gas o en formaciones sensibles al agua.

³ Victor L. Ward.1986. N2 and CO2 in the oil field: Stimulation and completion applications. Paper SPE 12594 presented at the 1986 Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference held in Midland, March 8-9 1986.



En un fluido espumado el porcentaje del volumen del gas es mayor al 52% del total del fluido a condiciones de yacimiento, por consiguiente las burbujas de gas estarán en contacto formando una espuma el cual va a portar una viscosidad adicional a la que ya posee el fluido base. Por esto, los fluidos espumados poseen mayor viscosidad que los fluidos energizados⁴. Gráfico1.

Los sistemas de espumas presentan varias características que son deseables en un fluido de fracturamiento efectivo: bajo contenido de líquido, aceptable capacidad de acarreo del propante, bajo leak-off y alta viscosidad aparente.

El bajo porcentaje de líquido en la espuma (entre 5%-48%) a condiciones de presión y temperatura de fondo, reduce el pseudo skin positivo, en el sistema formación-fractura, ocasionado por la reducción en la permeabilidad relativa al hidrocarburo, causada por los bloqueos de los fluidos del tratamiento en la cara de la fractura. La tasa del asentamiento del propante, cuando se utilizan sistemas espumados es menores que en fluidos de gel lineal o gel crosslinked, permitiendo que el propante sea transportado más rápido dentro de la formación para crear alta conductividad y mayor penetración en la fractura. El bajo leak-off debido a la espuma, permite que mayor cantidad de fluido permanezca en la fractura para crear más área de fractura.

Los sistemas de espumas no necesitan agentes sólidos de pérdida de fluidos, esto es de gran beneficio ya que estos agentes pueden causar daño en la permeabilidad de la cara de la fractura o en el empaquetamiento del propante en la fractura.

⁴ Sam J. Garbis and J. Lawrence Taylor III.1986. The utility of CO₂ as an energizing component for fracturing fluids. Paper SPE 13794 Presented at the 1985 SPE Production Operations Symposium held in Oklahoma City, March 10-12.



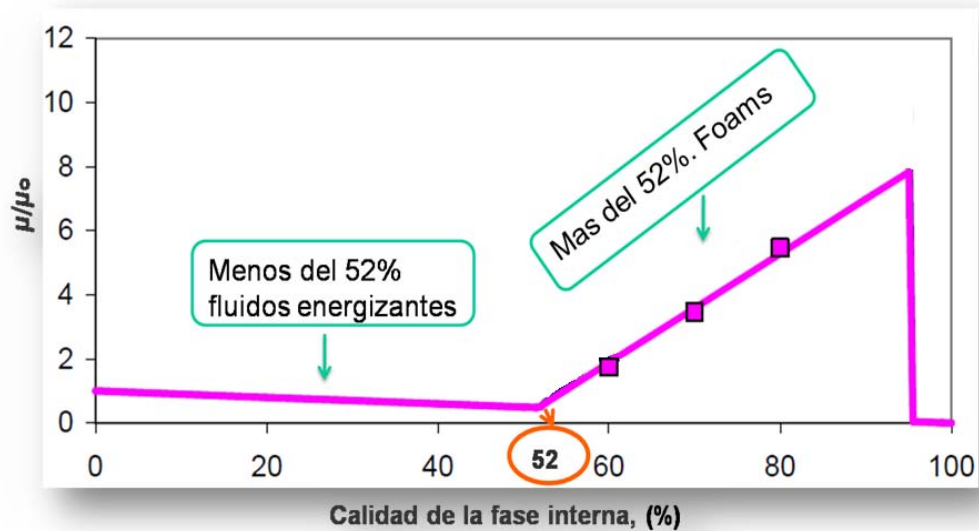
El control del leak-off se obtiene por el comportamiento de dos fases que presenta el fluido y la gran cantidad de burbujas de gas que pueden taponar los pequeños poros impidiendo la entrada de fluido².

Resumiendo las propiedades de los fluidos espumados son:

- Alta capacidad de acarreo del materia de soporte (propante)
- Baja perdida del filtrado
- Bajas perdidas de presión por fricción
- Alta viscosidad en la fractura inducida
- Menor daño a la formación, debido a que el líquido filtrado es mínimo y sin residuos.
- Limpieza rápida después de la estimulación.

Reuniendo todas estas propiedades, las espumas exhiben un efecto de retardo del ritmo de reacción, lo que lo hace favorable para formar fracturas de alta penetración. La calidad de la espuma comúnmente utilizada es del 70% al 90%, ya que en este rango su viscosidad es alta. A bajo del 65% de espuma, la espuma es propiamente agua con gas atrapado y arriba del 95% se transforma en niebla.

Grafica 1. Viscosidad del Fluido energizado según la calidad del gas



Fuente: (Modificado) *Fluid Selection for Energized Hydraulic Fractures*. SPE 124361

2.2 COMPONENTES ENERGIZANTES

Los energizantes comúnmente utilizados para el fluido de fracturamiento son Dióxido de Carbono (CO_2) y Nitrógeno (N_2). Las propiedades del N_2 y CO_2 son la primordial razón para que estos gases se utilicen en tratamientos de estimulación. Una de las propiedades más importantes que tienen estos gases es su baja densidad el cual tiende a reducir el gradiente hidrostático del tratamiento del fluido y por consiguiente reduce la cantidad de energía necesitada para regresar el fluido a la superficie. Otra propiedad importante es la habilidad de almacenar la energía durante la compresión, el cual va ayudar a retornar los fluidos de la formación durante el flowback.

En la tabla 1 se muestran las principales características de cada uno de los componentes.

Tabla 1 Propiedades físicas del CO₂ y N₂

PROPIEDADES	CO ₂	N ₂
Peso Molecular	44	28
Gravedad Especifica del Gas (aire=1,00)	1,532	0,967
Densidad del liquido (lbm/gal)	8,51	6,7
Temperatura Critica (°F)	87,8	-233
Presión Critica (psi)	1072	492
scf/gal de liquido a 60°F y 14,7 psi	73	93
scf/lbm	8,6	13,8

Fuente: (Modificado) SPE 12594. N₂ and CO₂ in the oil field: Stimulation and completion applications.1986.

2.2.1 Dióxido de Carbono (CO₂):

- A condiciones ambientales el dióxido de carbono existe como un gas incoloro, no toxico y como un gas denso. Cuando este gas es comprimido y enfriado se forma un liquido estable.
- El CO₂ es entregado al pozo en fase liquida en cargas de 20 toneladas a temperaturas de -20° a 0°F y presiones de 200 a 300 psi, debido a que esta temperatura no es criogénica, el CO₂ puede ser bombeado con el equipo convencional de fracturamiento y se vaporiza con la presión y temperatura del fondo de pozo³. El diagrama de fases del CO₂ durante el tratamiento se muestra en la Gráfica 2.
- El dióxido de Carbono reduce las tensiones interfaciales cuando es mezclado con agua bajo presión, lo cual reduce la presión capilar de los

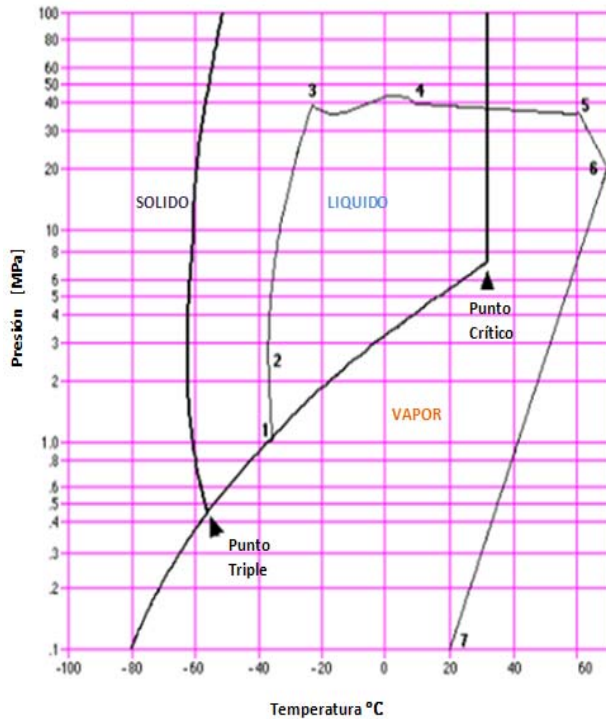


fluidos en los diminutos espacios porales de la formación y ayuda a prevenir los bloqueos de agua. ⁵

- El CO₂ es compatible con la mayoría de aditivos y baja el PH del fluido alrededor de 3.3 en 50% de agua, debido a que esta mezcla forma ácido carbónico. Esto es de gran beneficio ya que ayuda a controlar el hinchamiento de arcillas, pero requiere un diseño especial para el fluido base en pozos con temperaturas de fondo alrededor de 250°F⁴.
- Se debe tener un especial cuidado al inyectar Dióxido de Carbono en formaciones donde el crudo tiene tendencia a precipitar asfáltenos, dado que la caída en el pH los puede hacer precipitar, bajo este escenario el fluido deberá ser base aceite.

⁴Harold N. Black and Robert W. 1982. Energized fracturing with 50% CO₂ for improved hydrocarbon recovery. Paper SPE 9705 presented at the SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Symposium held in Midland, TX, March 12-13

Grafica 2. Diagrama de fases del Dióxido de Carbono



1. Tráiler
2. Bomba
3. Alta presión de bombeo
4. Mezcla con el fluido de tratamiento
5. Presión en fondo
6. Temperatura de yacimiento
7. Retorno a superficie

Fuente: SPE 84119. *Field Application of Unconventional Foam Technology: Extension of Liquid CO₂ Technology.*

Al considerar el dióxido de carbono, como componente energizante en el fluido de fracturamiento, se debe tener en cuenta el factor corrosivo que genera el CO₂ al contacto con el agua. A continuación se mostrará los factores que influyen para generar corrosión en tuberías causado por el dióxido de carbono

Corrosión por CO₂:

El fenómeno de la corrosión por CO₂ es una experiencia frecuente en la producción de hidrocarburos en el mundo. Esta es una de las formas más agresivas de la corrosión causante de grandes daños en la infraestructura metálica de la industria petrolera.

El CO₂ es corrosivo cuando reacciona químicamente con una fase acuosa, presente en la mayoría de veces en la producción de petróleo y algunas veces en

estimulación de pozos, esta reacción forma ácido carbónico (H_2CO_3) el cual baja el PH del agua.

La forma más general de la corrosión por CO_2 en materiales de acero al carbono es la corrosión localizada. Esta forma de corrosión puede presentarse en forma de picaduras o una muy típica conocida como ataque de mesa. Figura 5.

Figura 5. Corrosión localizada en ambientes acuosos con CO_2 (Formación picadura (izquierda), formación ataque de mesa (derecha))



Fuente: Tesis: Influencia de las variables hidrodinámicas presión, temperatura y velocidad del fluido en el proceso de corrosión del acero al carbono en presencia de CO_2

La corrosión por CO_2 es afectada por un número de factores que incluyen entre los ambientales, los metalúrgicos y los hidrodinámicos. Estos factores y parámetros se deben tener en cuenta en los análisis de la corrosión por CO_2 , en el diseño de los modelos que predicen la corrosión y en la selección de los métodos de control de la corrosión.

Temperatura:

La temperatura juega un papel importante en todos los procesos cinéticos; en la corrosión por CO_2 de los aceros al carbono, afecta la solubilidad del dióxido de carbono y la formación de los productos de corrosión. En general, su aumento



incrementa la velocidad de corrosión ya que acelera las reacciones químicas y electroquímicas del proceso, sin embargo, aumenta la velocidad de precipitación y facilita la formación de capas con lo que se podría disminuir la velocidad de corrosión.

- A temperaturas menores de 140°F se forma una capa de corrosión no permeable
- A temperaturas mayores de 140°F la capa que se forma se hace permeable.

La relación de la velocidad de corrosión con la temperatura de acuerdo a la relación de Arrhenius, aplicada a una solución con un pH de 4 y un rango de temperatura de 0 a 176°F.

$$\text{Log } I_c = 7.58 - (10700/2.3RT)$$

Donde:

- I_c = velocidad de corrosión (mm/año)
- R = constante universal de los gases (cal/mol°K) = 1.986(cal/mol°K)
- T = temperatura absoluta °K

Tabla 2 Resistencia a la corrosión

Resistencia a la Corrosión	mm/año
Sobresaliente	<0.02
Excelente	0.02-0.1
Bueno	0.1-0.5
Regular	0.5-1
Malo	1.0 - 5
Inaceptable	>5

Fuente: Tesis: Influencia de las variables hidrodinámicas presión, temperatura y velocidad del fluido en el proceso de corrosión del acero al carbono en presencia de CO₂

Tabla 3 Tipo de Corrosión presentes en sistemas con CO₂ según la temperatura

Presión parcial de CO₂:

En términos generales se puede decir que la velocidad de corrosión se incrementa al aumentar la presión parcial de CO₂ hasta cierta concentración, a partir de la cual se hace constante. Cuando se incrementa la presión de CO₂ también aumenta la velocidad de corrosión, debido a que el pH se disminuye facilitando la reducción del ion carbónico.

Grafica 3. Velocidad de corrosión vs Presión parcial CO₂

Fuente: Tesis: *Influencia de las variables hidrodinámicas presión, temperatura y velocidad del fluido en el proceso de corrosión del acero al carbono en presencia de CO₂*



La presión parcial del CO₂ depende de la solubilidad del gas en el medio, además de la temperatura y de la composición del agua. De este modo, la solubilidad se incrementa con el aumento de la presión y la disminución de la temperatura, a la vez que disminuye el valor del pH; recíprocamente el incremento en la temperatura disminuye la solubilidad y aumenta el pH. El efecto de la presión parcial del CO₂ sobre la velocidad de corrosión se muestra en el gráfico 3.

Mediante la presión parcial del CO₂ se puede predecir la corrosividad del gas:

$$PP_{CO_2} = P \cdot \%CO_2$$

- pp_{CO_2} = presión parcial CO₂
- P = presión cabeza del pozo
- %CO₂ = % molar CO₂

Tabla 4. Tabla de corrosión dependiente de la presión parcial

Presión parcial (Psi)	Corrosividad
>30	Corrosivo
7 - 30	Posible corrosión
0 7	No corrosivo

Fuente: El autor

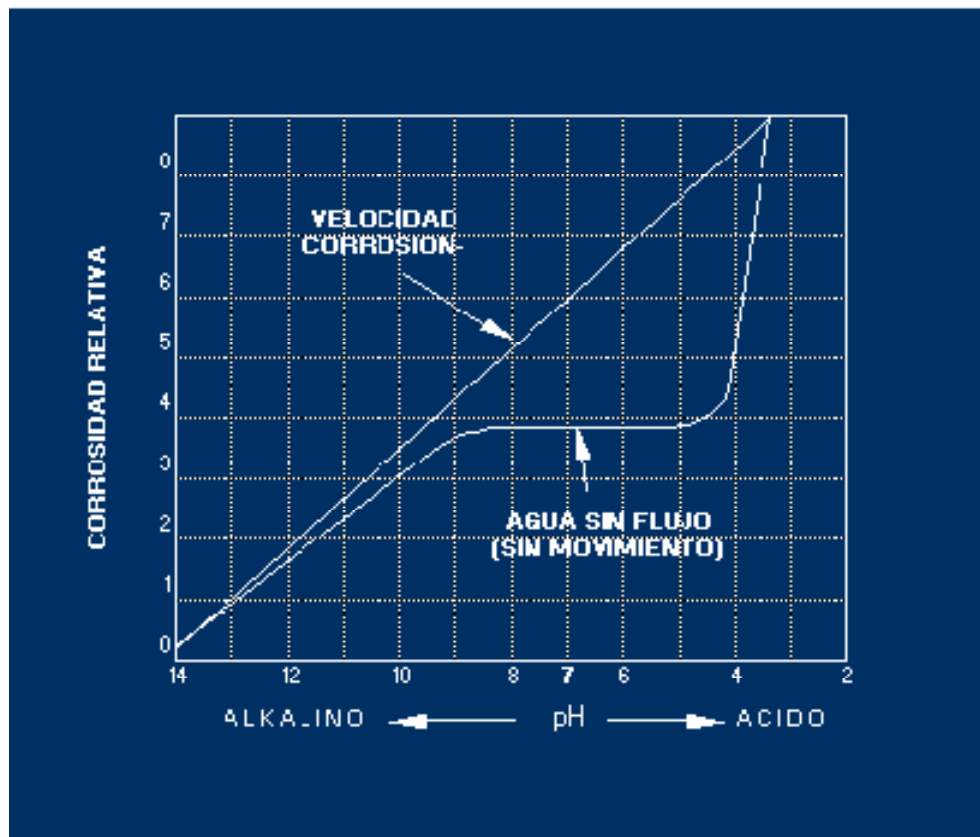
La velocidad del fluido

La velocidad del fluido es un parámetro crítico que influye en el aumento o el control de la corrosión. De la velocidad del fluido puede depender que una película protectora persista o se genere una erosión corrosión del metal. Generalmente cuando la velocidad del fluido está por debajo de 1 m/s la velocidad de corrosión aumenta con la velocidad del fluido en medios con CO₂. A medida que la velocidad del fluido aumenta, el comportamiento de la corrosión puede cambiar. A

una velocidad de fluido por encima de 1 m/s, el incremento de la corrosión no es tan acelerado y el mecanismo puede cambiar a un control por transferencia de carga.

Si la velocidad del fluido es bastante alta, por encima de 5m/s, se puede presentar un fenómeno de erosión corrosión que consiste en la remoción de las películas protectoras de carbono de hierro y de los inhibidores de corrosión cuando estos están presentes.

Gráfico 4. Corrosión relativa vs pH



Potencial de hidrogeno PH:

Generalmente la corrosión de un acero se incrementa cuando el pH de la fase acuosa disminuye, entonces, consecuentemente, cuando la presión parcial de



CO₂ aumenta, también lo puede hacer la concentración en la solución acuosa, el pH descenderá y finalmente aumentará la corrosión.

En estudios realizados de los mecanismos de la corrosión por CO₂ y con base en resultados de experimentos de laboratorio, se ha encontrado que la reducción de H, controlada por la velocidad del flujo, domina la reacción catódica a pH por debajo de 4.5, mientras que a pH superiores a este valor, la reducción del H₂CO₃ es quien controla la velocidad de reducción catódica.

Para esta investigación podemos concluir que la corrosión causada por el dióxido de carbono, no es importante ya que esta se mide en milésimas de pulgada por año y las operaciones de fracturamiento se realizan en un periodo no mayor a meses, lo cual nos indica que el uso del dióxido de carbono en el fluido de fractura no genera problemas de corrosión en la tubería en un corto tiempo de contacto.

2.2.2 Nitrógeno

- El nitrógeno es un gas completamente inerte y es compatible con otros fluidos aditivos, este gas no afecta el PH del fluido por consiguiente no genera inestabilidad al contacto con las rocas.
- El nitrógeno es poco soluble en soluciones acuosas lo que hace que menor cantidad de nitrógeno sea transportada hasta el yacimiento.
- El nitrógeno para que exista como un liquido, se debe reducir su temperatura por debajo de -233°F, por esta razón, para operaciones de fracturamiento, el nitrógeno debe ser enviado en fase gaseosa ya que si se envía en fase liquida se congelarían las líneas debido a su temperatura criogénica



- El nitrógeno por tener baja densidad ayuda a recobrar los fluidos del tratamiento.
- Debido a que el nitrógeno posee baja solubilidad en petróleo y agua, hace que este gas sea un excelente medio para incorporarse a dichos fluidos, como resultado la presión hidrostática comienza a reducirse a valores menores que la presión fluyente de la formación.
- La considerable disminución de la presión hidrostática, obliga a trabajar con altas presiones de tratamiento.

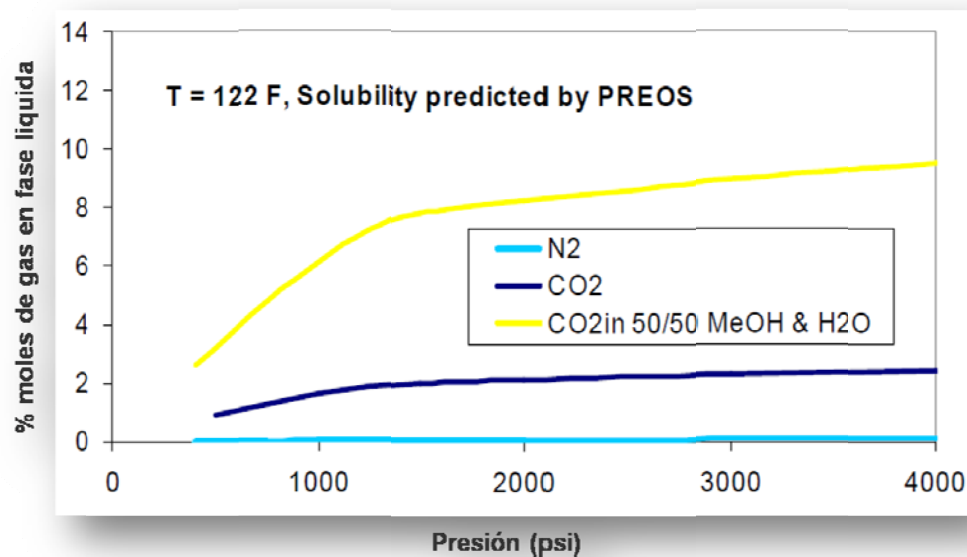
2.2.3 Diferencias entre el Nitrógeno y el Dióxido de Carbono

- Ambos se transportan en forma líquida en el tanque criogénico hasta la locación, pero para que el gas sea bombeado al pozo, debe ser calentado y gasificado, debido a que al ser mezclado con el gel se congelaría inmediatamente en las líneas de superficie porque las condiciones en las cuales el nitrógeno está en fase líquida es de -320°F (-195°C), mientras que el CO_2 es bombeado al pozo en forma líquida.
- el CO_2 es soluble en fase líquida, mientras que el N_2 tiene muy poca o casi nula solubilidad en fase líquida, lo que impide grandes concentraciones de nitrógeno en el fluido con respecto al uso del CO_2 y por esto el CO_2 proporciona mayor recobro de fluidos que el N_2 . El CO_2 puede incrementar sustancialmente su solubilidad, cuando es mezclado con metanol.(Gráfica5)
- El CO_2 se puede utilizar en pozos profundos, mientras que el N_2 se bombea en pozos someros debido a que este es bombeado en fase

gaseosa y se necesitaría mucha más concentración de N₂ para obtener los volúmenes deseados en el fondo del pozo.

- El N₂ puede utilizarse en gran variedad de sistemas de fluidos: sistemas de agua, sistemas de aceite y sistemas con alcohol, mientras que el CO₂ no es compatible con todos los sistemas de fluidos.
- El CO₂ provee mayor presión hidrostática que el nitrógeno, debido a que es inyectado como líquido y el N₂ como gas. Esta ventaja del CO₂ puede significar un incremento de la tasa de inyección o en una reducción de la presión de tratamiento.⁴

Gráfica 5. Solubilidad del N₂-CO₂ en fase líquida



Fuente: *Fluid Selection for Energized Hydraulic Fractures. SPE 124361*



2.3 APLICACIÓN DE FLUIDOS ENERGIZADOS

El escenario más común para la aplicación de los fluidos energizados se tiene cuando los pozos fracturados de manera convencional no cumplen con el incremento esperado en el Índice de productividad. Al analizar la raíz de esta causa se encuentra que esto se debe al atrapamiento de agua, bajo flowback del fluido de fractura, baja presión de yacimiento, baja permeabilidad, formación sensible al agua, concavidad mayor a 4 en la curva de Kro

2.3.1 Presión de yacimiento baja o Formaciones depletadas:

La productividad del pozo después del fracturamiento depende de la capacidad del yacimiento para retornar el fluido de fractura. Por esta razón, uno de los principales parámetros para utilizar los fluidos energizados es cuando la presión del yacimiento es insuficiente para recobrar los fluidos, esto se debe a que las fuerzas capilares mantiene atrapados los fluidos en los espacios porales de la formación y si no se cuenta con una presión de drawdown suficiente para vencer estas fuerzas, los fluidos no podrán ser recobrados.

El beneficio de utilizar energizados en estas situaciones se debe a que contiene un componente energizante en el fluido de fracturamiento que cuando se pone en producción el pozo, el gas se expande y aporta la energía necesaria para romper las fuerzas capilares y así permitir el retorno de los fluidos a la superficie⁶.

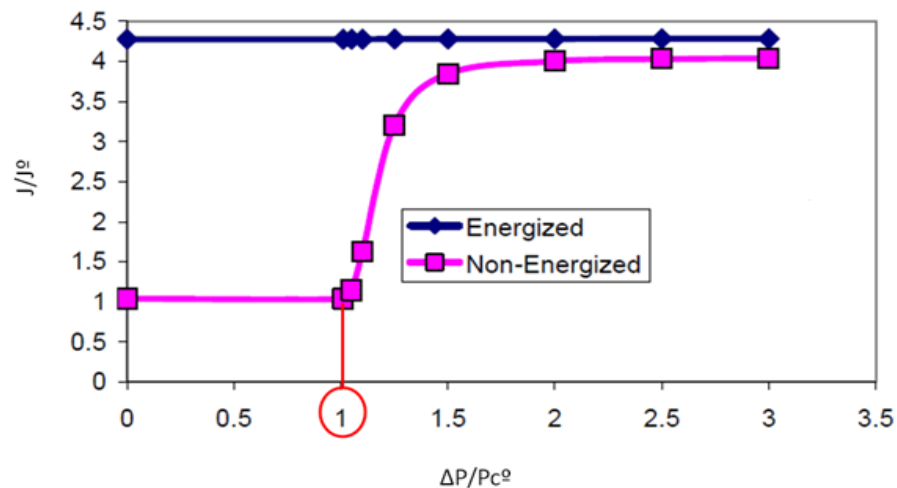
El Gráfico 6 muestra cómo se ve afectada la productividad cuando el yacimiento tiene una baja presión, haciendo que el valor de drawdown empiece a ser similar al valor de la presión capilar, bajo este escenario, el estimado de incremento en el

⁶ Kyle E. Friehauf and Mukul. M.Sharma. 2009. Fluid selection for energized hydraulic fractures. Paper SPE 124361 presented at the 2009 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, USA, 4-7 October 2009.

Índice de Productividad (J/J_o) calculado por métodos ya conocidos (Proppant number, Cinco Ley & Samaniego) no se cumple.

Al usar un fluido convencional, a medida que disminuye la presión disponible para el drawdown, la productividad después del fracturamiento empieza a disminuir hasta ser igual a la de un pozo no fracturado. En un fluido energizado el índice de productividad es independiente de la razón entre DP/P_c

Gráfica 6. Índice de productividad vs la presión de drawdown y presión capilar.



Fuente: Fluid Selection for Energized Hydraulic Fractures. SPE 124361

2.3.2 Baja permeabilidad - Altas presiones capilares

En formaciones de baja permeabilidad algunas veces las presiones capilares presentes en los espacios porales son tan altas que tienden a retener el filtrado del fluido de fractura que se introduce a la formación, aún en horizontes con gradientes de presión de yacimiento superiores a 0.3 psi/ft.

Los fluidos energizados son una muy buena opción, en yacimientos con baja permeabilidad y altas presiones capilares, debido a que disminuyen la cantidad de



líquido presente en el fluido y a la vez el gas ayuda a disminuir las tensiones interfaciales, mitigando los problemas de bloqueo por agua.

El fluido energizante mejora el recobro de los fluidos y al mismo tiempo aumenta la permeabilidad relativa de los hidrocarburos cuando se pone a producir el pozo a causa del componente gaseoso presente en la matriz de la roca.

2.3.3 Formaciones sensibles al agua

Cuando se crea una fractura hidráulica, pueden existir ciertos problemas que no permiten tener un buen resultado. Por ejemplo, cuando al usar fluido de fractura convencional, base agua, se reduce la permeabilidad de los hidrocarburos debido a que el agua se queda en los poros, en la cara de la fractura, por efecto de las fuerzas capilares.

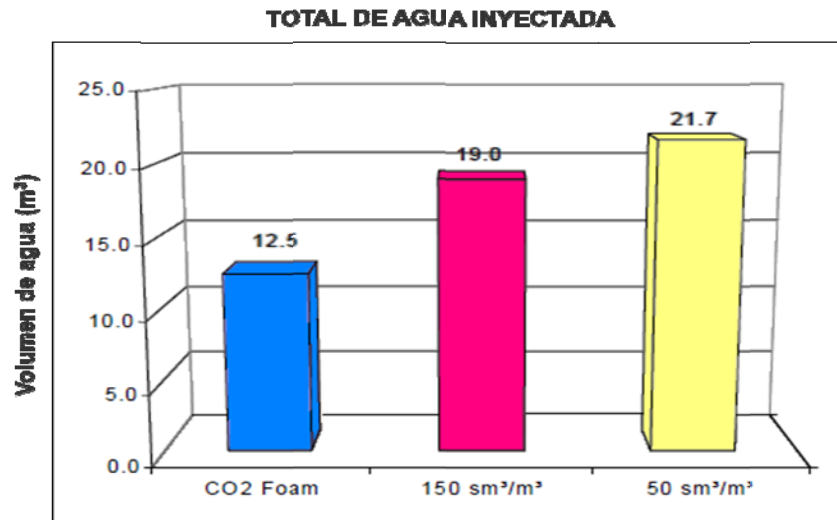
La cara de la fractura es una zona crítica, donde se debe tener especial cuidado con mecanismos de daño tales como: Hinchamiento de arcillas, rompimiento parcial de los fluidos de fractura y la migración de finos, entre otros.

En este tipo de formaciones, los fluidos energizados son una gran elección, ya que este tipo de fluidos reduce en gran porcentaje el contenido de agua que es adicionado en el fluido de fractura, reduciendo los problemas asociados con la retención de agua en la formación.

El contenido de agua en un fluido energizado dependerá del porcentaje de gas que sea requerido para las condiciones de las formaciones a las cuales se quiera realizar una estimulación con fracturamiento energizado. La cantidad de agua bombeada en un fracturamiento energizado puede ser reducida considerablemente por la adición de este componente gaseoso.

Gráfico 7. En esta figura se puede observar como al aumentar el porcentaje del componente gaseoso (CO₂) se disminuye la cantidad requerida en el fluido de fracturamiento.

Gráfico 7. Agua inyectada vs Calidad del CO2

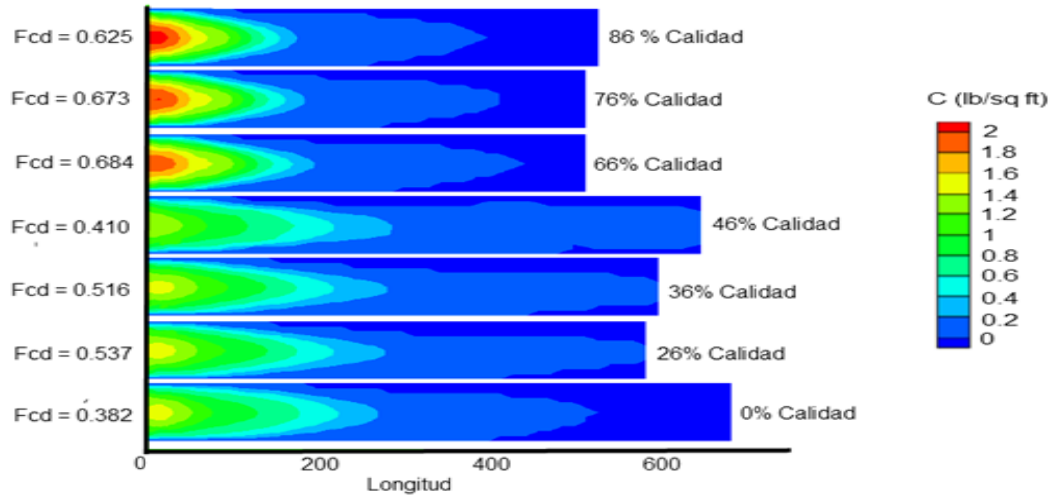


Fuente: Michael G. Tulissi, "A Comparison of Results of Three Different CO2 Energized Frac Fluids: A case History". 2002

2.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS AL UTILIZAR FLUIDOS ENERGIZADOS

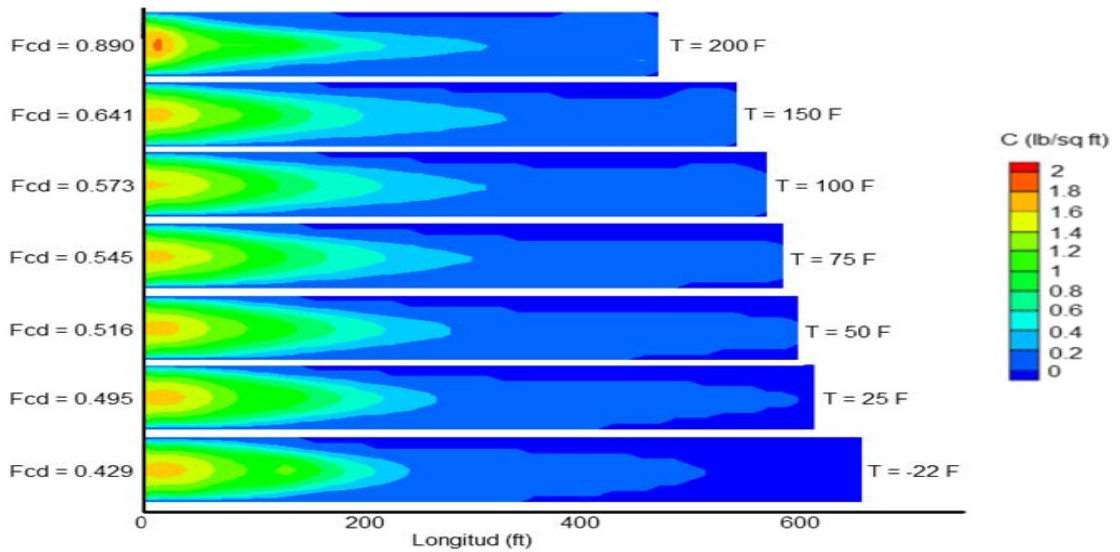
Al utilizar fluidos energizados en una operación de fracturamiento hidráulica, existen algunas diferencias con respecto al utilizar un fluido de fractura convencional. En el gráfico 8, se muestra cómo afecta la geometría de fractura utilizando diferentes calidades del gas en el fluido de fractura. A medida que se aumenta la calidad, la fractura es un poco más corta y más ancha, debido a que hay una mejor ubicación del propante, el cual afecta directamente la conductividad. Teniendo en cuenta que el fluido energizante es un gas, su comportamiento se verá afectado por la temperatura; El gráfico 9 se muestra cómo afecta la temperatura en la concentración de propante.

Gráfico 8. Concentración de propante a diferentes calidades en el fluido energizado



Fuente: *Design and Implementation of Energized Fracture Treatment in Tight Gas Sands*

Gráfico 9. Concentración de propante a diferentes temperaturas



Fuente: *Design and Implementation of Energized Fracture Treatment in Tight Gas Sands*

2.4.1 Ventajas

- ★ Los fluidos energizados aportan la suficiente viscosidad al fluido para transportar y acarrear los agentes de sostén.
- ★ Bajas presiones de tratamientos en superficie, debido a que el CO₂ permite mayor presión hidrostática en el fondo durante el tratamiento.
- ★ El CO₂ tiene mayor densidad, lo cual ayuda a bajar las presiones de tratamiento.
- ★ Al utilizar fluidos de fracturamiento energizados se reduce el daño en la formación, debido a que la carga polimérica en el fluido es menor.
- ★ Los fluidos energizados reducen la cantidad de líquido acuoso en el tratamiento, el cual puede ser beneficioso para formaciones sensibles a fluidos acuosos.
- ★ Mejora y agiliza el recobro del fluido y subsecuentemente la producción inicial.
- ★ Reduce la viscosidad de los líquidos hidrocarburos (crude oils)
- ★ Aporta energía al yacimiento mediante un componente energizante que está presente en el fluido.
- ★ Menor tensión interfacial en el fluido debido a que el porcentaje CO₂ actúa como surfactante.
- ★ No hay retención del fluido (phase trapping) debido a que la cantidad de líquido en el fluido es menor y debido a que el gas reduce las tensiones interfaciales y las fuerzas capilares, lo que impide que el fluido sea atrapado en los espacios porales.
- ★ Los fluidos energizantes, Incrementan la permeabilidad relativa del gas en la formación.
- ★ Buen control del filtrado debido a los efectos multifásicos.



2.4.2 Desventajas

- ★ La carga del propante en el fluido de fracturamiento es limitada. (depende de la calidad del gas).
- ★ Mayor equipamiento en la locación (bombedores de gas, booster, blender, etc.)
- ★ Manejo de seguridad al trabajar con dióxido de carbono (CO₂).
- ★ El dióxido de carbono es un gas costoso.
- ★ Los fluidos energizantes, causan precipitaciones en formaciones donde hay presencia de asfáltenos y parafinas.
- ★ El fluido es de baja viscosidad, lo cual hace que se deban utilizar altas tasas para compensar altas pérdidas de fluido (leak off).
- ★ Interpretación de la presión en el fondo es más difícil.
- ★ Pérdida de presión hidrostática en el N₂ y se necesita mayor potencia.

3. SITUACIÓN A NIVEL MUNDIAL

El concepto de fracturamiento energizado se introdujo por primera vez en 1981, aunque en años anteriores se habían hecho tratamientos con un porcentaje de gas en el fluido de fractura. El dióxido de carbono fue el primer energizante utilizado para conformar este tipo de fluidos. En Canadá, en la primera formación donde se implementó esta tecnología fue en Glauconite Sandstone en julio de 1981. En los años siguientes se implementaron trabajos con 50% de gas en el fluido de fractura reduciendo los tiempos de limpieza y aumentando la productividad del pozo. Para el año 1983, se realizaron trabajos de fracturamiento con 70% de gas. A octubre de 1987 se habían implementado más de 450 tratamientos con fluidos energizados y ya se habían realizado estudios sobre su comportamiento, su reología, perdidas de fluido, etc.

Para la década del 90 ya era una tecnología establecida y se empezaban a probar algunos cambios como el uso de metanol para aumentar la solubilidad del energizante en el hidrocarburo. A partir del año 2000, se han utilizado fluidos energizados y el avance ha sido optimizar el fluido de fractura base.

Estos tratamientos se han implementado en Canadá, Estados Unidos, México, Argentina y Rusia e Italia, entre otros. (Figura 6).

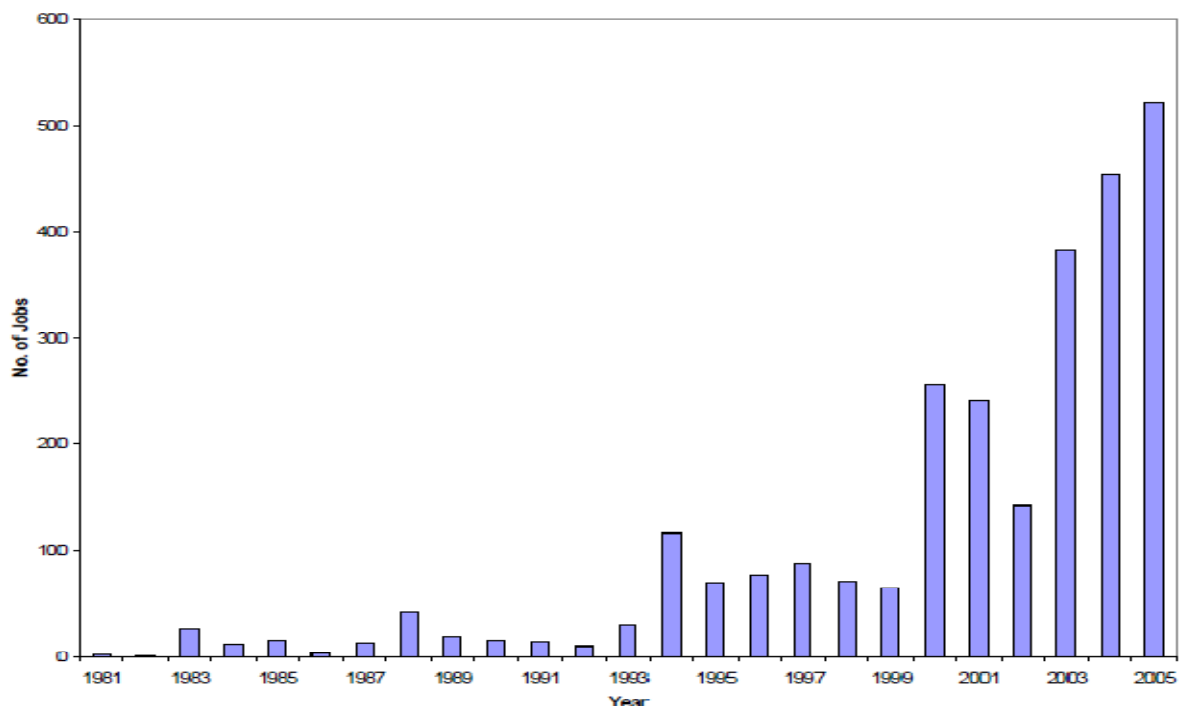
Figura 6. Mapa mundial donde se han implementado fluidos de fracturamiento energizados



Fuente: El autor

La mayor parte de los casos registrados se encuentra en Canadá, donde se han utilizado fluidos energizados en toda la Cuenca Sedimentaria del occidente (Western Canadian Sedimentary Basin (WCSB))⁷. Para finales de 1997 más de 1200 tratamientos con CO₂ y cerca de 200 con CO₂/N₂ se habían implementado y para el año 2005 ya se había aumentado el número de tratamientos por año a más de 500. (Gráfico 10)

Gráfico 10. Gráfica de número de fracturamientos energizados en Canadá (WCSB)



Fuente: *Fracturing Fluid for Low Permeability Gas Reservoirs: Emulsion of Carbon Dioxide with Aqueous Methanol Base Fluid: Chemistry and Applications. SPE 106304*

⁷ Fracturing Fluid for Low Permeability Gas Reservoirs: Emulsion of Carbon Dioxide with Aqueous Methanol Base Fluid: Chemistry and Applications. SPE 106304



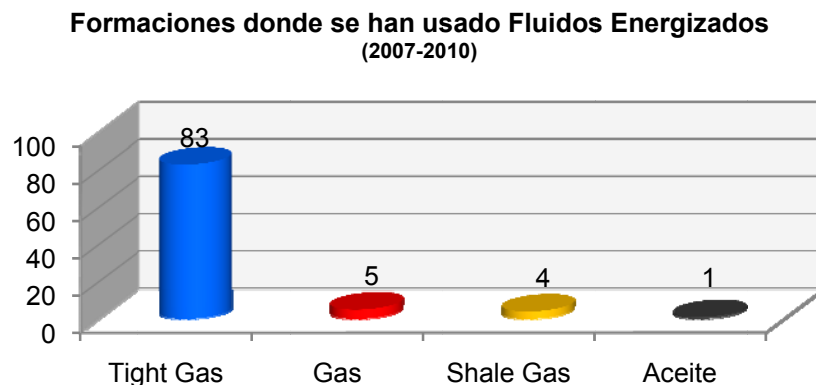
En el año 2009, se habían hecho más de 3000 tratamientos en 75 formaciones. Las formaciones con mayor número de tratamientos son: Bluesky, Viking, Foremost, Milk River, y Belly River, con cerca de 2000 tratamientos. En el 90% de estos tratamientos, se ha utilizado CO₂ como fluido energizante. El rango de profundidades donde se han hecho estos tratamientos es de 300 a 9500 ft (100 a 2900 m) con temperaturas en fondo de pozo de 50 a 210°F (15 a 100°C).

En esta cuenca el gas más utilizado para energizar el fluido es el CO₂, por los buenos resultados obtenidos y las profundidades a las cuales están las formaciones de interés.

En Argentina se han utilizado fluidos energizados con Metanol desde el año 1992, el primer tratamiento fue realizado en el campo Lindero Atravesado en la cuenca Neuquina.

El uso de fluidos energizados se ha mantenido como una muy buena alternativa para mejorar la productividad en distintas formaciones, como lo muestra la gráfica 11, su principal aplicación ha sido en formaciones de Tight Gas. En estas formaciones después de que se ha comprobado la ventaja de utilizar fluidos energizados, se comienza a implementa su aplicación en diferentes tipos de yacimientos.

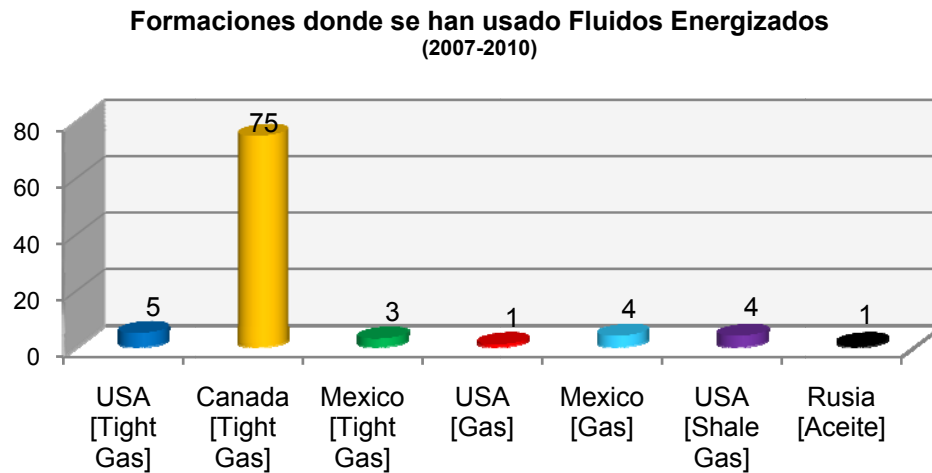
Gráfico 11. Formaciones donde se han usado Fluidos Energizados



Fuente: El autor

En la Gráfica 12 se muestran los países y el tipo de formación en la que se usan. Estos son los trabajos reportados desde el año 2007 a 2010.

Gráfico 12. Formaciones donde se han usado Fluidos Energizados



Fuente: El autor

En Colombia no se ha reportado ningún caso en el cual se haya utilizado fluidos energizados como fluido de fractura. Teniendo en cuenta la situación mundial, el uso de los fluidos energizados en el fluido de fractura es una tecnología con gran aplicación la cual hace necesario la creación de una metodología que nos permita identificar posibles formaciones para su aplicación, en busca de optimizar los trabajos de fracturamiento.

3.1 CASOS HISTÓRICOS

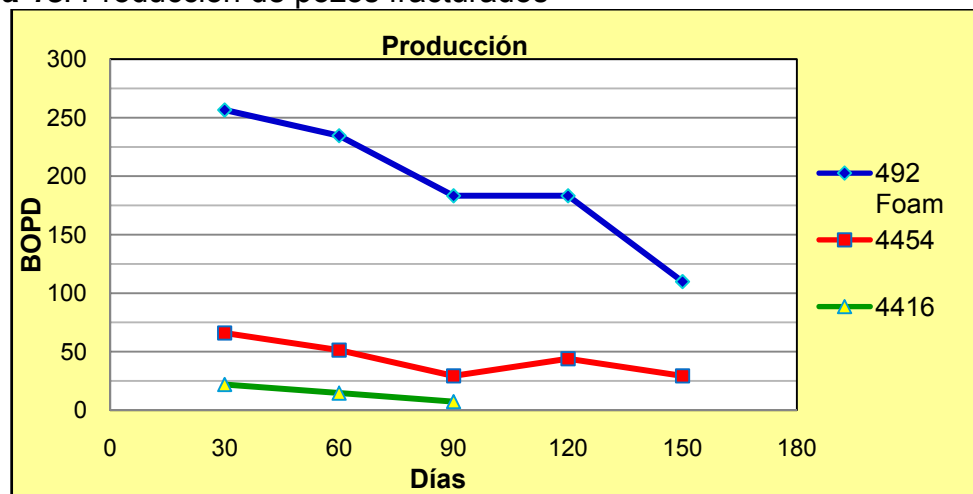
Alrededor del mundo esta tecnología se ha implementado en diferentes campos para solucionar diferentes problemas. A continuación se mostrará dos de los casos más importantes, que servirán como base para su posible implementación en campos Colombianos en yacimientos de aceite y yacimientos de Shale Gas.

3.1.1 Campos en Rusia

La aplicación de fluidos energizados en Rusia se implementó en la cuenca Western Siberian en el campo Brown para aumentar la producción de los pozos. En este campo a medida que se empezó a realizar operaciones de fracturamiento, se comenzaron a presentar problemas como: daño significativo en la formación, tiempo prolongado de limpieza (alrededor de 1 mes) y geometría de fractura no deseada⁸. Para corregir estos problemas se decidió implementar fluidos energizados en las operaciones de fracturamiento. Al analizar los diferentes factores para la operación, se escogió como componente energizante el nitrógeno, debido a la fácil logística y simplicidad, ya que con este gas no se tiene restricción por compatibilidad del fluido.

Los pozos fueron fracturados con una espuma de 70% de calidad. En la Gráfica 13 se muestra la producción post-frac del pozo fracturado con la espuma (492) en relación con otros dos pozos fracturados con fluidos convencionales (4454 -4416). Además de la notable diferencia en cuanto a producción en el pozo donde se utilizó espuma, hubo una reducción del tiempo de limpieza y una mejor geometría de fractura.

Gráfica 13. Producción de pozos fracturados



Fuente: *Foam Fracturing: New Stimulation Edge in Western Siberia (Russian). SPE 115558*

⁸ Foam Fracturing: New Stimulation edge in western Siberia.SPE 115558.



3.1.2 Shale Gas

Los fluidos energizados han sido ampliamente utilizados en yacimientos de Shale gas. En este tipo de yacimientos, el fracturamiento es necesario para la producción de los pozos. Generalmente la aplicación de fluidos energizados en este tipo de yacimientos, se debe a la baja presión que estos poseen.

Los fluidos energizados se han implementado en cuencas como Devonian, Antrim, Lewis, y New Albany. Como se había mencionado anteriormente, la principal razón por la cual se han usado este tipo de fluidos, es por la baja presión que tienen estos yacimientos, el cual afecta directamente la recuperación del fluido de fractura y la producción del gas.

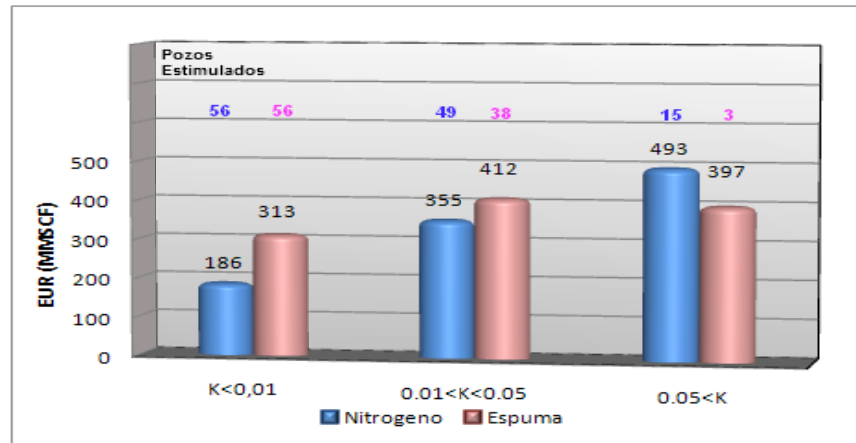
Devonian Shale

En Devonian Shale, campo Big Sandy, la presión de yacimiento es baja (500 psi, 0.125psi/ft), lo cual hace que la cantidad de líquido que se introduzca a la formación sea un factor crítico en la producción después del fracturamiento.

Para este yacimiento se evaluaron dos diferentes tipos de tratamientos, uno en el cual solo se inyectaba gas para realizar la fractura y otro en el cual se inyecta espuma con propante. Para la evaluación, se agruparon los pozos según su permeabilidad. El primer grupo con permeabilidades menores de 0.01 md, el segundo grupo con permeabilidades entre 0.01 md y 0.5 md y el tercer grupo con permeabilidades mayores a 0.05 md.

Los resultados se muestran en la Gráfica 14, siendo claro que a menor permeabilidad se obtenían mejores resultados con la espuma.

Gráfica 14. Comparación de producción de pozos teniendo en cuenta la permeabilidad

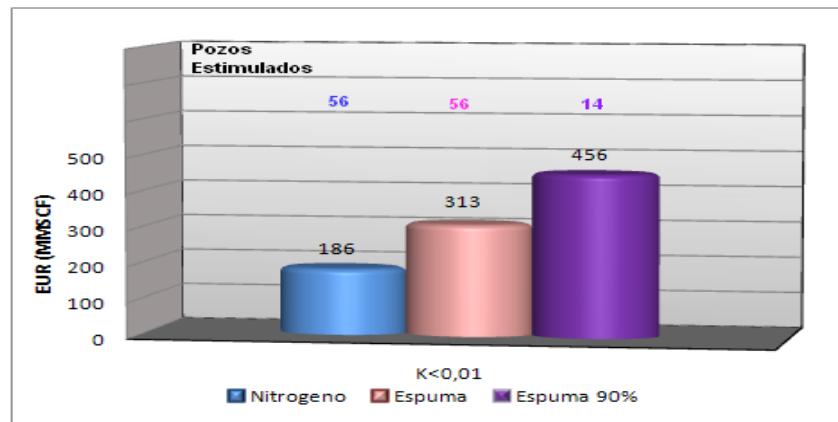


Fuente: *Comparing Production Responses from Devonian Shale and Berea Wells Stimulated with Nitrogen Foam and Proppant vs. Nitrogen-Only. SPE 77464*

Gracias al avance de la tecnología en los últimos años, se desarrollaron materiales de soporte (propantes) de menor densidad, conocidos como ultralivianos. Con estos materiales ultralivianos se ha logrado optimizar los tratamientos de fracturamiento hidráulico, ya que estos permiten bombear una cantidad óptima de propante con una cantidad mínima de fluido fracturante.

En la Gráfica 15 se muestra el aumento de la producción obtenida con tres tratamientos diferentes que tienen calidades superiores al 90% del gas: El primer tratamiento se realizó solo con nitrógeno, el segundo tratamiento se realizó con espumas y propante convencional y el tercer tratamiento se realizó con espumas de alta calidad y con propantes ultralivianos.

Gráfica 15. Comparación de producción de con tres diferentes fluidos



Fuente: *Comparing Production Responses from Devonian Shale and Berea Wells Stimulated with Nitrogen Foam and Proppant vs. Nitrogen-Only. SPE 77464*

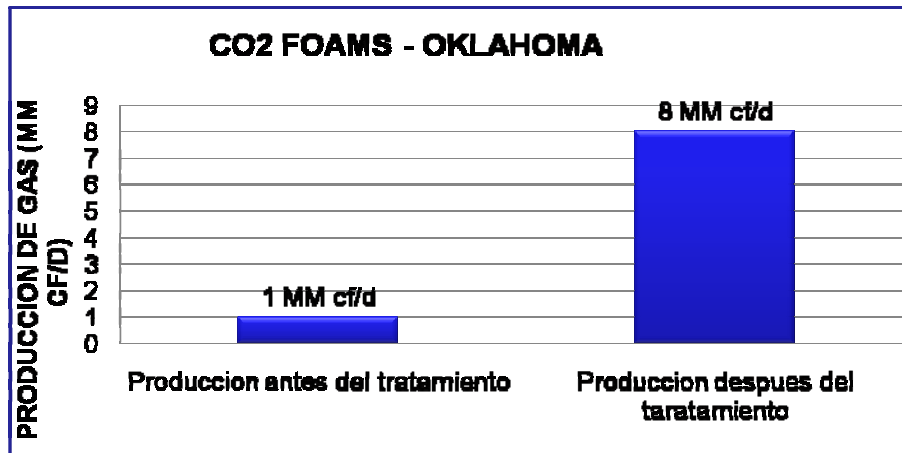
3.2 ESTADISTICAS DE PRODUCCIÓN

En las siguientes figuras se encuentran datos de producción del uso de fluidos energizados aplicados en diferentes campos alrededor del mundo. Inicialmente en las Gráficas 16 y 17 muestra la producción en campos de Virginia, Texas y Oklahoma después del fracturamiento con fluidos energizados.

Gráfica 16. Aumento de producción con tratamiento de fracturamiento energizado

Fuente: *El autor*

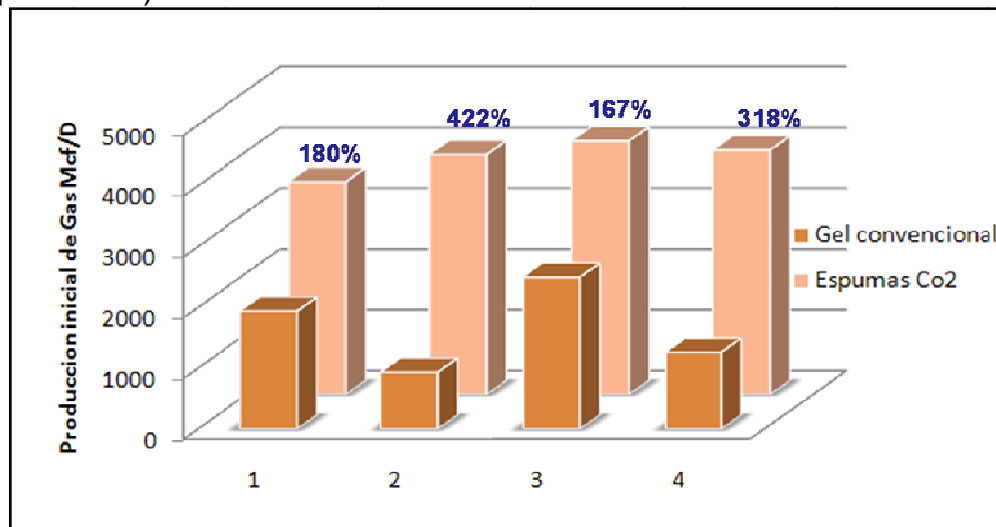
Gráfica 17. Aumento de producción con implementación de fluidos energizados (Campo de Oklahoma- Estados Unidos)



Fuente: El autor

En la Gráfica 18, se muestra la producción obtenida al usar fluidos energizados comparando la producción obtenida cuando se utilizaron fluidos convencionales en el campo Arkana, mostrando un aumento en producción cuando se implemento fluidos energizado.

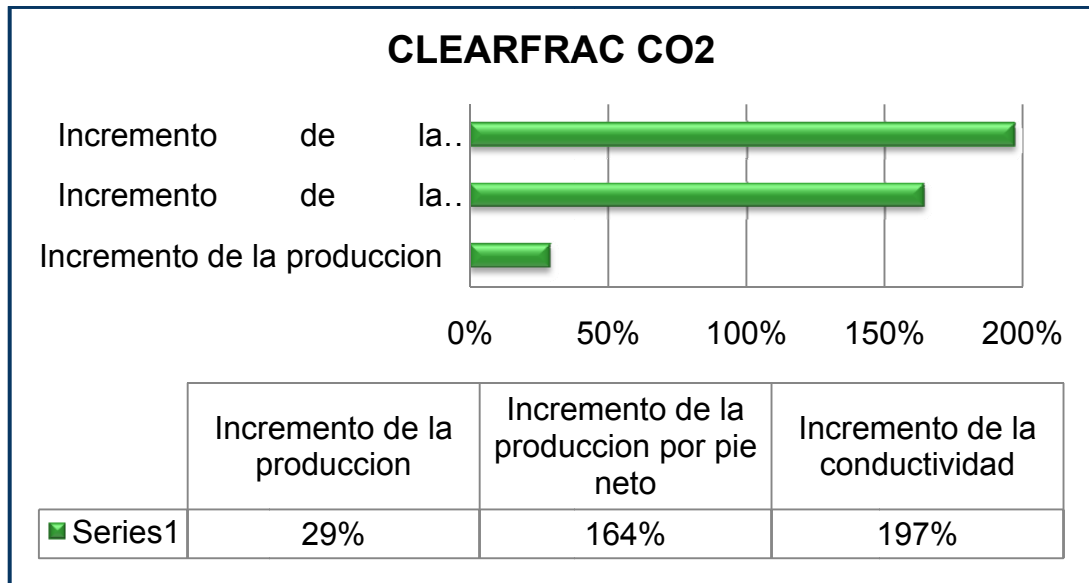
Gráfica 18. Aumento de producción con implementación de fluidos energizados (Campo Arkana)



Fuente: El autor

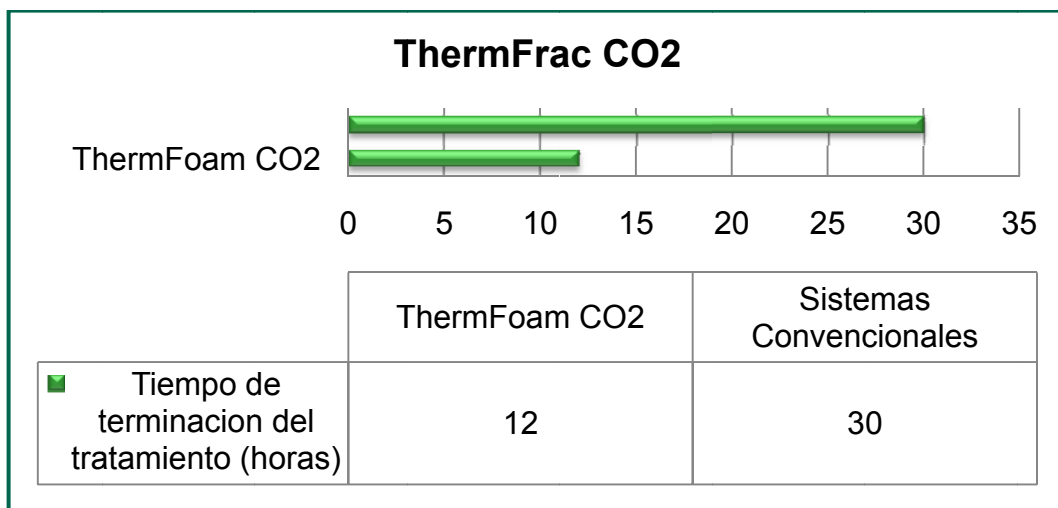
En la Gráficas 19 y 20 se presenta el aumento en la productividad y en la conductividad utilizando fluidos energizados con dos tipos diferentes de fluidos base.

Gráfica 19. *Incremento de la productividad con ClearFrac –CO2*



Fuente: www.slb.com

Gráfica 20. *Tiempo de Limpieza después del tratamiento con ThermFrac –CO2*

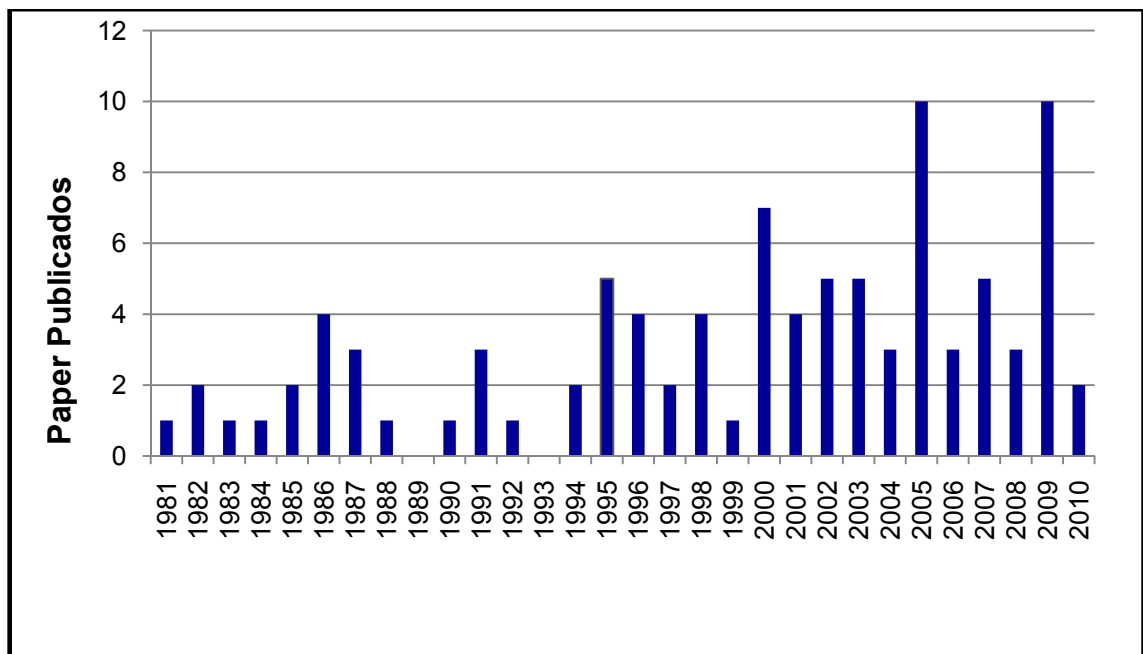


Fuente: www.slb.com

3.3 ESTADÍSTICAS DE PUBLICACIONES

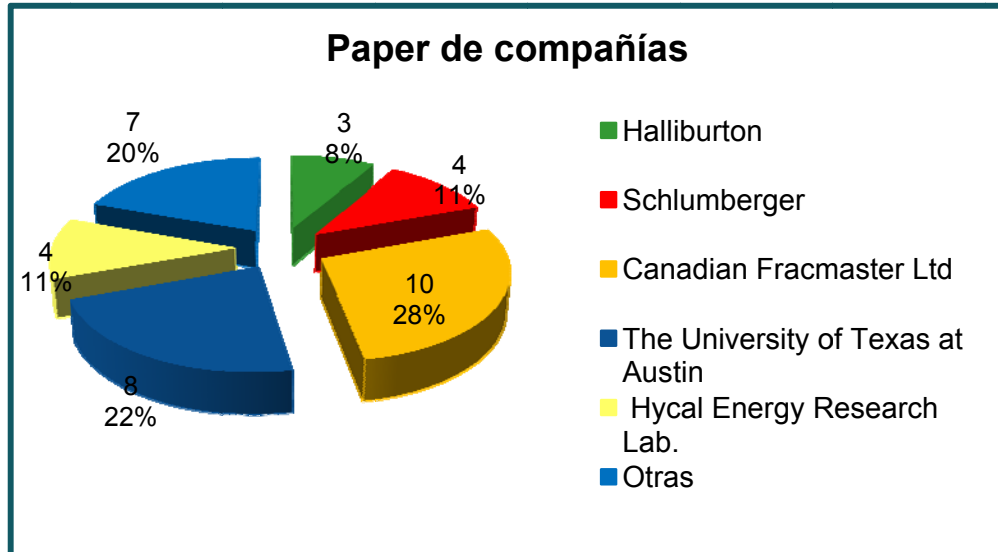
En la gráfica 21 se muestra la cantidad de papers publicados sobre la tecnología por año, en la gráfica 22 se presentan las compañías con mayor número de papers publicados y en la gráfica 23 se muestran los principales autores de los papers y cantidad de papers por cada autor. En el anexo 1 se encontrará un listado de papers relacionados con fracturamiento hidráulico utilizando fluidos energizados.

Gráfica 21. *Publicación de papers sobre fracturamiento con fluidos energizados*



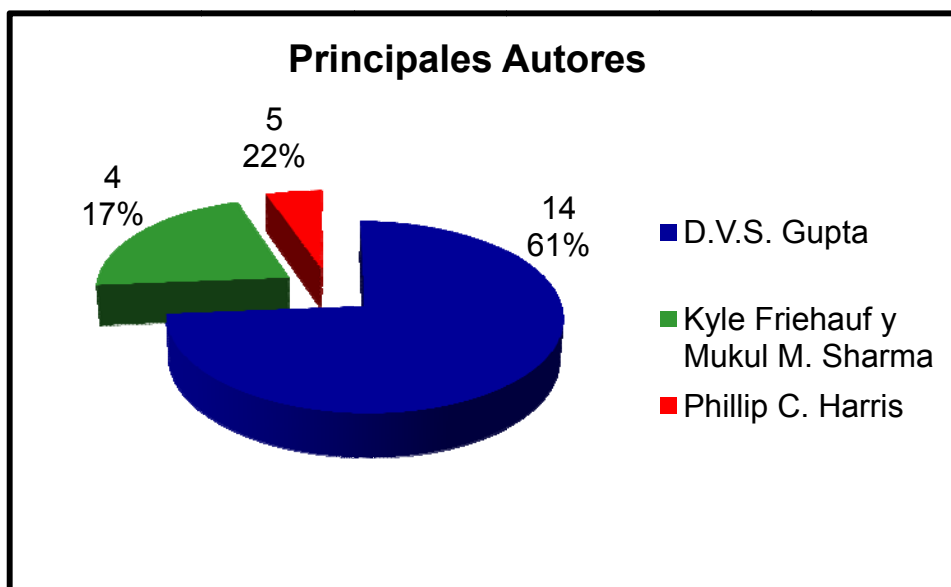
Fuente: *El autor*

Gráfica 22. *Publicación de papers por compañías sobre fracturamiento con fluidos energizados*



Fuente: El autor

Gráfica 23. *Publicación de papers por autores sobre fracturamiento con fluidos energizados*



Fuente: El autor



4. METODOLOGÍA DE APLICACIÓN

Los fluidos energizados han sido utilizados bajo distintas circunstancias a nivel mundial como solución a la baja productividad observada después de realizar operación de fracturamiento hidráulico utilizando fluidos de fractura convencionales. Dentro de las principales razones para su aplicación, se encuentran, formaciones con sensibilidad a fluidos acuosos y una baja presión del yacimiento.

A continuación se desarrollará la metodología para el uso de fluidos de fracturamiento energizado en tres diferentes tipos de yacimientos: Yacimientos Tight Gas, Yacimientos de gas convencional y por ultimo yacimientos de aceite.

4.1 TIGHT GAS

Durante los últimos diez años la aplicación de los fluidos energizados, en yacimientos Tight gas, ha sido materia de estudio por diferentes empresas operadoras y compañías de servicio técnico. Estos estudios se ven reflejados en más de 21 papers publicados. Los yacimientos de Tight Gas, debido a su baja permeabilidad ($<0,1$ md) y alta presión capilar, son el tipo de yacimientos donde se encuentra la mayor aplicaciones de esta tecnología. De acuerdo a los estudios realizados por diferentes autores, Concuerdan en manifestar que los fluidos de fracturamiento energizado, se deben utilizar en todas las operaciones de fracturamiento hidráulico que se realicen a este tipo de yacimientos para lograr maximizar la conductividad final de la fractura.

Los factores que se deben tener en cuenta para seleccionar el tipo de fluido son mencionados a continuación:

Presión de Poro: Para presiones de Poro superiores a 0.3 psi/ft, se recomienda usar un fluido energizado (30-35%), esto se debe a que el yacimiento necesitará poca energía adicional para recobrar los fluidos. Para presiones menores, el

impacto del daño en la cara de la fractura, generado por el fluido, es mayor haciendo necesario el uso de espumas con una calidad entre el 70 y 75 %, con el fin de reducir al máximo la cantidad de agua inyectada en el tratamiento.

Profundidad de la Zona: por lo general cuando la zona de interés es mayor a 5000 ft TVD se recomienda usar CO₂, esto se debe a que el CO₂ tienen menor compresibilidad que el N₂ y provee una mayor columna hidrostática. Para profundidades menores a 5000 ft TVD se recomienda utilizar N₂ ya que sería de menor costo que el CO₂. Figura 7.

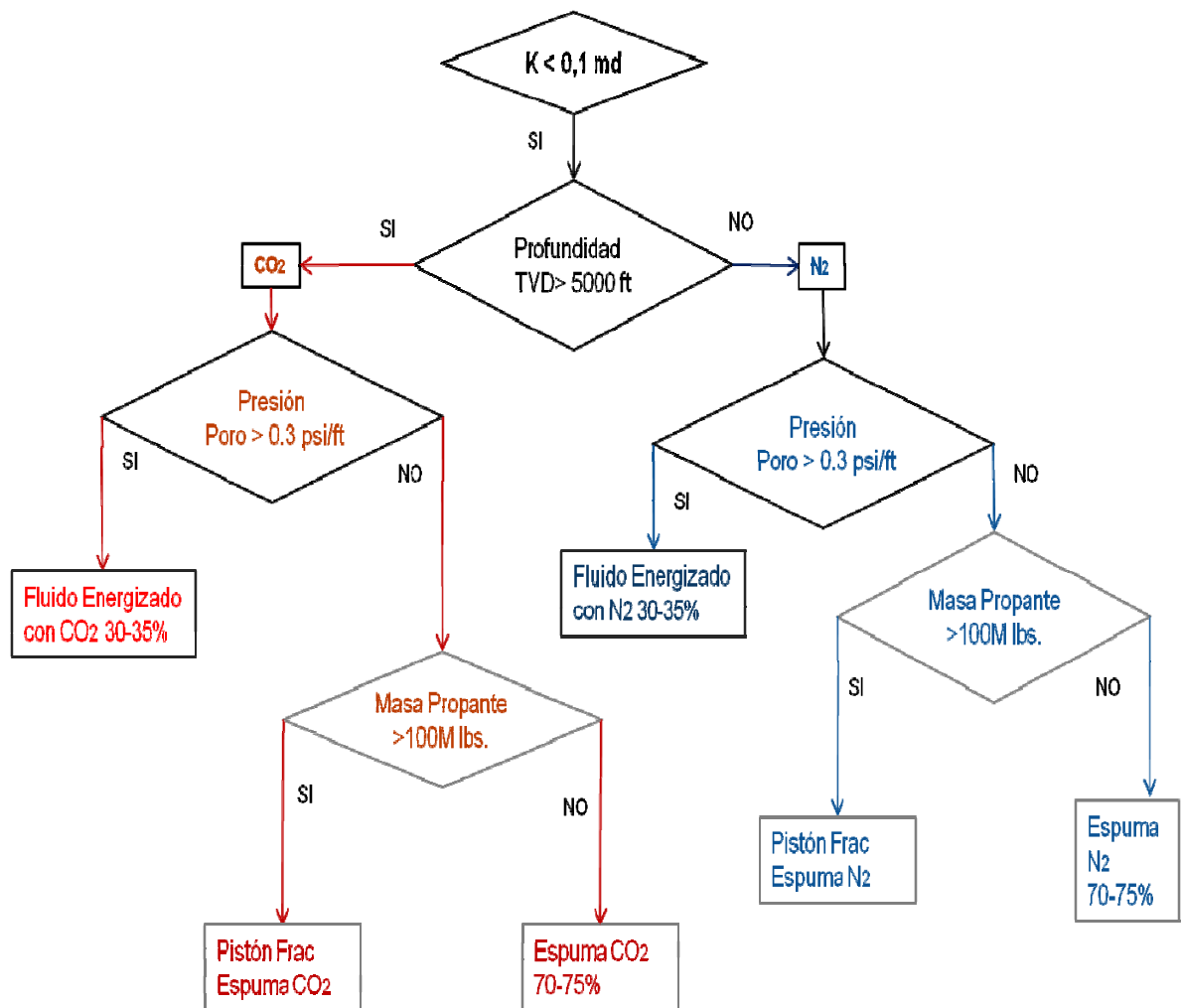
Concentración y tipo de propante: Cuando el tratamiento de fracturamiento requiere una alta concentración de propante y masa total a inyectar, se incrementa el riesgo de generar un arenamiento prematuro (screen out) si se utiliza un fluido espumado. De acuerdo a la estadística, estos problemas se incrementan cuando se inyectan más de 100.000 lbs de propante. Para evitar el este posible problema de arenamiento prematuro, se recomienda aplicar la técnica Pistón-Frac, en el cual a medida que se aumenta la cantidad de propante se disminuye la calidad de la espuma.

Figura 7. Profundidad de la zona utilizando CO₂ y N₂

Fuente: El autor.

Teniendo en cuenta estos parámetros se planteo la metodología que se muestra en la figura 8.

Figura 8. Diagrama de flujo de selección de Fluidos energizados para Tight Gas



4.2 GAS CONVENCIONAL

Teniendo en cuenta los distintos factores que influyen al seleccionar un fluido energizado, en el cual muchas veces puede ser la suma de estos factores, para la metodología de yacimientos de gas convencional, se analizo un índice que



describe la situación que se puede presentar en la cara de las fracturas. El índice de Atrapamiento de la Fase Acuosa APT_i (Aqueous Phase Trapping index).

4.2.1 APT_i Índice de atrapamiento de la fase acuosa

El APT_i es un índice que se calcula por medio de una ecuación obtenida después de muchos estudios y pruebas. Las principales variables de este índice son la saturación de agua inicial, la permeabilidad promedio al aire no corregida de la formación, y algunos parámetros que pueden afectar como: la presión del yacimiento, la profundidad de invasión, y el grado de concavidad en la curva de permeabilidad Relativa al petróleo.

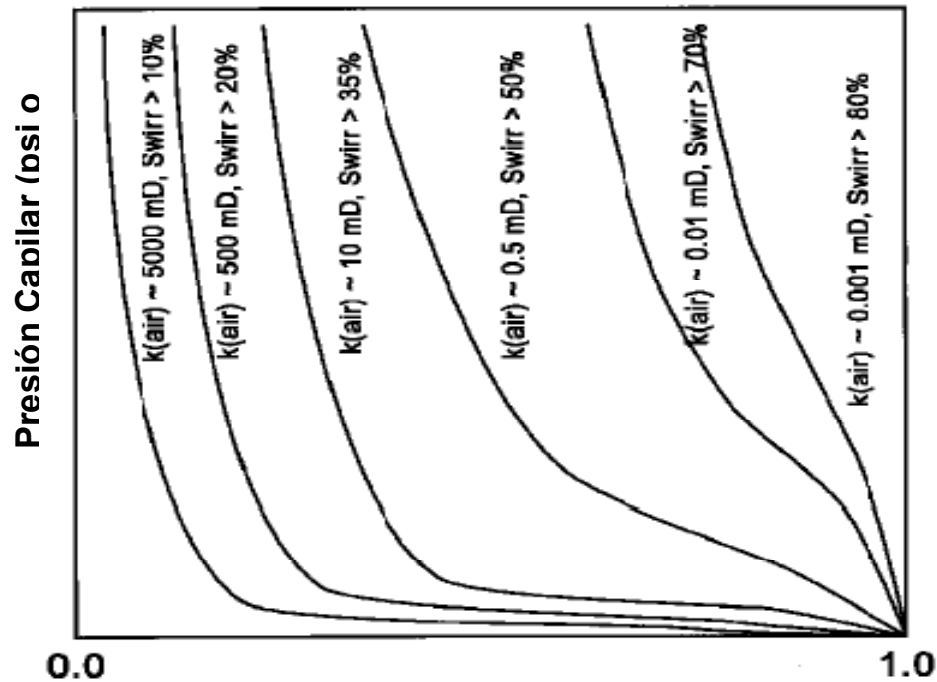
$$APT_i = 0.25[\log_{10}(k_a)] + 2.2(S_{wi}) - RP_a - IP_a + PR_a$$

Donde:

- APT_i : Índice de Atrapamiento de la Fase Acuosa.
- k_a : permeabilidad promedio al aire no corregida de la formación.
- S_{wi} : saturación de agua inicial.
- RP_a : Factor de ajuste por Permeabilidad Relativa.
- IP_a : Factor de ajuste por Perfil de Invasión.
- PR_a : Factor de ajuste por Presión de Yacimiento.

La permeabilidad es el primer variable en esta ecuación, en la Gráfica 24 se muestra la variación de la presión capilar con respecto a la saturación de agua y la permeabilidad, mostrando que para un mismo punto de saturación de agua, la presión capilar es mayor entre menor sea la permeabilidad.

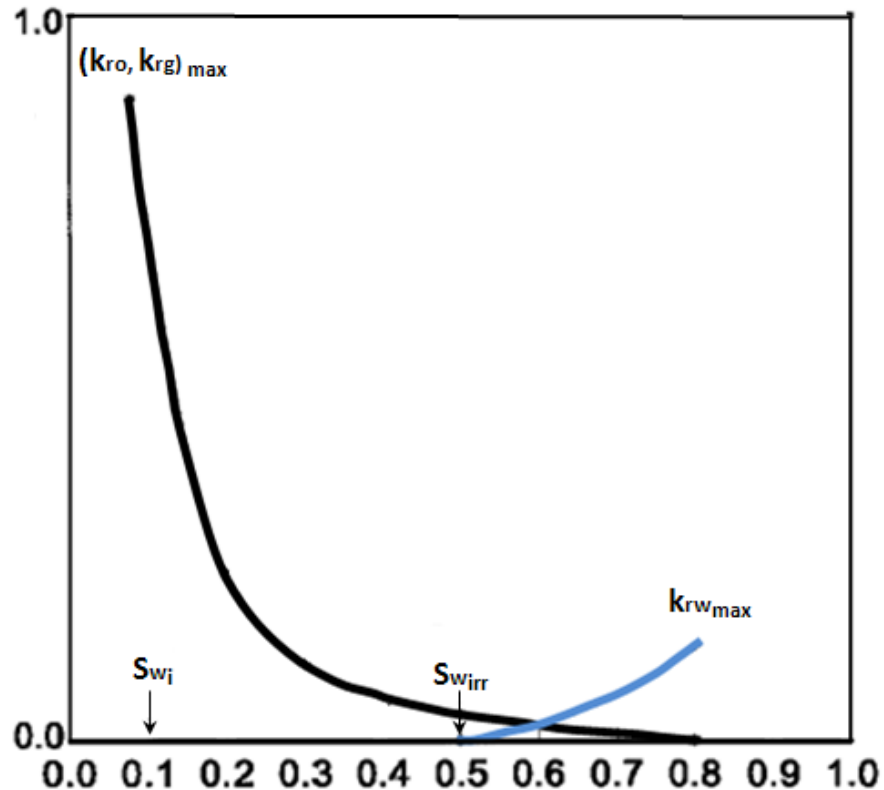
Gráfica 24. Variación de la presión capilar con la saturación de agua y con la permeabilidad.



Fuente: *Water and Hydrocarbon Phase Trapping in Porous Media—Diagnosis, Prevention and Treatment (PET-SOC 96-10-02)*

La saturación de agua inicial, es muy importante en el atrapamiento de agua, porque en algunos yacimientos la saturación de agua inicial es menor a la saturación de agua irreducible. La Gráfica 25 muestra que si el yacimiento tiene una saturación de agua inicial sub-irreducible, es decir, por debajo de la saturación irreducible, al realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico invadimos el yacimiento en la cara de la fractura cambiando la saturación de agua existente y por consiguiente la permeabilidad relativa. Para un caso como el de la gráfica se pasaría de tener una permeabilidad relativa al aceite o Gas de 0,8 a tener un valor menor de 0,5 lo que significaría una reducción en la producción de hidrocarburo, y como ya estamos en el punto de saturación de agua irreducible no se puede volver a una saturación menor.

Gráfica 25. Relación entre atrapamiento de agua y Saturación de agua inicial



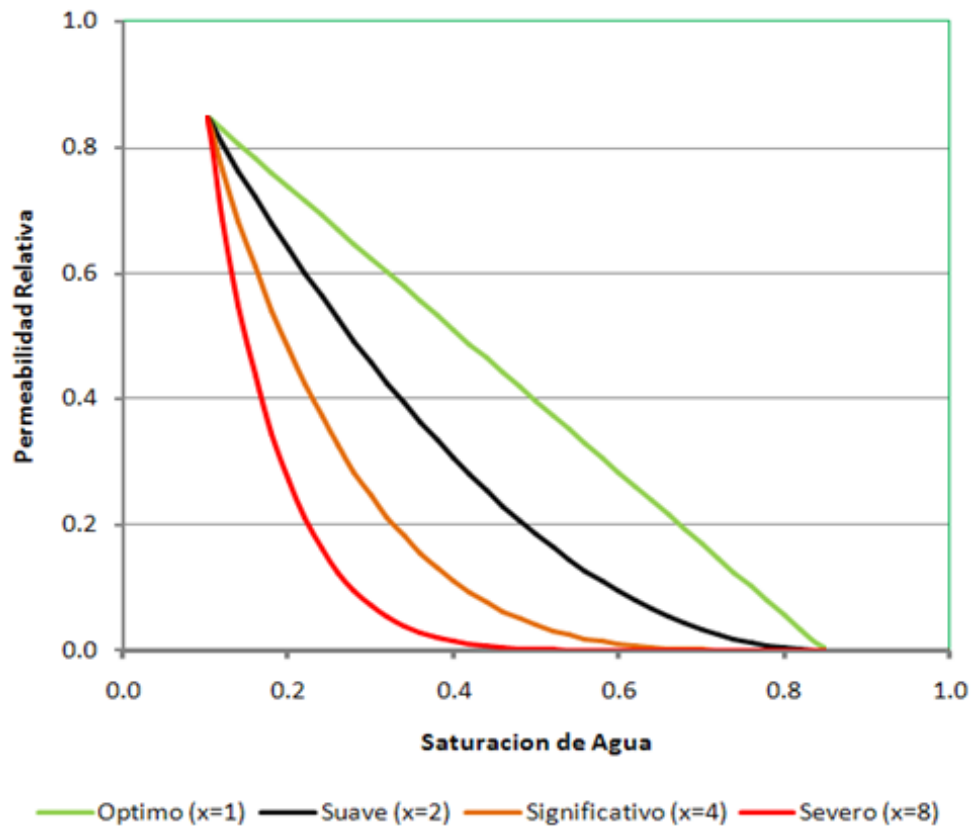
Fuente: *Water and Hydrocarbon Phase Trapping in Porous Media—Diagnosis, Prevention and Treatment (PET-SOC 96-10-02)*

Los siguientes son factores de ajuste que dependiendo del yacimiento pueden influir en el atrapamiento del agua.

Factor de ajuste por Permeabilidad Relativa. RP_a : Las curvas de permeabilidad relativa describen los cambios que puede tener la permeabilidad al cambiar la saturación de agua, por eso, estas curvas tienen una gran influencia en el daño asociado al atrapamiento de la fase acuosa. La Gráfica 25 muestra este fenómeno. La curva óptima sería el comportamiento lineal, en el que un pequeño cambio en la saturación resulta en un pequeño cambio en la permeabilidad. La

curva mas cóncava es el peor escenario, en el que un pequeño cambio en la saturación de agua resulta en un gran cambio en la permeabilidad relativa al hidrocarburo y este a su vez un gran cambio en la producción. En la grafica 26 se muestra un cambio de una saturación inicial de 0.1 a una saturación de 0.2.

Gráfica 26. Efecto de la configuración de la curva de permeabilidad relativa en el atrapamiento de la fase acuosa.



Estas curvas pueden ser aproximadas por una ecuación:

$$k_{r,g,o}(S_w) = k_{r,gm,om}(S_n)^x$$

Donde:

- $k_{r,g,o}(S_w)$ = Permeabilidad relativa del gas o del aceite en función de la saturación de agua

- $k_{r_{gm,om}}$ = Permeabilidad relativa del gas o del aceite máxima
- S_n = Función de saturación de agua normalizada:

$$S_n = \frac{(S_{w_{max}} - S_w)}{(S_{w_{max}} - S_{w_{min}})}$$

x = Factor de forma de permeabilidad relativa ($x \geq 1.0$)

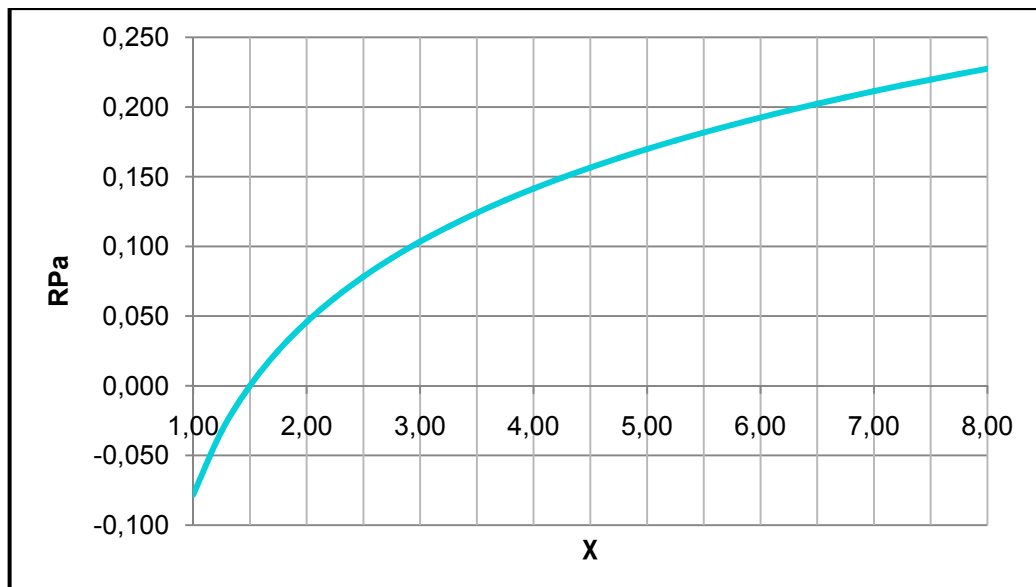
Un valor menor en el factor de forma, dará una curva con tendencia lineal, mientras que un valor alto en el factor de forma, dará una curva más cóncava, generando un mayor impacto en el atrapamiento del agua esto se puede ver en las Gráfica 27.

De este factor depende el factor de ajuste por permeabilidad relativa (RP_a):

$$RP_a = 0.26[\log_{10}(x - 0.5)]$$

$1.0 \leq x \leq 8$, RP_a varía de -0.078 a +0.228, en la grafica 26 se muestra estos valores.

Gráfica27. Variación del Factor de ajuste por permeabilidad relativa RP_a con respecto al factor de forma



Factor de ajuste por Perfil de Invasión IP_a : El perfil de invasión influye en el atrapamiento de agua porque entre mayor sea la profundidad de invasión más difícil es la recuperación de esa agua en el yacimiento.

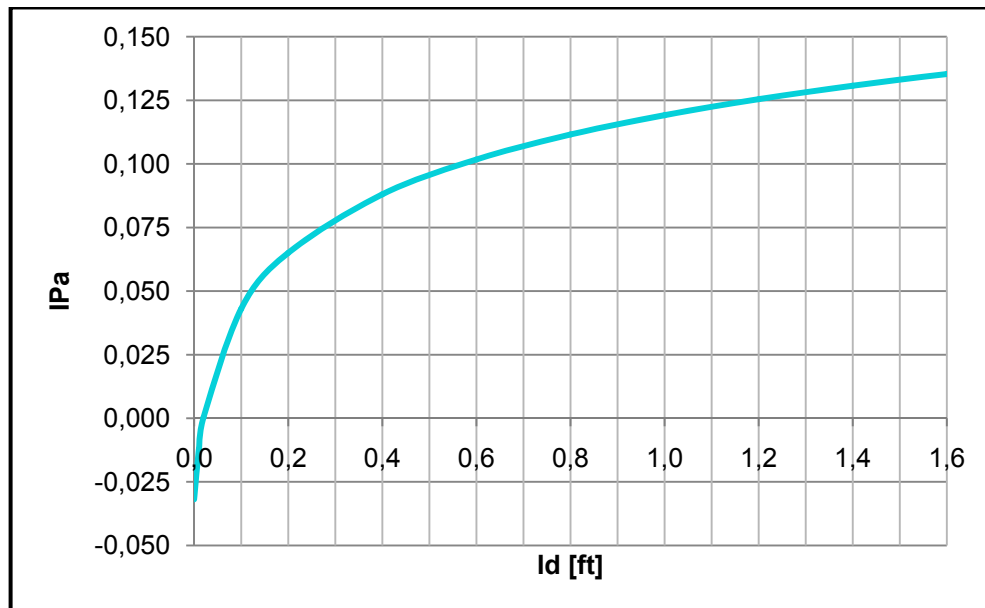
$$IP_a = 0.08 [\log_{10} (I_d + 0.4)]$$

Donde:

- I_d = Profundidad de invasión radial (pozo) o lineal (cara de la fractura). [cm]

$0 \leq I_d \leq 500 \text{ cm}$, IP_a varía de -0.032 a +0.216, en la grafica 28 se muestra estos valores:

Gráfico 28. Variación del Factor de ajuste por perfil de invasión IP_a con respecto a la profundidad de invasión I_d .



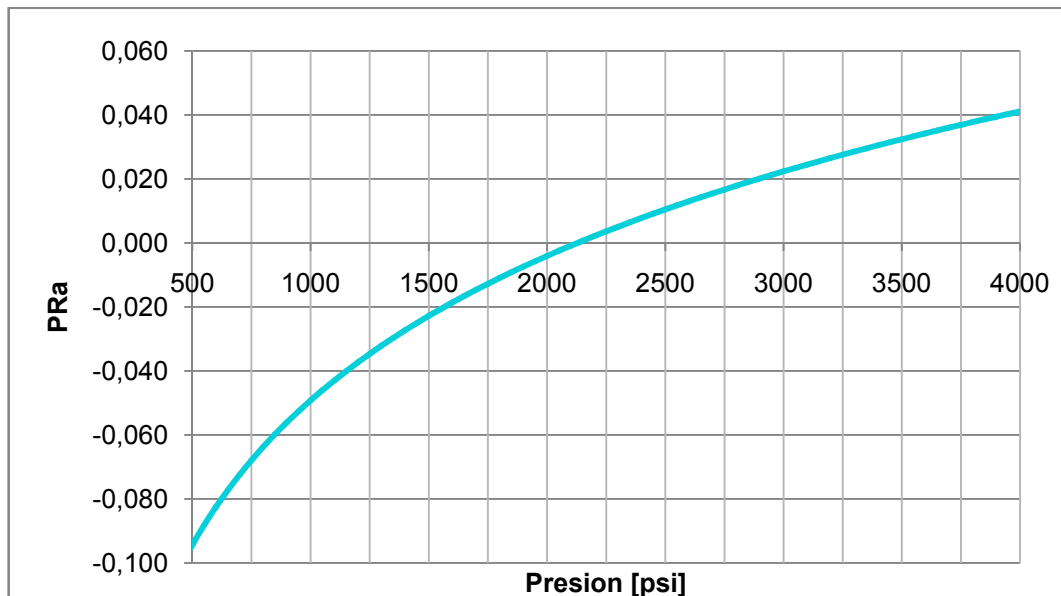
Factor de ajuste por Presión de Yacimiento **PR_a**: Cuando la presión de yacimiento es baja, hay más probabilidad de tener agua atrapada, pero cuando la presión de yacimiento es alta, esta puede vencer la presión capilar y ayudar al flujo de fluidos.

$$PR_a = 0.15 [\log_{10}(P_r)] - 0.175$$

- P_r= Presión de yacimiento [MPa]

$0.1 \leq P_r \leq 50 \text{ MPa}$, PR_a varía de -0.325 a +0.080, en la grafica 29 se muestra estos valores:

Gráfica 29. Variación del Factor de ajuste por presión de yacimiento PR_a con respecto a la presión de yacimiento P_r .



Analizando los factores de ajuste el de menor incidencia en el índice es el PR_a . Este índice tiene un valor cualitativo, para valores menores a 0.8 la formación muestra una significativa tendencia a atrapar la fase acuosa, para valores de 0.8 a 1, la formación podría mostrar problemas de atrapar la fase acuosa, y para



valores mayores a 1 la formación no tiene tendencia a atrapar la fase acuosa. Tabla 5. En el anexo 2 se encuentra una hoja de cálculo para el APT_i .

Tabla 5 Rango de APT_i

Rango de APT_i	Características del yacimiento
$APT_i > 1.00$	La formación no tiene tendencia a atrapar la fase acuosa
$0.8 \leq APT_i \leq 1.00$	La formación podría mostrar problemas de atrapar la fase acuosa
$APT_i < 0.8$	La formación muestra una significativa tendencia a atrapar la fase acuosa

Fuente: El autor

Teniendo en cuenta el APT_i se planteó la metodología, cuando el APT_i sea menor de 0.8 (hay problema con el atrapamiento de agua) lo recomendado es utilizar la menor cantidad de agua posible como fluido de fractura, es decir un sistema Espumado. En el caso en el que el diseño del fracturamiento la cantidad de propante que se requiera utilizar sea mayor 100.000 libras, es recomendado usar un sistema conocido como pistón frac, en el cual el pad es una espuma de alta calidad (70-75%) y a medida que aumente la concentración de propante, se va disminuyendo la calidad del gas hasta donde sea necesario.

Cuando el APT_i este en el rango de 0.8 a 1 indica que la formación podría presentar problemas de atrapamiento de agua. Para estos casos se recomienda utilizar un fluido de fractura energizado, el cual disminuirá la cantidad de agua requería y por consiguiente los problemas asociados. En el caso que el APT_i sea mayor a 1 y teniendo en cuenta que el valor de ajuste por presión no tiene gran



impacto en el APT_i , se pasa a analizar el gradiente de presión para considerar la opción de utilizar fluidos energizados cuando se quieran optimizar los tratamientos de fractura. En la Figura 10 se muestra un diagrama de flujo de la metodología de aplicación de fluidos energizados para yacimiento de gas convencional, teniendo en cuenta las consideraciones anteriormente analizadas.

4.3 YACIMIENTOS DE PETRÓLEO

En algunos yacimientos de aceite también podemos observar el fenómeno de fase acuosa atrapada, lo cual indica que el yacimiento tiende a retener los fluidos acuosos que se incorporan cuando se realizan operaciones como fracturamiento hidráulico. Teniendo en cuenta que en Colombia la mayor parte de los yacimientos existentes son yacimientos de petróleo, se ha desarrollado una metodología para determinar cuándo se puede realizar un fracturamiento energizado. Figura 11.

Para esta metodología se debe tener en cuenta el tipo de componente energizante (CO_2 , N_2) que se quiera utilizar en el fracturamiento energizado. Esto se debe a que si se desea emplear el Dióxido de carbono (CO_2) primero se recomienda realizar una prueba de compatibilidad entre el fluido del yacimiento (petróleo) y el fluido energizado utilizando CO_2 , ya que la interacción del crudo y este gas, tienden a precipitar los asfáltenos que se encuentran en el crudo, ocasionando un pseudo skin positivo en la cara de la fractura. Para determinar si la interacción del crudo y el fluido energizado precipitan los asfáltenos, se debe realizar un análisis SARA.

ANÁLISIS SARA:

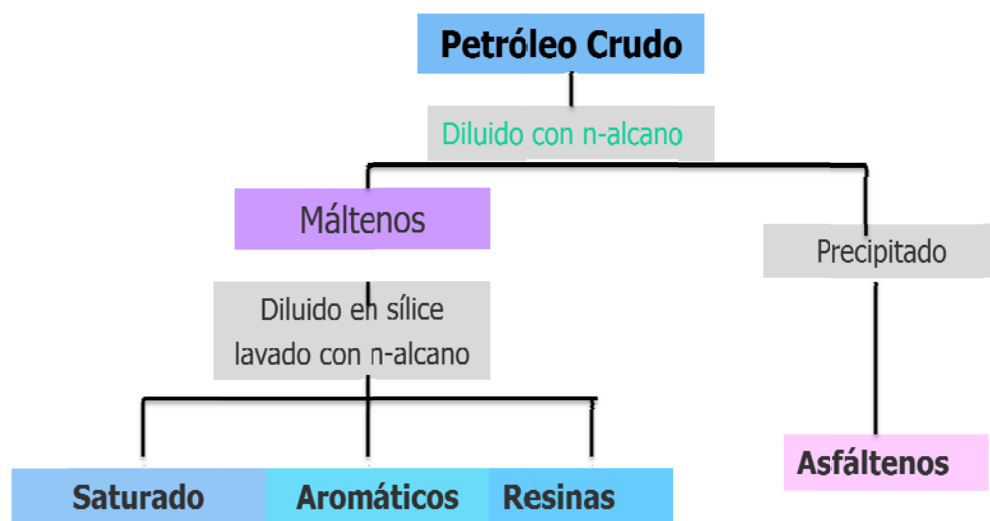
Comúnmente conocido como un análisis composicional donde se clasifican los componentes del crudo en: SATURADOS, AROMATICOS, RESINAS Y ASFALTENOS. Esta prueba, da el porcentaje en peso la cantidad de saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos dentro del crudo. Con esta información se

pretende inferir si el crudo presenta problemas de depositación de parafinas o asfáltenos. Por otra parte los contenidos de saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos reflejan en parte la naturaleza de la materia orgánica de la roca madre, pero principalmente el grado de madurez de crudo y la intensidad de procesos de alteración post-expulsión.

La determinación del contenido de asfáltenos en el petróleo se puede llevar a cabo a través de una técnica de laboratorio conocida como SARA. El procedimiento SARA categoriza los constituyentes del petróleo muerto o petróleo que ha perdido sus componentes gaseosos en cuatro grupos orgánicos: saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos. El análisis SARA se basa en la diferencia de solubilidad, polaridad y peso molecular de los constituyentes presentes en el petróleo.

En el fraccionamiento SARA los asfáltenos se separan de otros componentes de los hidrocarburos mediante el n-alcano. Los componentes remanentes denominados máltenos se fraccionan en forma consecutiva a través de una columna lavándolos con diferentes solventes.

Figura 9. Análisis SARA



Fuente: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish07



Después de determinar la composición del crudo por medio del análisis SARA, se debe calcular el índice de estabilidad coloidal (IC), el cual nos indica si el crudo tiende a precipitar los asfáltenos y parafinas. Este índice se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$IC = \frac{Asfáltenos + Saturados}{Resinas + Aromáticos}$$

Si el índice de estabilidad coloidal es mayor a 0.9, el crudo tendrá tendencia a precipitar los asfáltenos.

Fluidos de fracturamiento base aceite

2 bases químicas son utilizadas en la industria para los fluidos base aceite. Ambas usan como base, ester de fosfato. Estos pueden ser activados o crosslinkeados con activadores de aluminio o activadores base hierro. Los sistemas base hierro son estables en ácido y el material alcalino es utilizado para romper el gel. Estos sistemas son mas compatibles con CO2 que los sistemas base aluminio. Los dos sistemas son compatibles con N2.



Figura 10. Metodología de selección para uso de fluidos energizados en yacimientos de Gas convencional

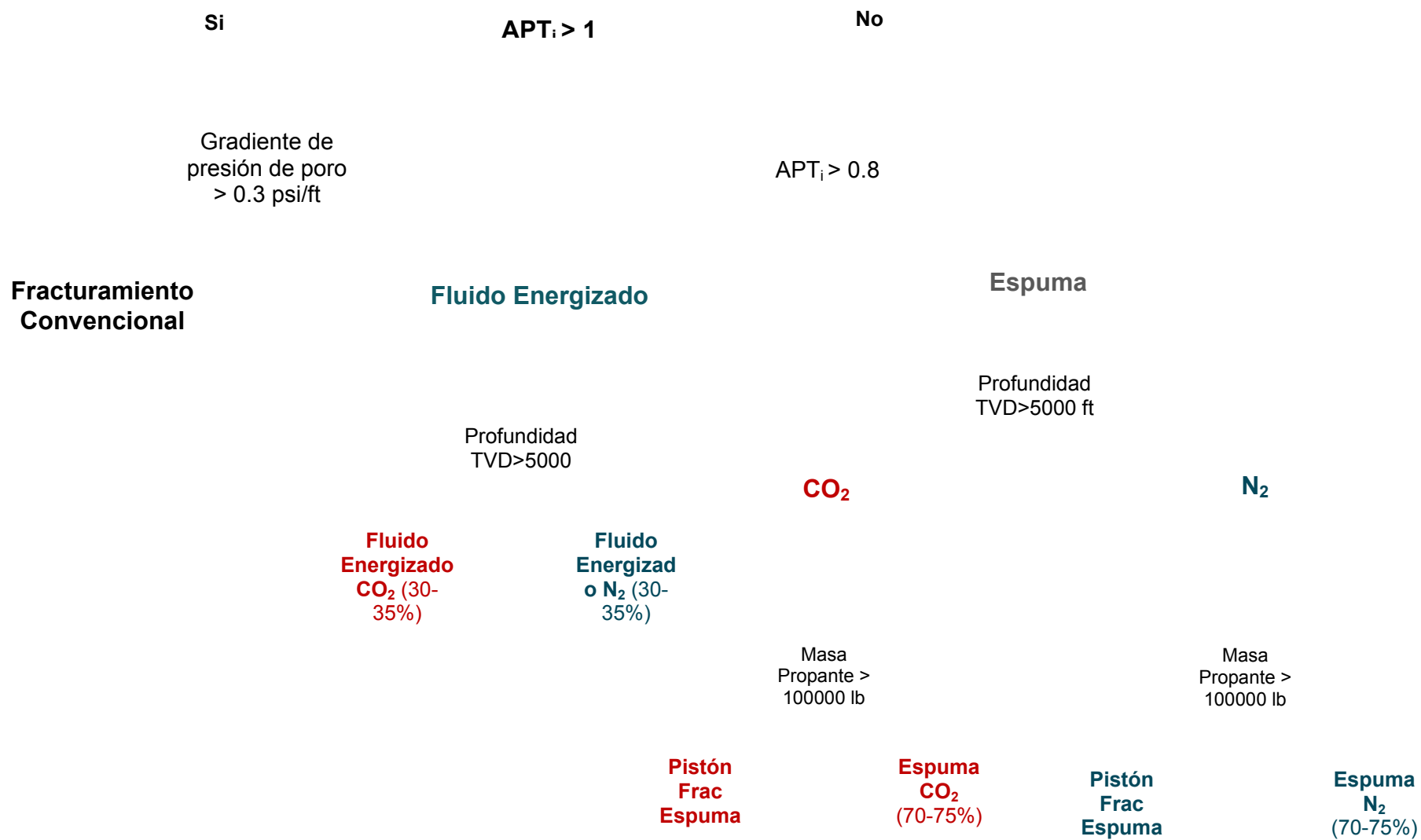
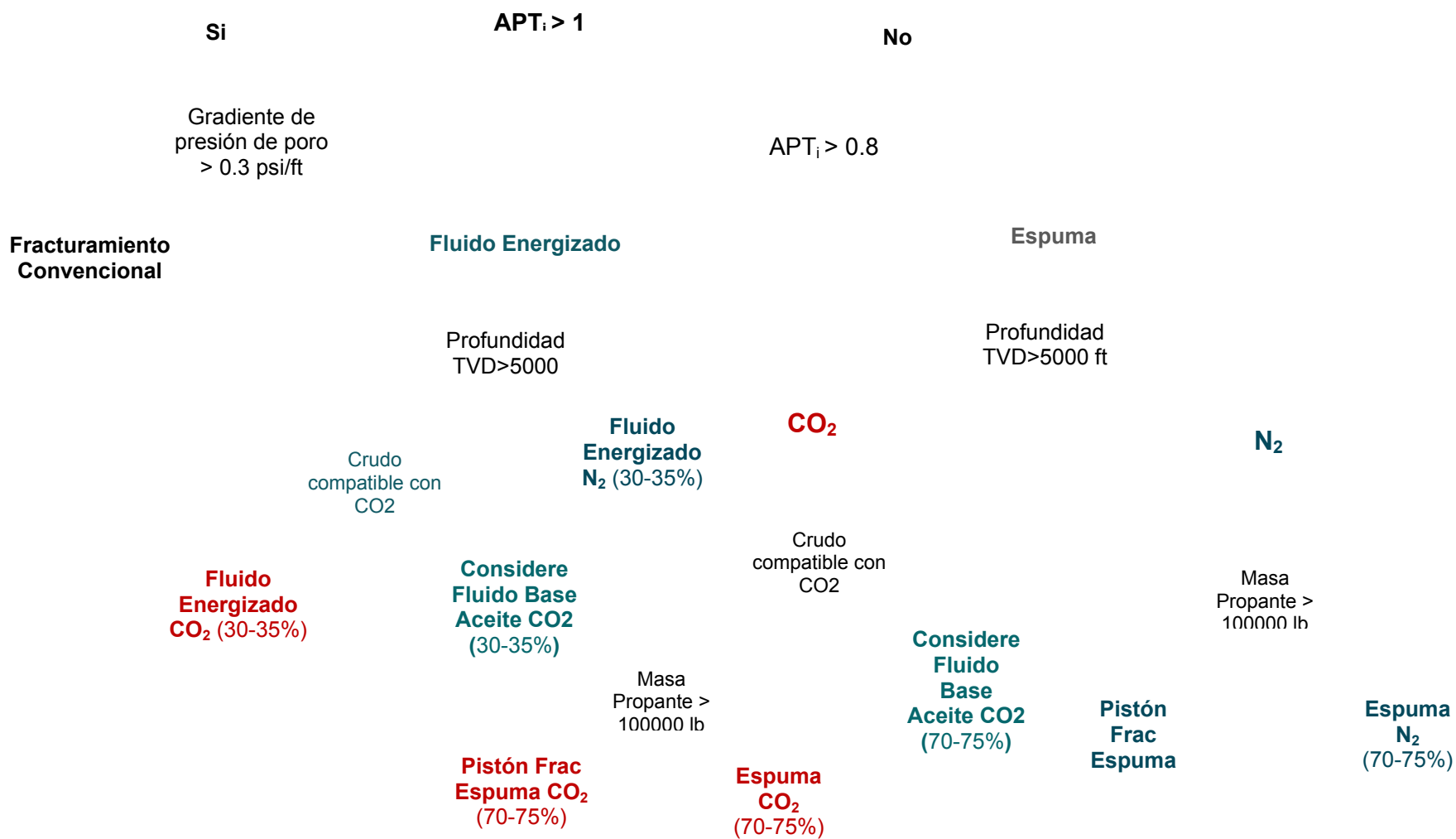




Figura 11. Metodología de selección para uso de fluidos energizados en yacimientos de Aceite





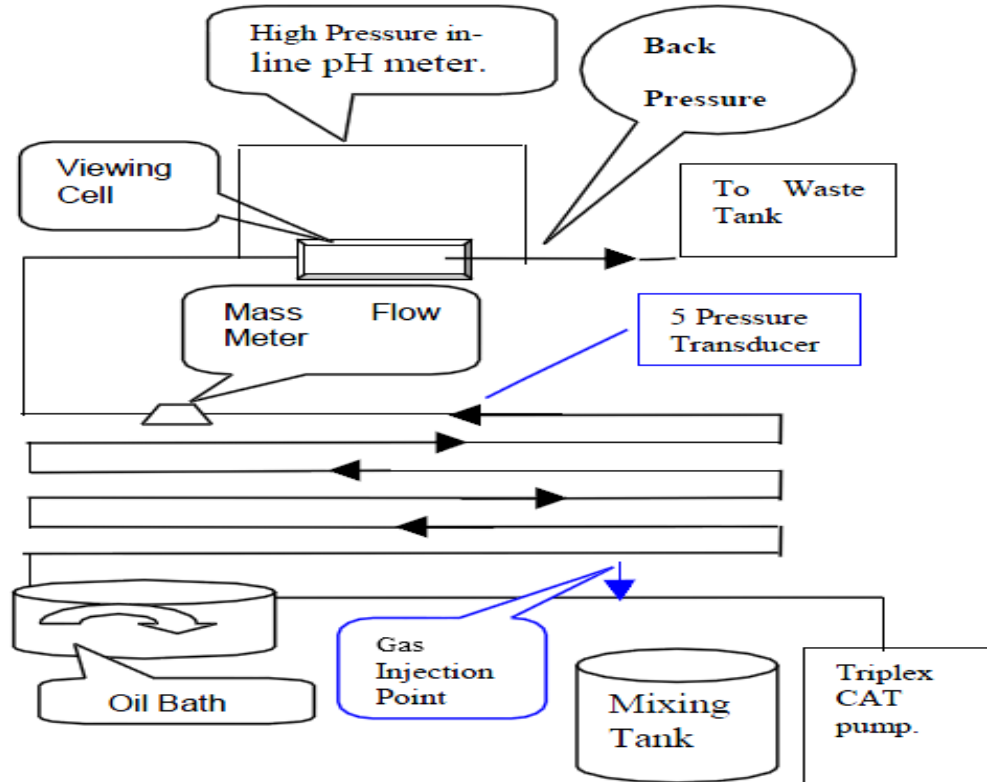
5. EVALUACIÓN DE FLUIDOS ENERGIZADOS

La reología de un fluido energizado o espuma es evaluada en un circuito de espuma.

El circuito de espuma mide la reología de la espuma a una temperatura y permite la observación y la inspección física bajo presión. El circuito de espuma es diseñado para simular las condiciones de yacimiento de la mejor manera posible. El circuito de espuma puede medir la reología de la espuma después de ser expuesta a la temperatura de yacimiento cada 30, 60 o 90 minutos. (Esos son los posibles tiempos en los cuales podría variar ciertos parámetros)

El flujo en el circuito de espuma es un viscosímetro de tubo capilar, para medir la viscosidad de la espuma o del fluido energizado. Este tiene 10 elementos esenciales, que son: equipo de mezcla, equipo de bombeo, sitio de inyección de crosslinker (para fluidos crosslinkeados), generador de espuma, tubing 316 SS de 1000 – 3000 ft (305 – 914 m), viscosímetro, equipo de medida, celda de visualización, regulador de presión, y equipo de almacenamiento de datos. La figura 12 muestra el circuito de espuma.

Figura 12. Circuito de espuma para evaluación de fluidos energizados.



Fuente: Successful Optimization of Viscoelastic Foamed Fracturing Fluids with Ultralightweight Proppants for Ultralow-Permeability Reservoirs (SPE 119626)

El proceso es el siguiente:

- El equipo de mezcla es usado para preparar el fluido base. Los fluidos base preparados son generalmente soluciones de polímeros o surfactantes de varias concentraciones.
- Después de mezclado el fluido base es bombeado a través de un medidor de flujo másico a el generador de espuma usando una bomba Triplex Cat.
- El gas es presurizado y enviado a través del generador de espuma donde entra en contacto con el fluido base. El generador de espuma es un



adaptador que trabaja hasta 6000 psi (41.4 MPa). El gas entra al generador de espuma en un ángulo de 90° del fluido base. La salida del fluido energizado o espuma esta directamente opuesta al punto de entrada del fluido base. La entrada de gas es regulada con un regulador de gas que esta adjunto al generador de espuma que trabaja hasta 6000 psi (41.4 MPa).

- La espuma sale del generador de espuma y entra cada 1000, 2000, o 3000 ft (305, 610 o 914 m) tubing coil de 316 SS este es sumergido en un baño de aceite. La temperatura del baño de aceite puede ser controlada desde 70 °F a 250 °F (21 °C a 250 °C). El tiempo que la espuma esta a esta temperatura depende de la tasa de flujo de la espuma y del volumen del tubing. En la mayoría de las pruebas el máximo tiempo que el fluido esta a esta temperatura es de 25-30 minutos para un segmento de 1000 ft, de 50-60 minutos para un segmento de 2000 ft y de 80-100 minutos para un segmento de 3000 ft. El tiempo de residencia de la espuma en cada segmento depende de la calidad.
- La espuma entra al viscosímetro de tubo capilar después de haber pasado por el segmento del baño de aceite. Cinco tubos diferentes (diferente ID y longitud) con transductores de diferencial de presión en cada tubo y un medidor de flujo másico/densímetro incluido en el viscosímetro. El tubing tiene un OD de 3/8", 1/2", 5/8", 3/4" y 1". Con el viscosímetro lleno de espuma, 5 delta de presión son medidos a lo largo de los tubing también es medido el flujo másico y la densidad. Basado en la geometría del tubo, el flujo másico, densidad de la espuma y el delta de presión de cada tubo, se calcula un set de 5 esfuerzos de corte y con estos 5 caudales de corte. Este set de esfuerzos de corte y caudales de corte son usados para el cálculo de los índices reológicos n' y K' .



- El equipo de medida incluye 5 transductores de presión Rosemount, medidores de flujo másico, uno incluye medidor de densidad, varias termocuplas, y un medidor de PH.
- Después de salir del viscosímetro la espuma pasa a través de una celda de visualización, donde puede obtener información sobre la textura, tamaño de burbuja y estabilidad de la espuma. La espuma es clasificada o renqueada de 1 – 10 según su estabilidad basado en la inspección visual. Una espuma clasificada de 1 – 3 tiene una extrema separación de gas y un flujo pegajoso, este no es recomendado para bombearse. Una espuma clasificada 4 – 5 tiene una separación de gas por intervalos intermitentes y un tamaño de burbuja grande. Una espuma clasificada 6 – 7 tiene pocas burbujas de gas separadas y es una buena espuma con un tamaño medio de burbuja. Una espuma clasificada 8 – 10 es una espuma homogénea con tamaño de burbuja pequeña y no hay separación de gas. Esta tiene la apariencia de una espuma de afeitarse.
- La espuma sale para un tanque de residuos a través de un regulador de presión. El regulador de presión es usado para mantener una presión constante en el viscosímetro.

Todo el control del sistema, medidas, cálculos, y las funciones de almacenamiento de datos son desarrolladas en un computador usando una data de adquisición y un programa de control.



6. SELECCIÓN DE CAMPOS CANDIDATOS

Se realizó una recopilación de la información disponible de los horizontes productores fracturados dentro de la campaña vigente, la cual se obtuvo de los reportes de los campos en las distintas superintendencias. A continuación se describen los datos recopilados:

- Superintendencia: Siglas de la superintendencia.
- Campo.
- Pozo
 - Nombre: nombre del pozo en el que se realizó el trabajo
 - Desviación: en el caso de los pozos desviados se escribe el grado de desviación.
 - Productor o Inyector: I si es un pozo inyector y P si es un pozo productor.
 - Formación Productora
- Intervalo
 - Tope: Profundidad del tope del intervalo en pies
 - Base: Profundidad de la base del intervalo en pies
 - PMP: Punto medio de perforaciones, valor calculado con los datos de tope u base del intervalo
 - MD o TVD: Si en el reporte se especifica el tipo de medida de profundidad.
- Formación
 - Permeabilidad Min: Valor mínimo de permeabilidad en md
 - Permeabilidad Max: Valor máximo de permeabilidad en md. (Si solo hay un valor se escribe en ambas celdas)
 - Porosidad: porosidad de la formación en porcentaje.
 - Saturación de agua: Porcentaje de fracción de agua de la formación
 - Temperatura F



- Presión min: Presión mínima en psi.
- Presión máx.: Presión máxima en psi.(Si solo hay un dato de presión se escribe en ambas celdas)
- Presión promedio: es el valor calculado con los datos de presión mínima y máxima en psi.
- Gradiente de presión: Valor calculado del dato de presión promedio de yacimiento y el punto medio de perforaciones en psi/ft.
- Pwf. Presión de fondo fluyendo en el pozo a profundidad de la formación.
- Geomecanica
 - Modulo de Young mínimo.
 - Modulo de Young máximo.
 - Relación de Poisson.
 - Pcierra en superficie. (psi)
 - Pcierra en fondo. (psi)
 - Gradiente Pcierra. (psi/ft)
 - Pcierra Neto. (psi)
 - Gradiente de Fractura. (psi/ft)
- NWBF
 - NWBF Neto: Perdidas de presión por fricción en las cercanías del pozo, por perforados y tortuosidad. (psi)
 - Caudal: Caudal al cual se calcula las pérdidas de fricción. (bpm)
 - Fricción en perf: Perdidas de presión en perforados.
 - Tortuosidad: Perdidas de presión por tortuosidad.
- Integridad
 - Casing: Tipo de casing del pozo.
 - Cemento: Calidad del cemento en el pozo.
 - Tubing: Tipo de tubing del pozo.
- Propante
 - Tipo: Tipo de propante usado en el trabajo.
 - Tamaño: Tamaño de propante bombeado.



- Total bombeado: Masa de propante bombeado en libras.
- Fluido de Frac
 - Tipo: tipo de fluido de fractura utilizado.
 - Total bombeado: total de fluido bombeado en barriles.
 - Caudal promedio: Caudal promedio durante le fracturamiento en barriles por minuto.
- Fracturamiento
 - Tiempo de bombeo: tiempo de bombeo en minutos (BPM).
 - Tasa Máxima de Bombeo. (BPM).
 - P en cabeza: Presión promedio en superficie durante el tratamiento.
 - Fecha: Fecha en la que se realizo el tratamiento.
 - Empresa de Servicio: Empresa que realizo el fracturamiento.

Con esta información tabulada (Anexo 3) se aplicó la metodología de selección de candidatos.

Los campos seleccionados fueron los siguientes:

- **Tenay.** Según los datos obtenidos de los reportes en el campo Tenay se tiene la información de la tabla 6, donde es necesario usar fluido energizados para optimizar los trabajos de fracturamiento.

Tabla 6. Campo Tenay.

Superintendencia de Operaciones	Nombre	Formación Productora	PMP (ft)	Permeabilidad (md)	Saturación de Agua	Presión Promedio Psi	Gradiente de Presión (psi/ft)	APTi
SOH	Tenay	Caballos	11970-12000	5-8 (En la zona Norte-Este)	0.2	2800	0.23	0.7

Teniendo en cuenta la clasificación del APTi (Tabla 5) podemos deducir que Tenay es una formación que puede presentar sensibilidad al agua y por consiguiente tendría tendencia a atraparla, por lo tanto la recomendación es utilizar fluidos energizados para operaciones de fracturamiento hidráulico.

- **Tisquirama.** Los datos generales de los horizontes a fracturar en este campo (Lisama B, C, principalmente) se resumen en la Tabla 7, de igual forma se realizó el cálculo del APTi.

Tabla 7. Campo Tisquirama.

Superintendencia de Operaciones	Nombre	Formación Productora	PMP (ft)	Permeabilidad (md)	Saturación de Agua promedio	Presión Promedio Psi	Gradiente de Presión (psi/ft)	APTi
SOM	Tisquirama	Lisama	8500	5-30	20%	2000	0.23	0.57

Teniendo en cuenta la clasificación del APTi (Tabla 5) podemos deducir que Tisquirama es una formación que presenta sensibilidad al agua y por consiguiente tendría tendencia a atraparla, por lo tanto la recomendación es utilizar fluidos espumados para operaciones de fracturamiento hidráulico

6.1 MODELAMIENTO DE PRODUCCIÓN

6.1.1 Tisquirama

Se realizó el modelamiento de producción para los pozos Tisquirama 11, 14, 16, 10 y 12, en tres diferentes escenarios: a) Pozo no fracturado b) Pozo Fracturado convencionalmente c) Pozo Fracturado con fluido base aceite energizado con CO₂ al 30%.

Al aplicar la metodología para diseño del fracturamiento con fluido energizado la recomendación sería usar espuma con una calidad entre el 70 y 75% de CO₂. Sin embargo, la disponibilidad de equipos y la dificultad logística del país hacen inviable este diseño; como alternativa se propone realizar el fracturamiento con un porcentaje de CO₂ del 30% pero usando un fluido base aceite. Por este motivo, los modelamientos de producción y análisis económico se han realizado para este escenario.



Los pseudo skin usados son:

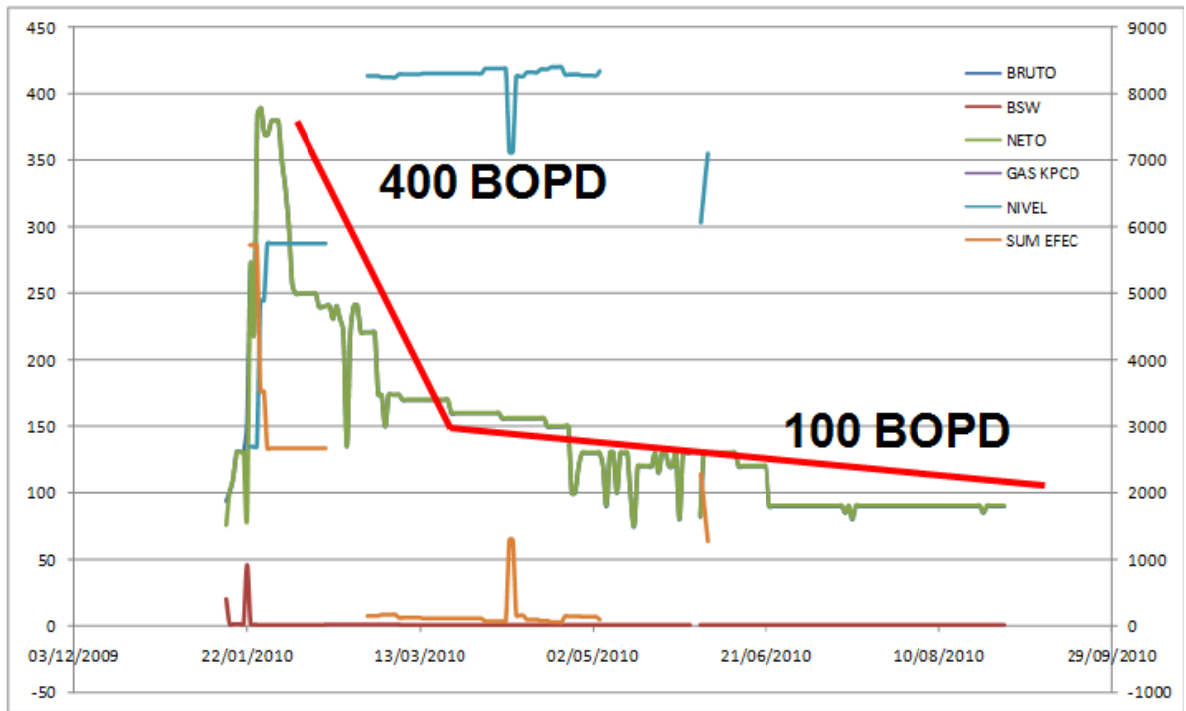
- Pozo no fracturado: Skin +5
- Pozo Fracturado de forma convencional: pseudo skin post frac -2, valor promedio alcanzado actualmente en el campo.
- Pozo Fracturado con fluido energizado: El pseudo skin calculado usando la metodología de Cinco ley y Samaniego es de -4.5.

Para el modelamiento de la producción de los pozos a fracturar se tuvo en cuenta el skin logrado según: análisis de producción, datos de la geometría de fractura creada y reducción de permeabilidad en la cara de la fractura.

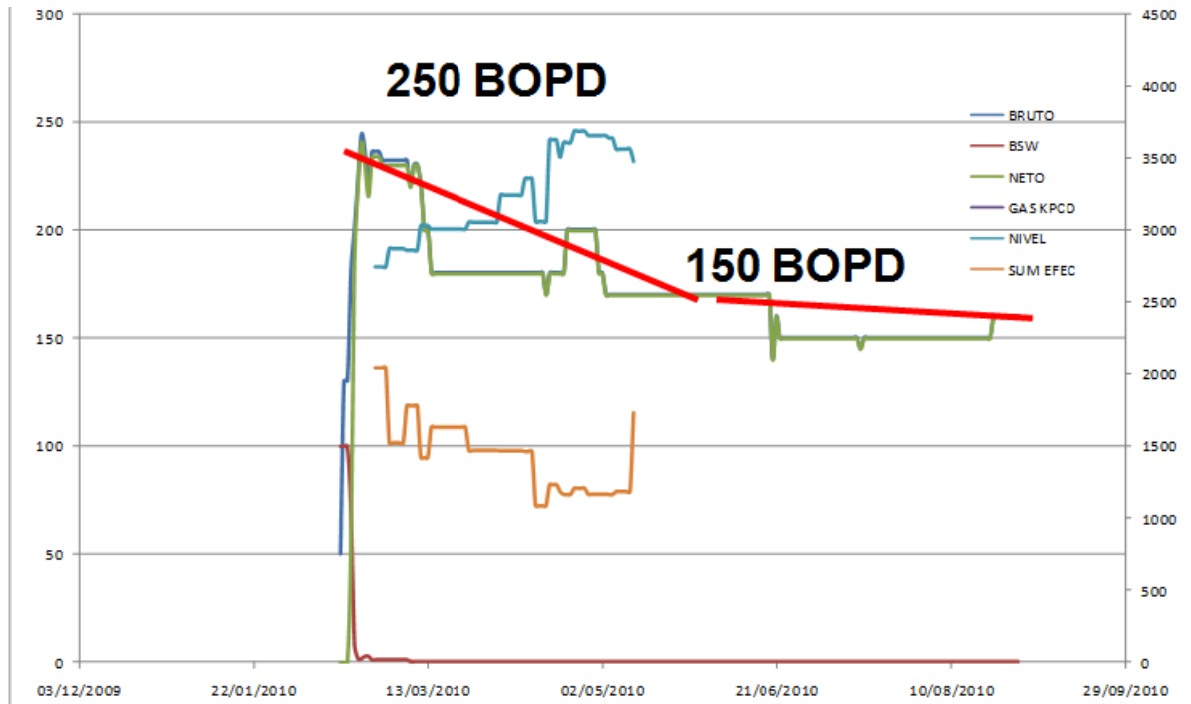
El valor del pseudo Skin Post frac alcanzado actualmente en los trabajos de fracturamiento convencional, es de -2. Este cálculo se realizó de la siguiente manera:

- Se generó la línea de producción para el pozo no fracturado utilizando el modelo petrofísico y datos de presión para los pozos Tisquirama 14, 16 y 11, adicionalmente, con base en la experiencia del campo se estableció un skin inicial de + 5. El modelamiento de la producción fue realizado con el software Mprod.
- Los pozos anteriormente mencionados fueron fracturados desde su completamiento inicial, de manera convencional con fluido base agua). Con base en la historia de producción de estos se realizó el ajuste entre la producción simulada y la producción real, el cual se consiguió con un pseudo skin post frac de -2. Gráficas 30, 31,32.

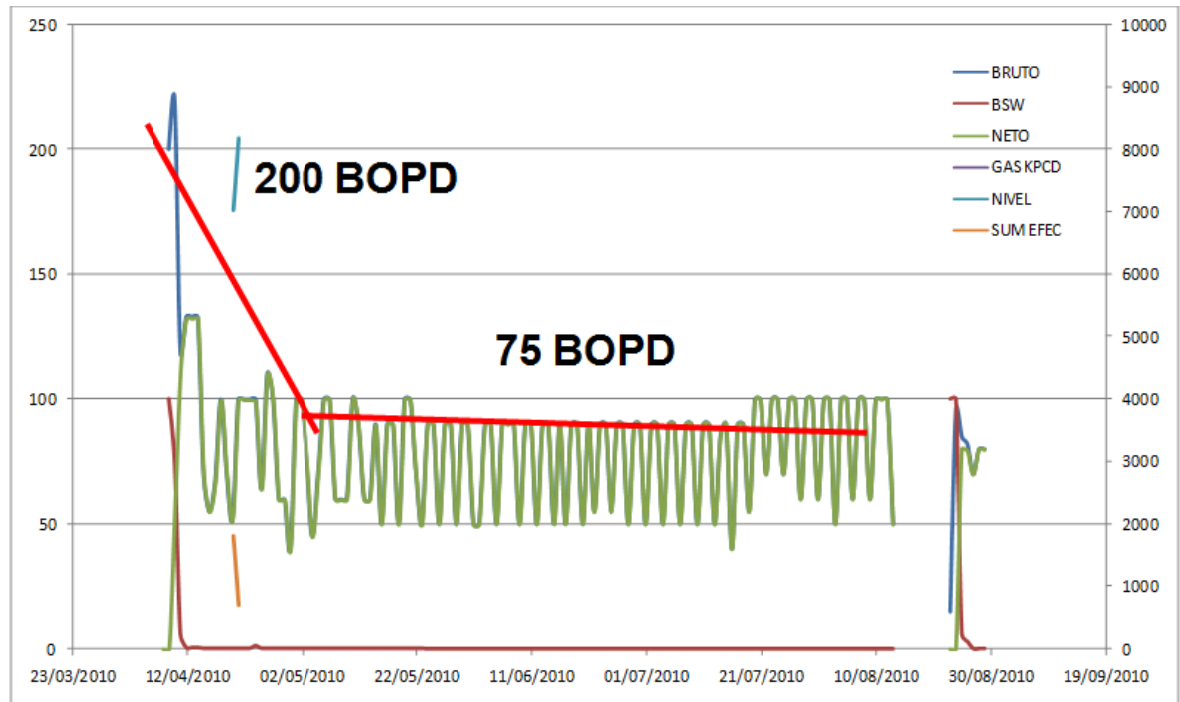
Gráfica 30. Gráficas de Producción para pozos campo Tisquirama 11.



Gráfica 31. Gráficas de Producción para pozos campo Tisquirama 14.



Gráfica 32. Gráficas de Producción para pozos campo Tisquirama 16



Para el cálculo del pseudo skin posterior al fracturamiento se aplicó la metodología de Cinco Ley & Samaniego. A continuación se describirá como se realizó este cálculo:

-Cálculo de la conductividad adimensional de fractura a partir de los datos de longitud de fractura empaquetada, ancho de fractura empaquetado, permeabilidad del empaque de grava, permeabilidad de la formación.

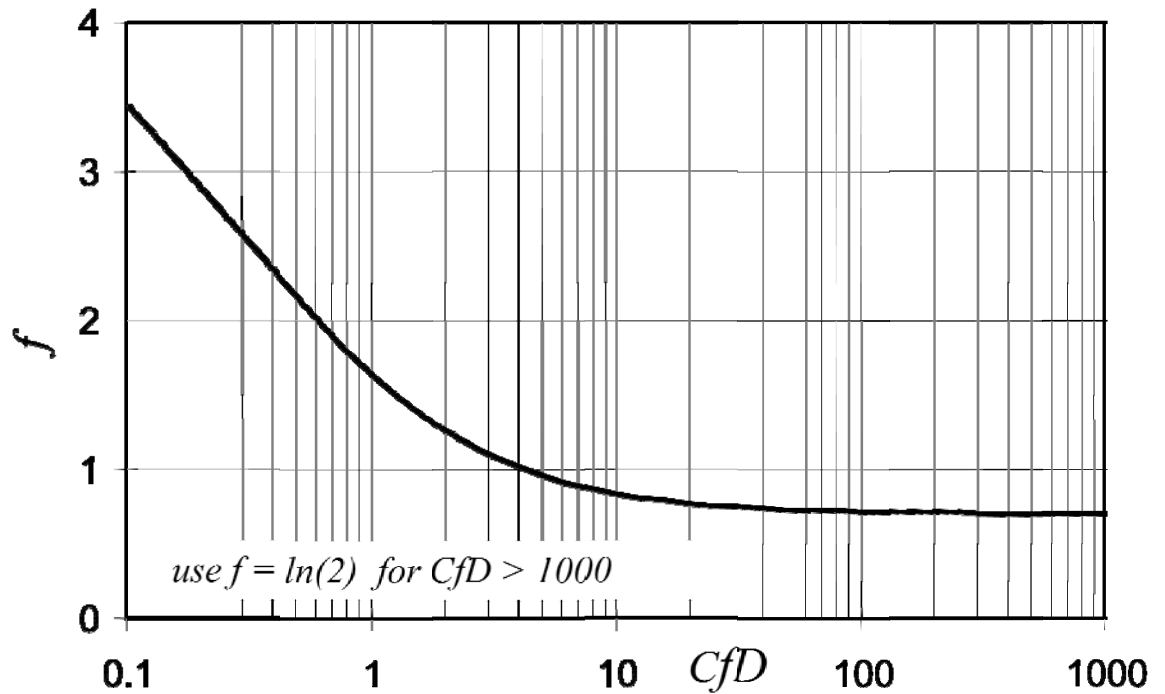
Donde:

- CFD= Conductividad de la Fractura.
- Kfrac= Permeabilidad de la fractura.
- W= Ancho de la fractura.
- Kfom= Permeabilidad de la Formación.

- X_f = Longitud de la Fractura

-Cálculo de la función F (Cinco Ley & Samaniego) a partir del CFD. Ver Gráfica 30.

Gráfica 33. Función Cinco Ley & Samaniego.



- Después de determinar la función f , se realiza el cálculo del Índice de productividad adimensional, para el pozo fracturado J_D , mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{\text{---}}{\text{---}}$$

-Por último, se calculó el skin del pozos fracturado.

$$Skin\ pozo\ frac = \left[\left(\frac{1}{JD} - \ln(0.472 * (re/rw)) \right) \right]$$

A continuación, se observa la hoja de cálculo para la determinación del skin del pozo fracturado con fluidos energizados. Tabla 8.

Tabla 8. Cálculo Pseudo Skin

Pozo Fracturado	
FCD	1.6
función F	1.38
Xf (ft)	120
JD	0.87
Pseudo Skin Post Frac	-4.5

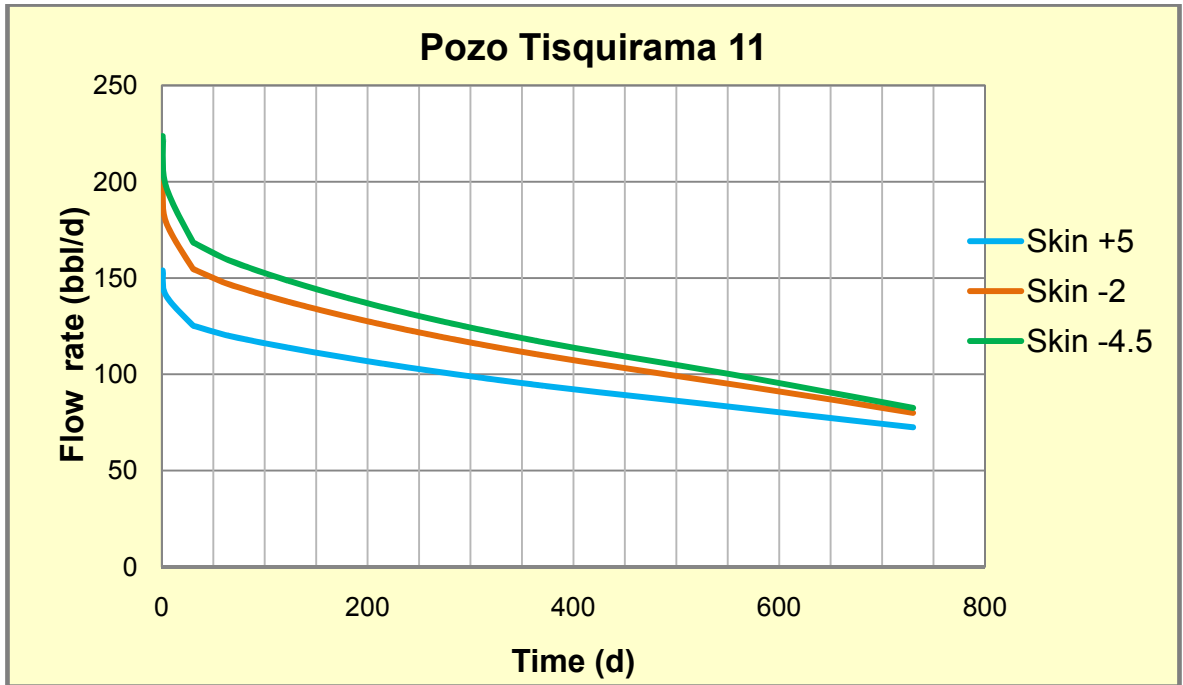
En la tabla 9, se encuentran resumidas las propiedades de los pozos utilizados para el modelamiento con su respectiva producción acumulada en el segundo año, bajo los diferentes escenarios planteados anteriormente.

Tabla 9. Resumen de los datos utilizados para el modelamiento.

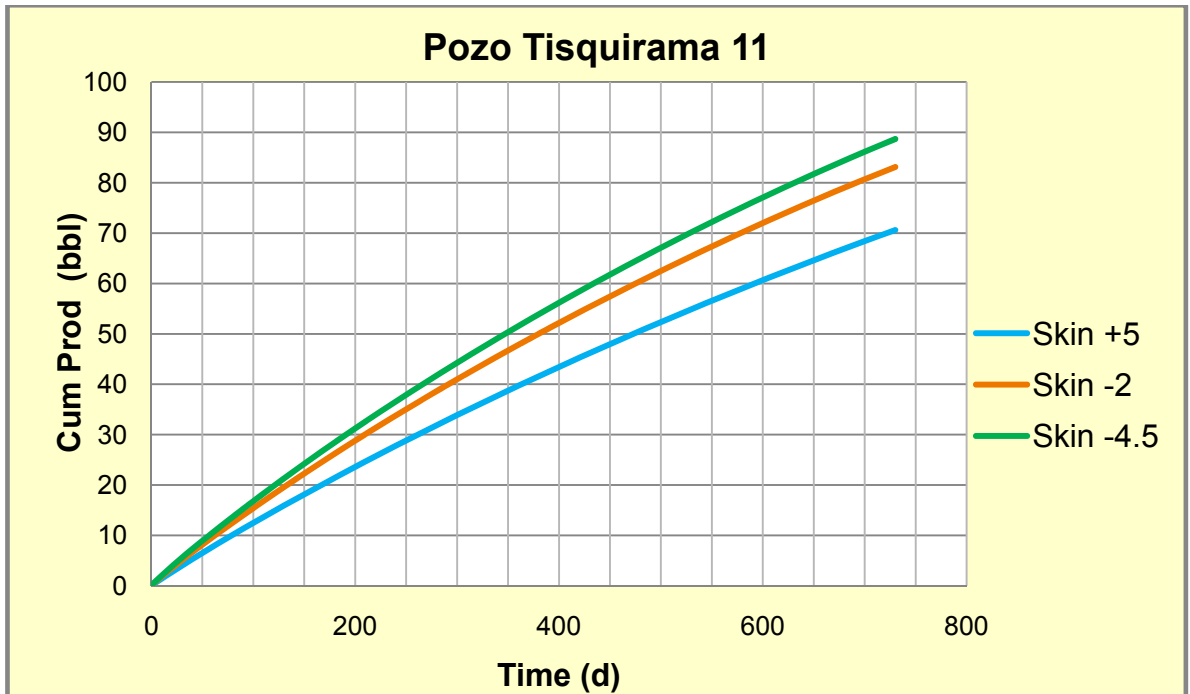
Propiedades del pozo Tisquirama					Producción Acumulada Mbbl segundo año		
Pozo	Espesor (ft)	Permeabilidad (md)	Presión Inicial (psi)	Presión Actual (psi)	Skin 5	Skin-2	Skin-4.5
T 11	41	45	4480	850	30911	35316	37138
T 14	89	29	1340	1150	42763	50290	53601
T 16	23	39	4000	1600	21870	26910	29266
T 10	86	61	1050	1000	73029	87110	93430
T 12	149	15	1790	1790	67916	80462	86040

En las siguientes gráficas se observa el comportamiento de los pozos Tisquirama 11, 14, 16, 10 y 12, bajos los diferentes escenarios utilizados en el modelamiento. Los datos del modelamiento se pueden observar en el anexo 2.

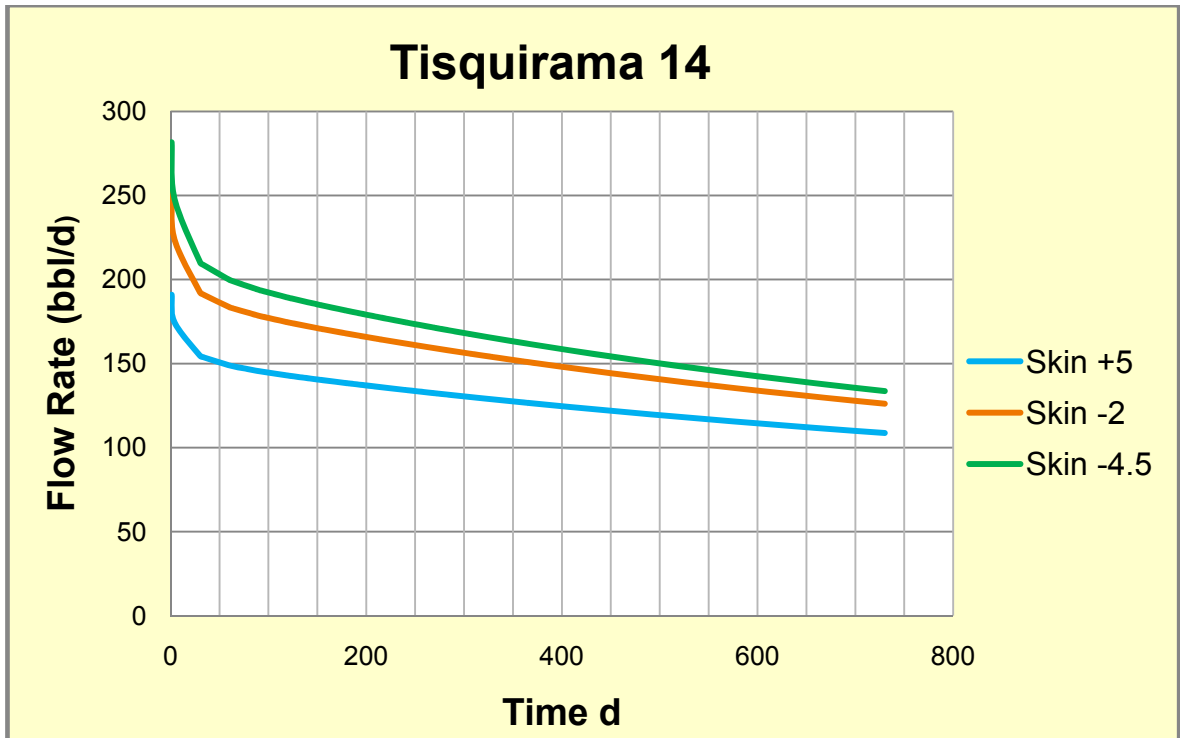
Gráfico 34. Tasa de flujo vs tiempo. Pozo Tisquirama 11.



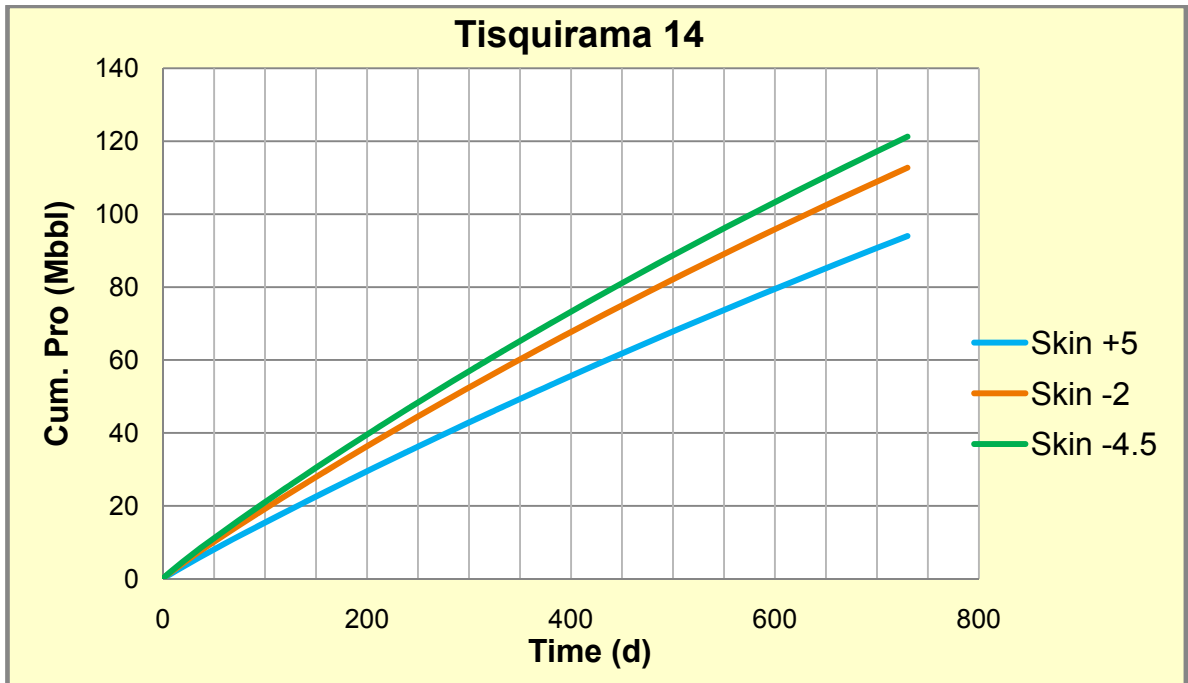
Gráfica 35. Producción Cumulativa vs tiempo. Pozo Tisquirama 11.



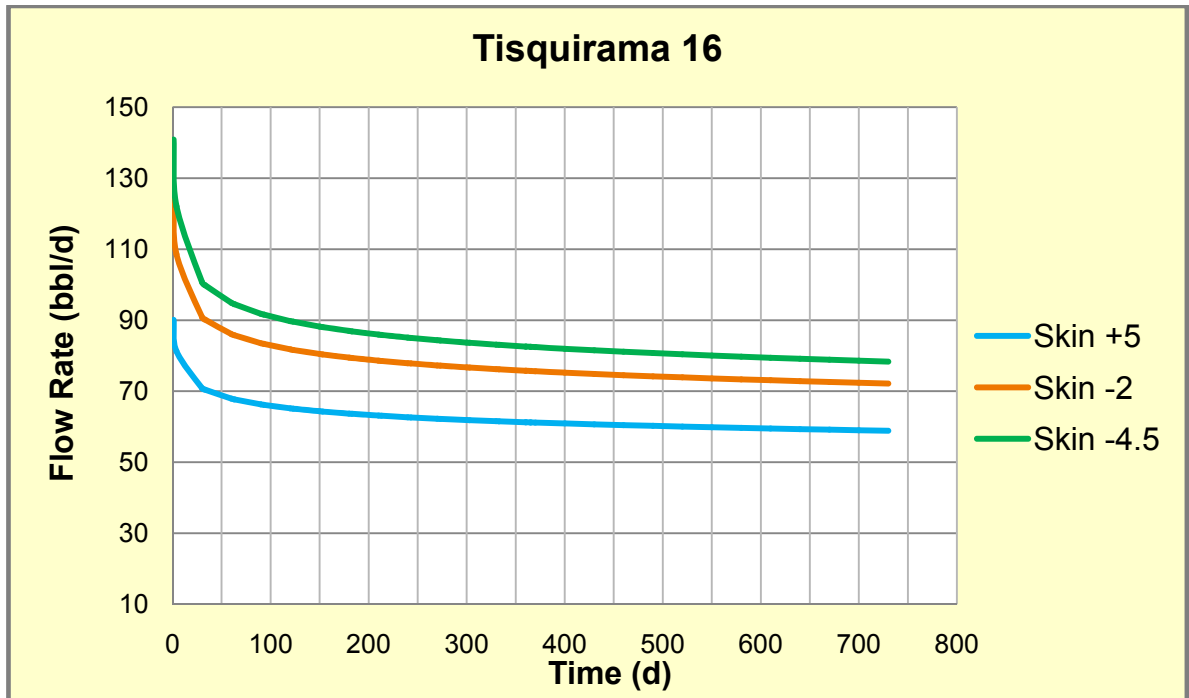
Gráfica 36. Tasa de flujo vs tiempo. Pozo Tisquirama 14



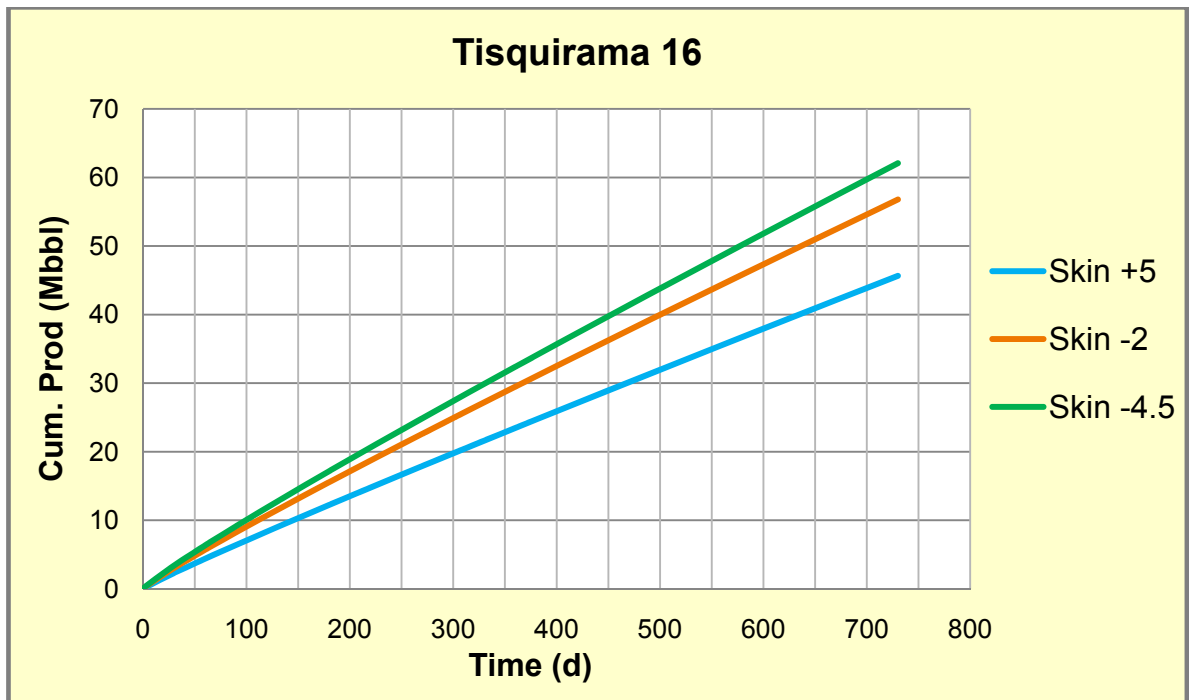
Gráfica 37. Producción Cumulativa vs tiempo. Pozo Tisquirama 14.



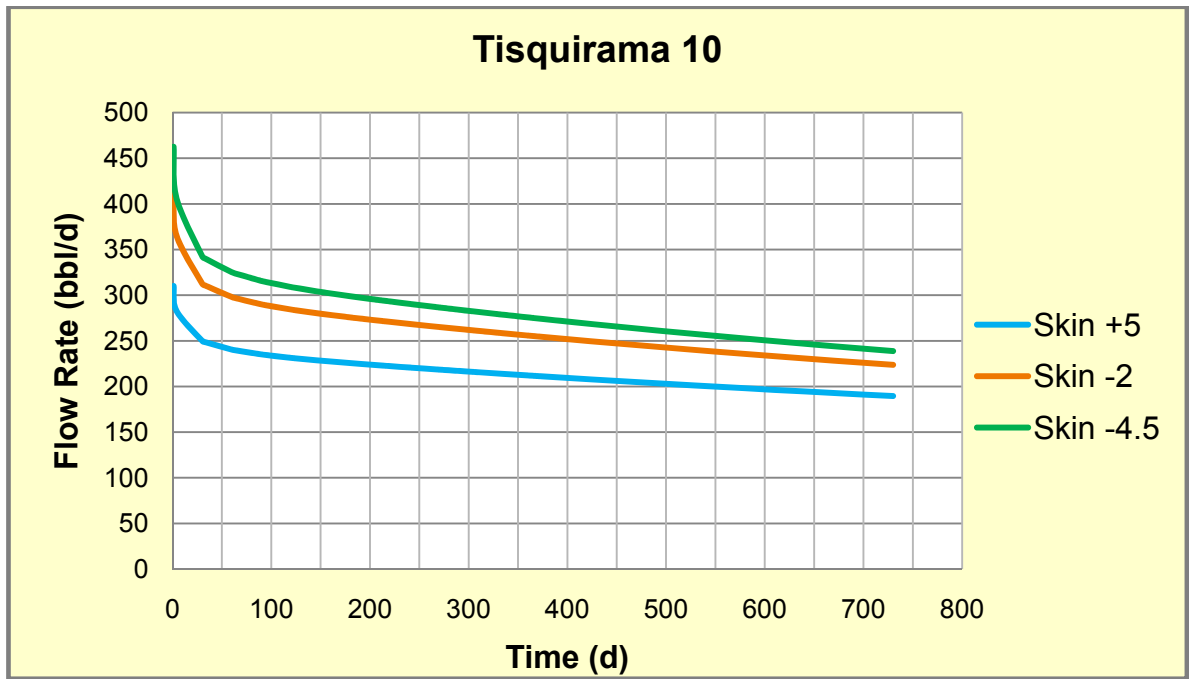
Gráfica 38. Tasa de flujo vs tiempo. Pozo Tisquirama 16



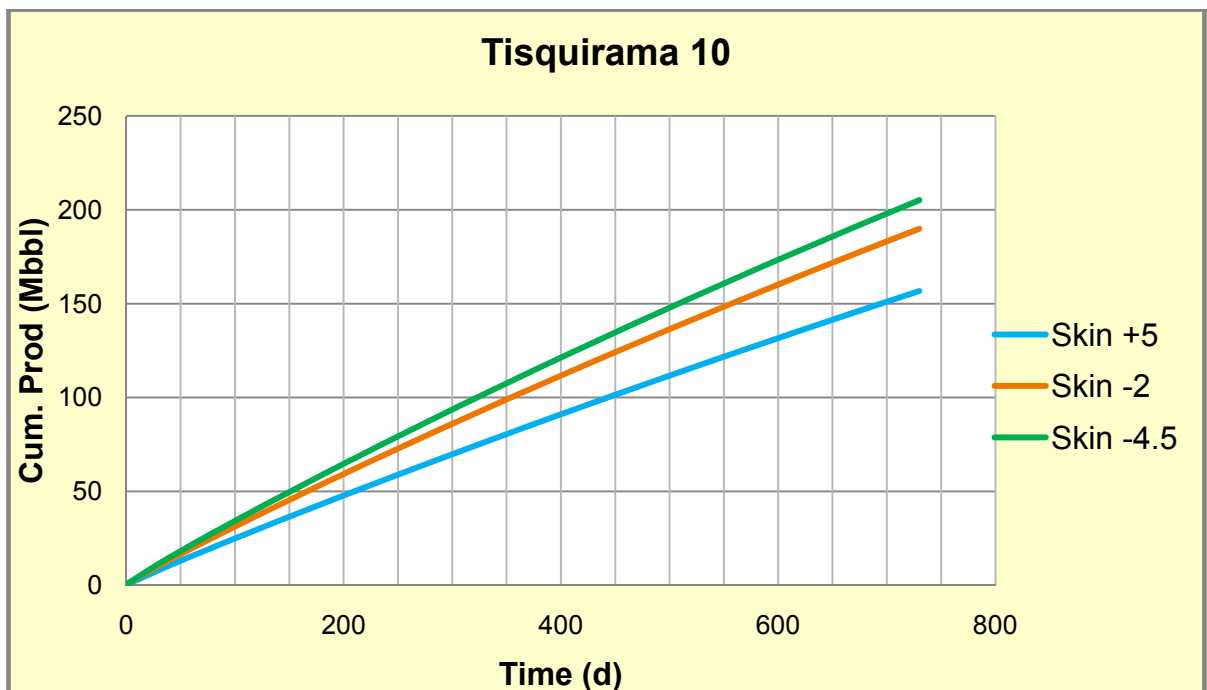
Gráfica 39. Producción Cumulativa vs tiempo. Pozo Tisquirama 16.



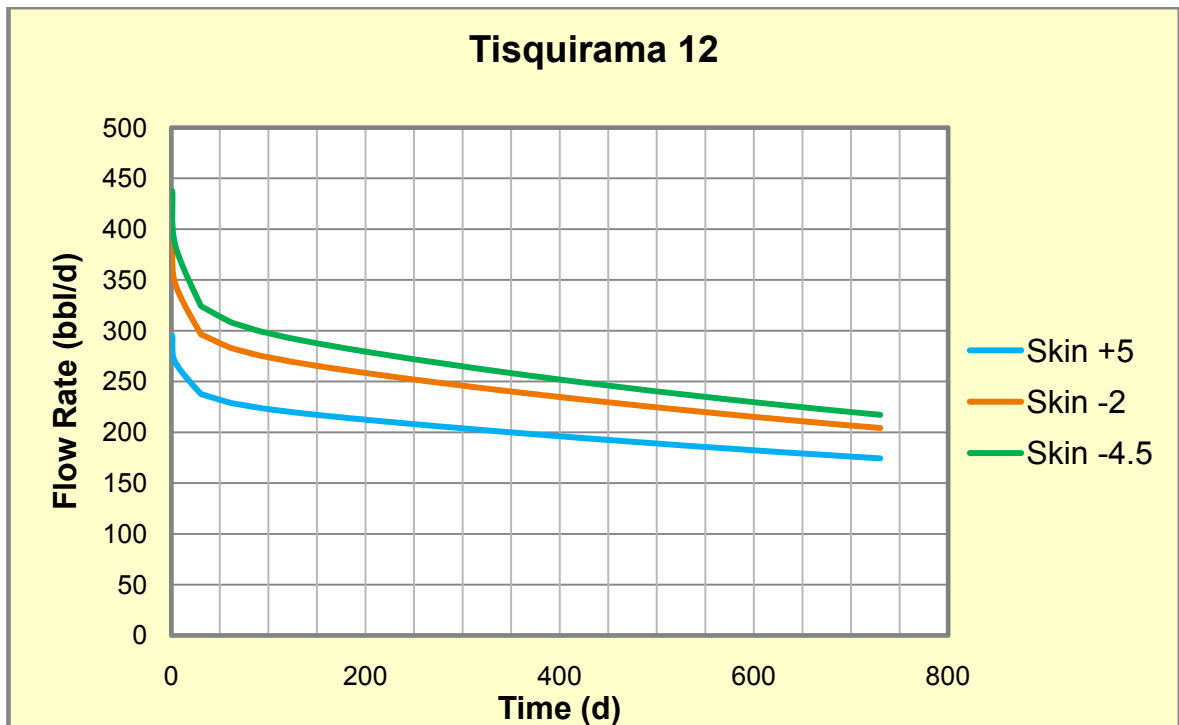
Gráfica 40. Tasa de flujo vs tiempo. Pozo Tisquirama 10



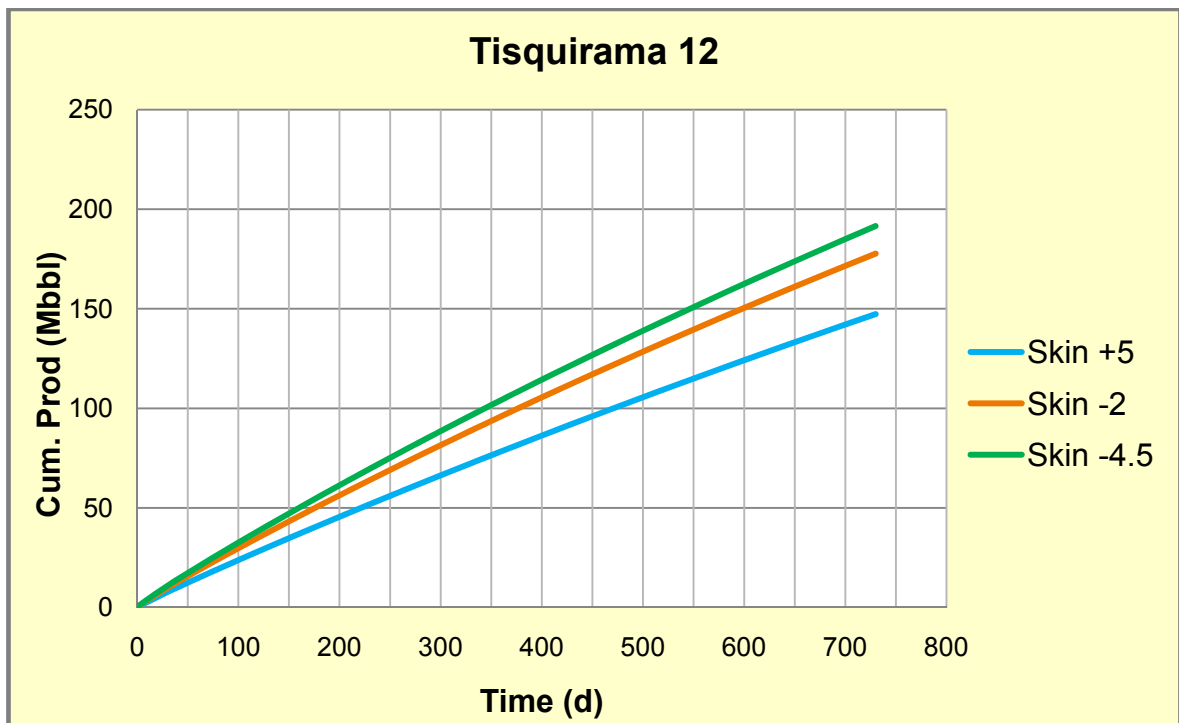
Gráfica 41. Producción Cumulativa vs tiempo. Pozo Tisquirama 10.



Gráfica 42. Tasa de flujo vs tiempo. Pozo Tisquirama 12



Gráfica 43. Producción Cumulativa vs tiempo. Pozo Tisquirama 12



Al analizar las gráficas arrojadas por el simulador se observa, que cuando se realiza un modelamiento utilizando fluidos energizados en un fracturamiento hidráulico, se obtiene un mayor incremental de producción y una mayor tasa de flujo, superando la producción obtenida cuando se realiza un modelamiento utilizando fluido de fractura convencional. Esto demuestra técnicamente que se tiene un mayor beneficio cuando se realiza fracturamientos energizados en los pozos que han sido seleccionados utilizando la metodología anteriormente mostrada, para los diferentes tipos de yacimientos.

6.1.2 Tenay

Para el caso del campo Tenay, se realizó el modelamiento de producción para los pozos Tipo A,B y C, en tres diferentes escenarios: a) Pozo no fracturado b) Pozo Fracturado convencionalmente c) Pozo Fracturado con fluido base agua energizado con CO₂ al 30%.

Los pseudo skin usados son:

- Pozo no fracturado: Skin +5
- Pozo Fracturado de forma convencional: pseudo skin post frac -2, valor promedio alcanzado en el Pozo Tenay 8, fracturado en 2008. Este valor se determino de la misma manera que se hizo anteriormente para el campo Tisquirama.
- Pozo Fracturado con fluido energizado: El pseudo skin calculado usando la metodología de Cinco ley y Samaniego es de -4. Este valor se determino de la misma manera que se realizó anteriormente para el campo Tisquirama.

Tabla 10.

Tabla 10. Cálculo Pseudo Skin

Pozo Fracturado	
FCD	0.9
función F	1.72
Xf (ft)	100
JD	0.60
Pseudo Skin Post Frac	-4.0

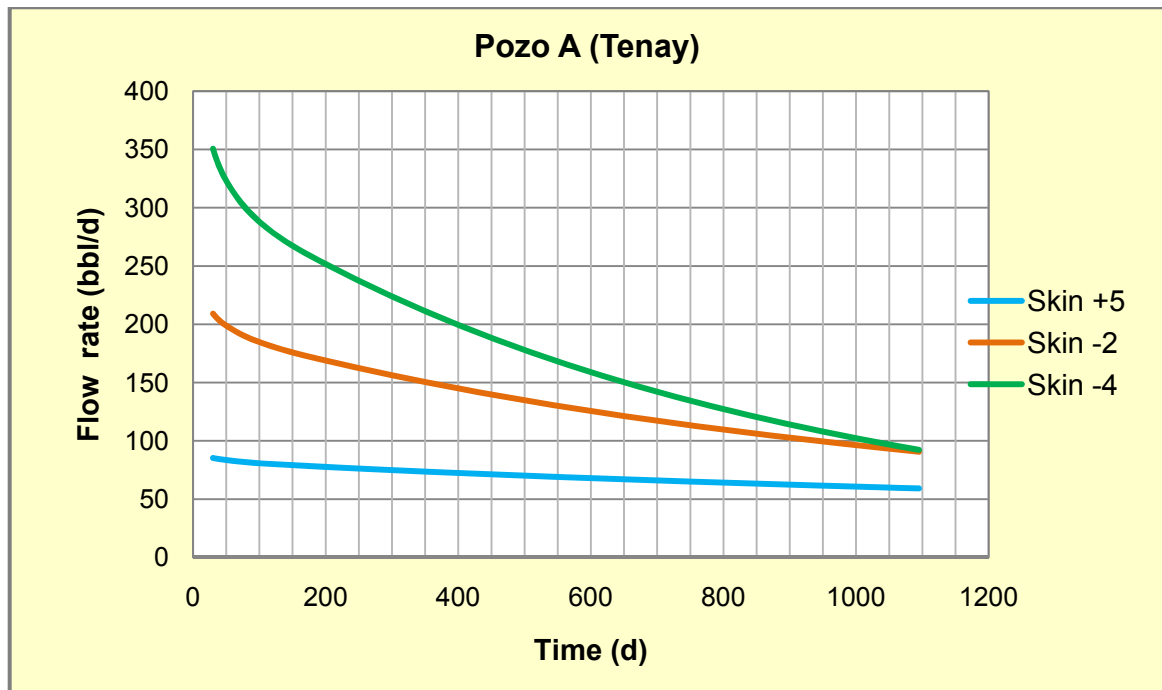
En la tabla 11, se encuentran resumidas las propiedades de los pozos tipo, utilizados para el modelamiento con su respectiva producción acumulada en los primeros tres años, bajo los diferentes escenarios planteados anteriormente.

Tabla 11. Resumen de los datos utilizados para el modelamiento.

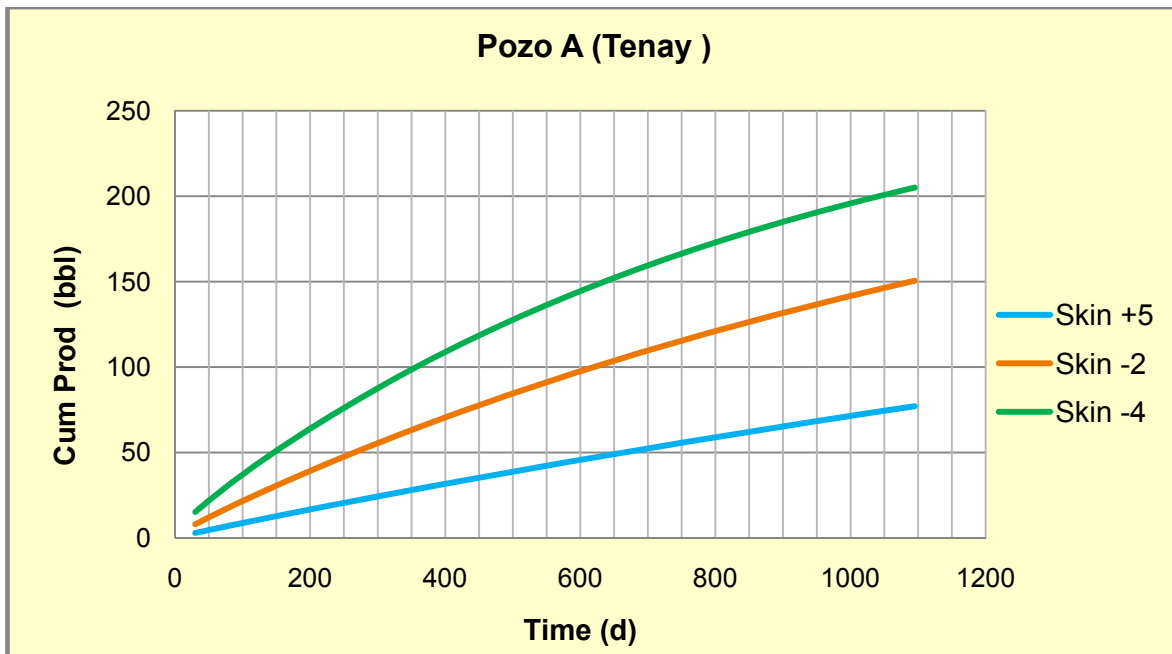
Propiedades pozo tipo - caballos superior SOH (Tenay)				Producción Acumulada Mbbl tercer año		
Pozo	Espesor (ft)	Permeabilidad (md)	Presión Inicial (psi)	Skin 5	Skin-2	Skin-4
A	23	5	2700	77066	150490	205010
B	23	10	2700	151690	290830	389580
C	23	15	2700	210140	368540	456530

En las siguientes gráficas se observa el comportamiento de los pozos Tipo A, B y C del campo Tenay, bajo los diferentes escenarios utilizados en el modelamiento a un tiempo de 2 años.

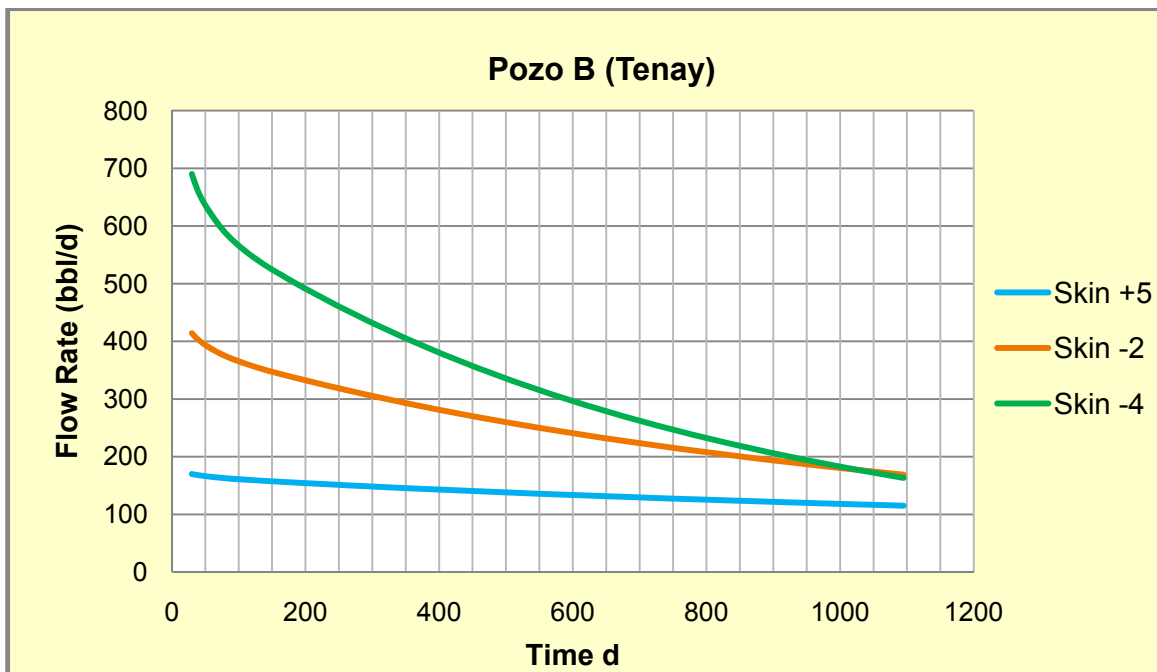
Gráfica 44. Tasa de flujo vs tiempo. Pozo Tipo A



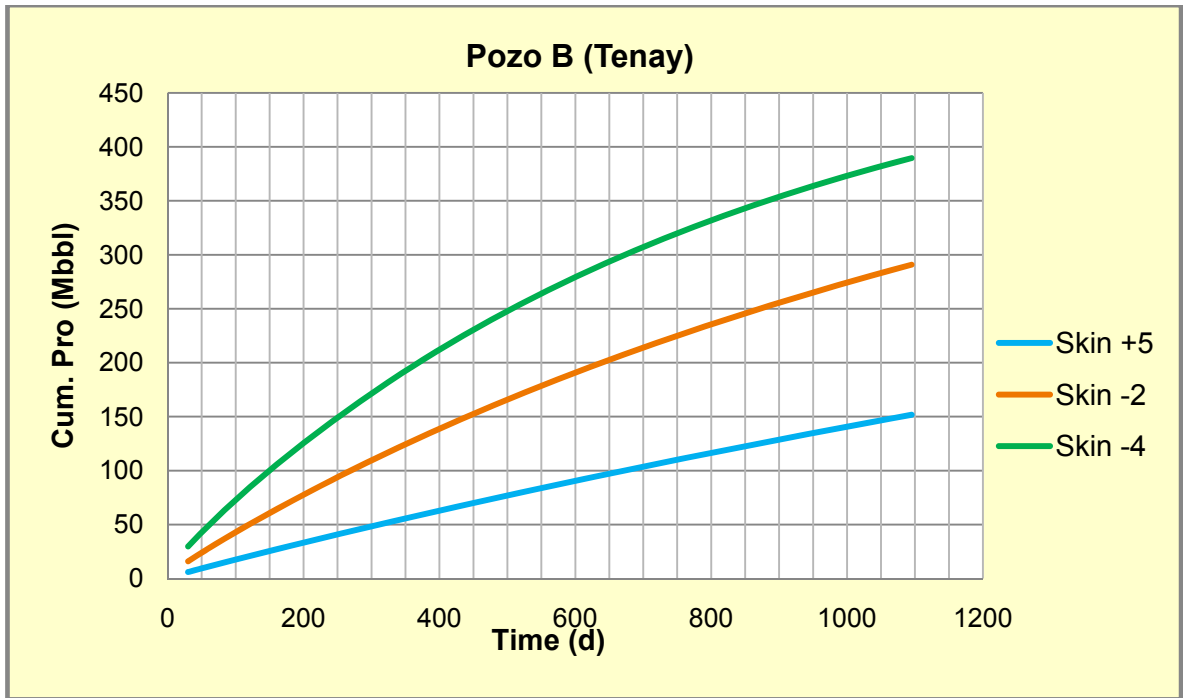
Gráfica 45. Producción Cumulativa vs tiempo. Pozo Tipo A.



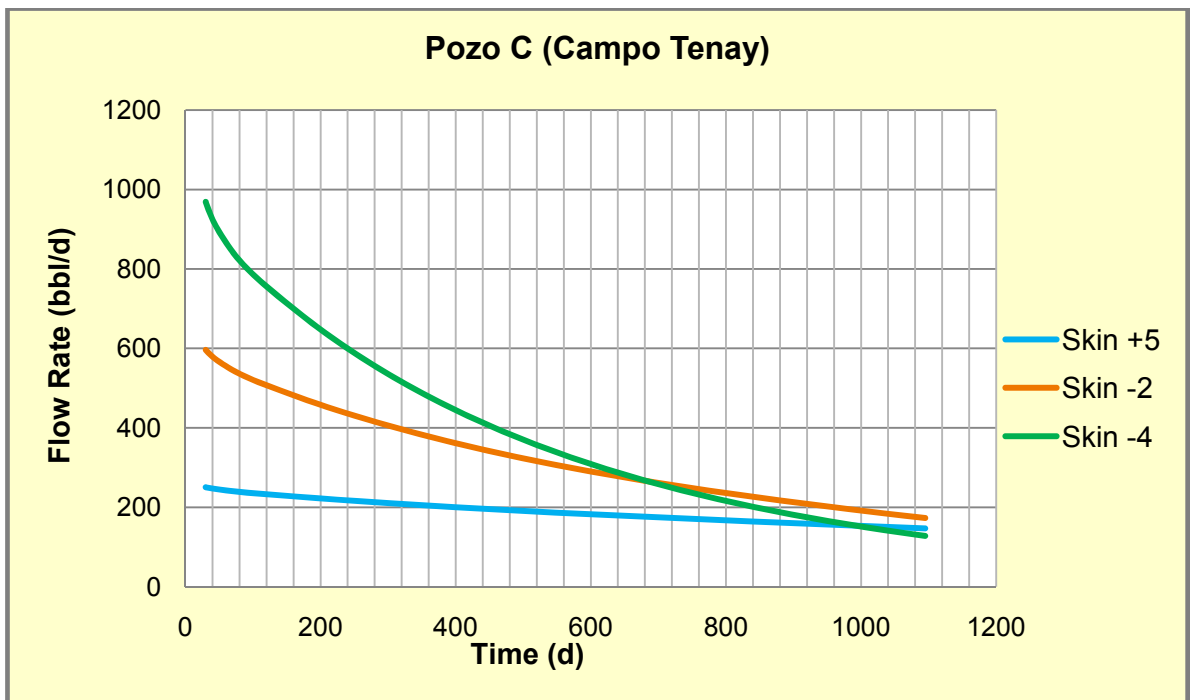
Gráfica 46. Tasa de flujo vs tiempo. Pozo Tipo B



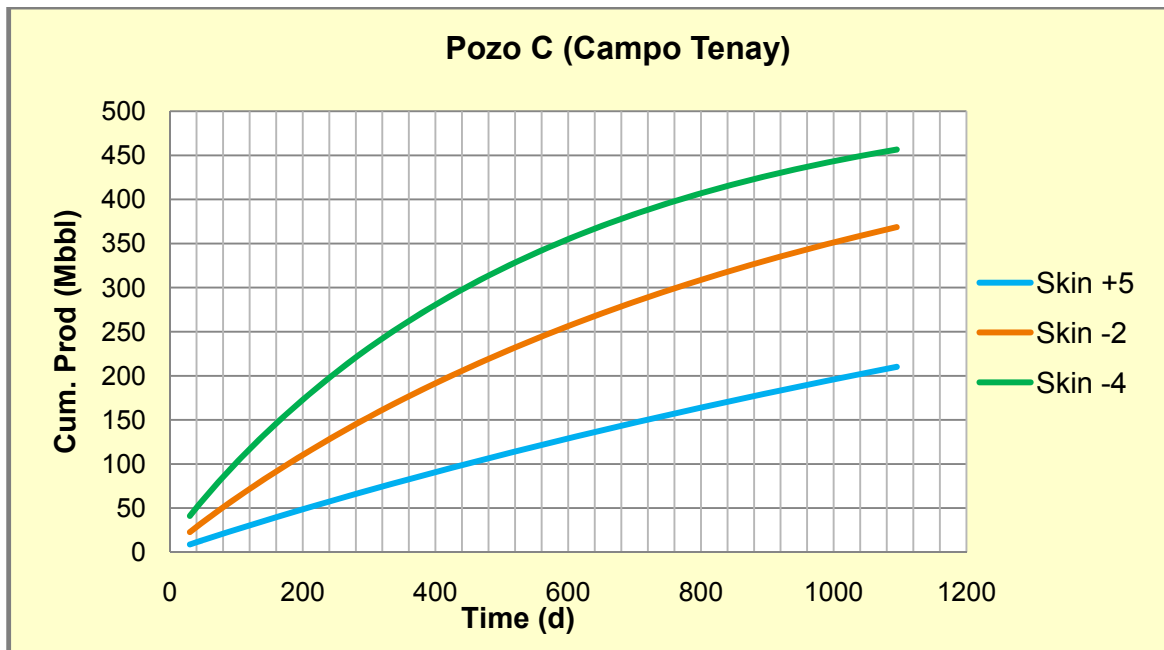
Gráfica 47. Producción Cumulativa vs tiempo. Pozo Tipo B.



Gráfica 48. Tasa de flujo vs tiempo. Pozo Tipo C.



Gráfica 49. Producción Cumulativa vs tiempo. Pozo Tipo C.



Al analizar las gráficas arrojadas por el simulador podemos observar que cuando se realiza un modelamiento de fracturamiento hidráulico utilizando fluidos energizados, se obtiene un mayor incremental de producción y una mayor tasa de flujo, superando la producción obtenida cuando se realiza un modelamiento de fracturamiento utilizando fluido de fractura convencional.

Con estos resultados se demuestra la viabilidad técnica de la implementación de fluidos energizados para los dos campos seleccionados.

7. ANÁLISIS ECONOMICO DEL PROYECTO

Cuando se va a tomar la decisión de invertir en un proyecto, es necesario evaluar desde un punto de vista económico todas las variables que interfieren en este, utilizando para esto diferentes herramientas económicas que permitan establecer que tan rentable será o si se generará al inversionista las ganancias suficientes para satisfacer el objetivo económico establecidos previamente.

En este capítulo se presenta la evaluación económica del proyecto. El indicador del análisis económico que considera ECOPETROL S.A, para la evaluación de los proyectos es el Valor Presente Neto (VPN).

Los ingresos del proyecto, provienen directamente de la venta de los hidrocarburos producidos. El monto de los ingresos dependerá fundamentalmente de dos aspectos, el precio del barril del crudo para el periodo evaluado, así como el de la producción. Para la evaluación de este proyecto se determino el precio del barril con base a la gráfica 50. Esta gráfica muestra el comportamiento del precio del crudo en el tiempo durante los últimos años.

Gráfica 50. Comportamiento del precio del crudo durante los últimos años



Fuente: http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs

El costo total promedio por barril producido en forma directa por la empresa, discriminando el costo por extracción, tratamiento y transporte (incluido manejo y trasiego) hasta la refinería o puerto de embarque, según el caso. Tabla 12.

Tabla 12. Costo Total promedio por barril producido

	Costo Total
Tratamiento y Recolección	\$2.52
Extracción	\$15.21
Almacenamiento y Despacho	0.22
Total Operación Directa	17.96

Fuente: Tomado de Informe de Ecopetrol.

Para el desarrollo del análisis económico, se tomo como base un precio de crudo de 81 UDS/bbl, el cual a realizar los descuentos por transporte y extracción, se obtiene como resultado precio del crudo neto de 43 USD/bbl.

Una vez identificada la oportunidad desde el punto de vista técnico, el siguiente paso es determinar la viabilidad económica del proyecto. Para esto, se usaron los valores que se muestran en la tabla 12. El método de evaluación económica que se utilizó en este proyecto es el valor presente neto (VPN).

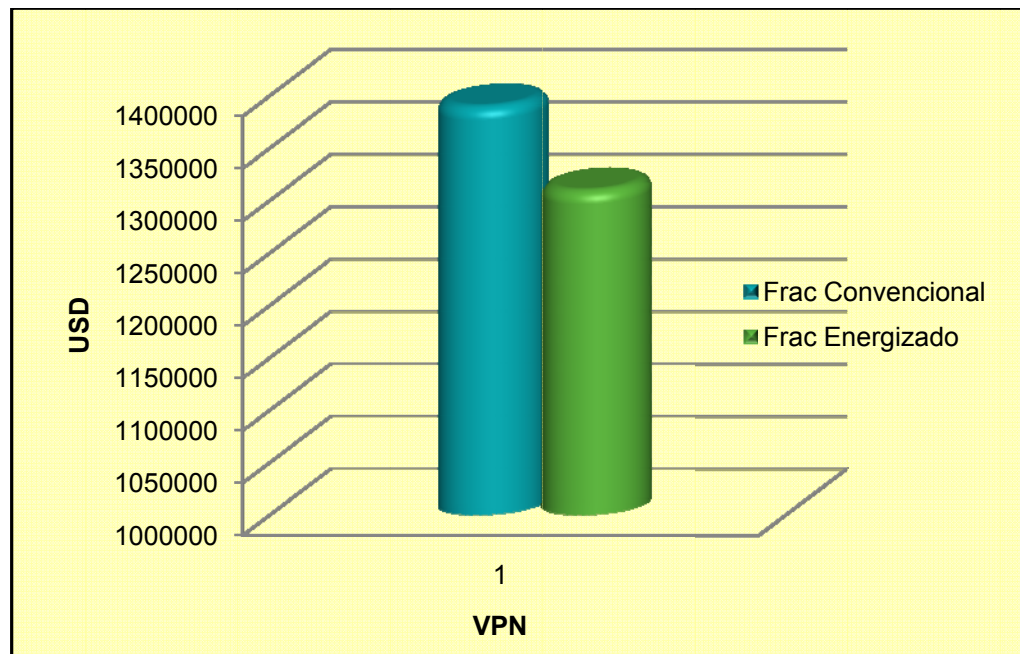
Tabla 13. Datos utilizados para el Análisis económico

Escenarios de producción	Skin
Pozo no fracturado	5
Pozo fracturado convencionalmente	-2
pozo fracturado con fluidos energizados (Tisquirama)	-4.5
pozo fracturado con fluidos energizados (Tenay)	-4
Indicadores Financieros	
Precios crudo \$/bbl	42.93
Tasa de declinación mensual	12%
Regalías, ingresos	20%

7.1.1 Análisis Económico (Tisquirama)

Para el pozo Tisquirama se realizó el análisis económico para los diferentes escenarios mencionados anteriormente. Este análisis se realizó para un tiempo de 3 años. Con el propósito de mostrar el cálculo del valor presente neto (VPN), se presenta la tabla 11 (anexo 5) para 20 meses, el cual se realizó para el pozo Tisquirama con una permeabilidad de 45 md.

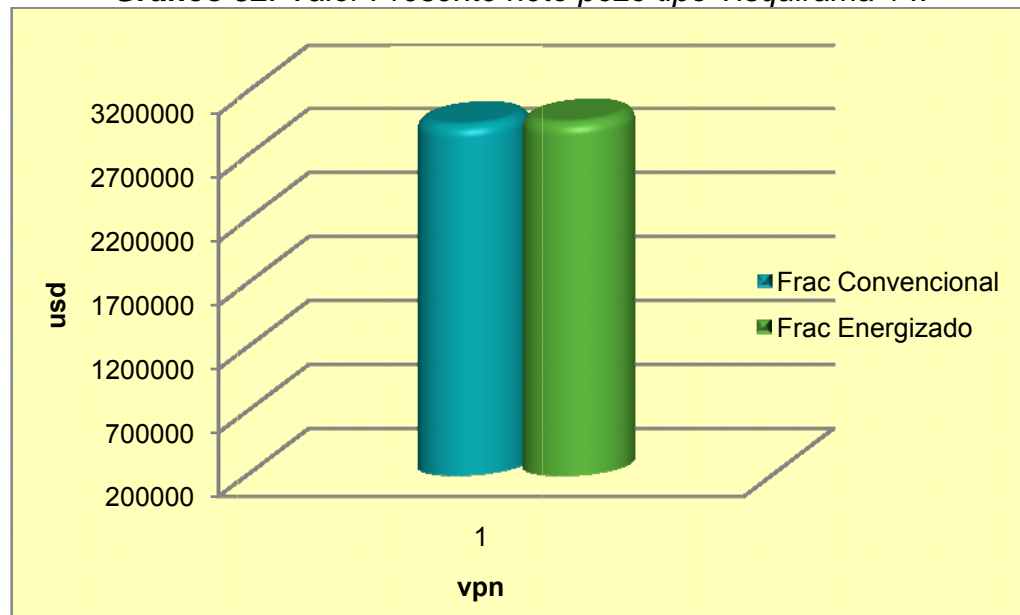
Gráfico 51. Valor presente neto pozo tipo Tisquirama 11.



En el pozo Tisquirama 11, se observa que al utilizar fluidos de fracturamiento energizado en el tratamiento, se logra una mayor producción que cuando se utilizó fluidos de fractura convencional. Sin embargo al calcular el valor presente neto, el beneficio de realizar un fracturamiento energizado no es lo suficiente para superar el beneficio que se obtiene al realizar un fracturamiento hidráulico convencional.

Para el pozo Tisquirama 14 se realizó el análisis económico para los diferentes escenarios mencionados anteriormente. Este análisis se realizó para un tiempo de 3 años. Con el propósito de mostrar el cálculo del valor presente neto (VPN), se presenta la tabla (anexo 5) para 20 meses, el cual se realizó para el pozo Tisquirama 14 con una permeabilidad de 29 md.

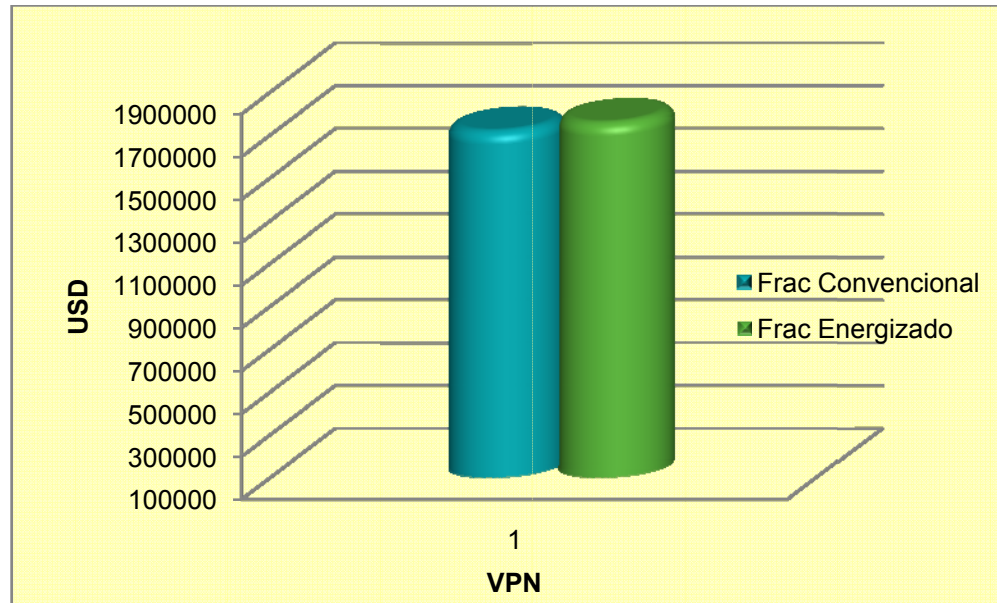
Graficó 52. Valor Presente neto pozo tipo Tisquirama 14.



En el pozo Tisquirama 14, se observa que al utilizar fluidos de fracturamiento energizado en el tratamiento, se logra una mayor producción que cuando se utilizó fluidos de fractura convencional. Sin embargo, el beneficio de utilizar fracturamiento con fluidos energizados no tiene gran diferencia respecto al otro, lo que dificulta tomar una decisión al determinar qué tipo de fracturamiento realizar. No obstante, se recomienda realizar un fracturamiento energizado, debido a las características de este campo, con el objetivo de optimizar el tratamiento.

Para el pozo Tisquirama 16 se realizó el cálculo del valor presente neto para un tiempo de 3 años. Con el propósito de mostrar el cálculo del valor presente neto (VPN), se presenta las tablas en el anexo 5 para 20 meses.

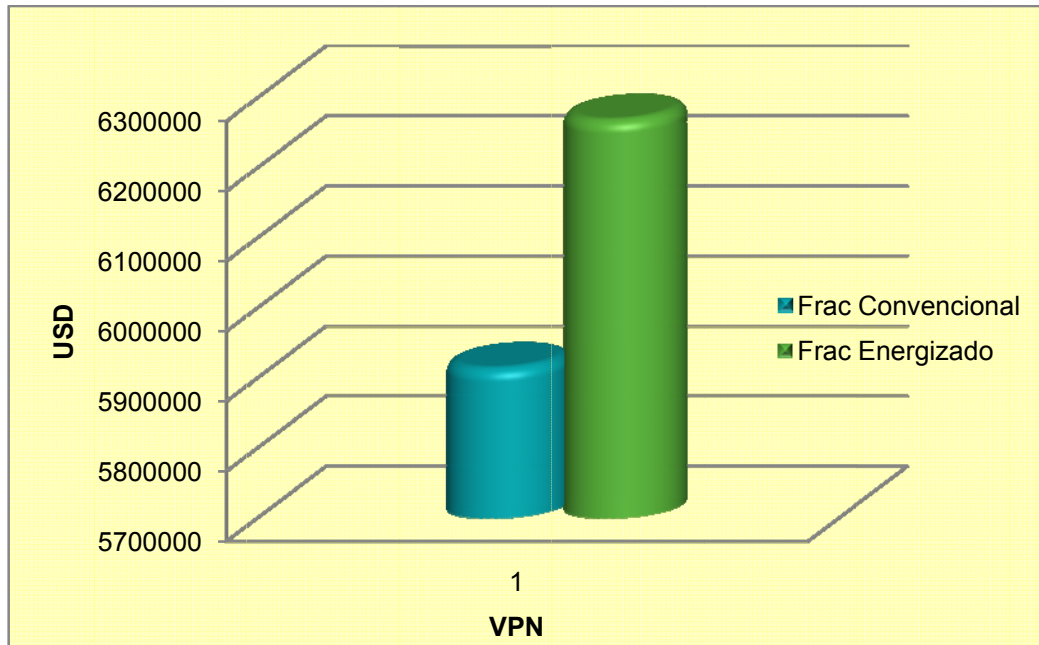
Gráfico 53. Valor presente neto pozo tipo Tisquirama 16. 39 md



En el pozo Tisquirama 16, se observa que al utilizar fluidos de fracturamiento energizado en el tratamiento, se logra una mayor producción que cuando se utilizó fluidos de fractura convencional. Sin embargo, el beneficio de utilizar fracturamiento con fluidos energizados no tiene gran diferencia respecto al otro, lo que dificulta tomar una decisión al determinar qué tipo de fracturamiento realizar. No obstante, se recomienda realizar un fracturamiento energizado, debido a las características de este campo, con el objetivo de optimizar el tratamiento.

Para el pozo Tisquirama 10 se realizó el cálculo del valor presente neto para un tiempo de 3 años. Con el propósito de mostrar el cálculo del valor presente neto (VPN), se presenta las tablas en el anexo 5 para 20 meses.

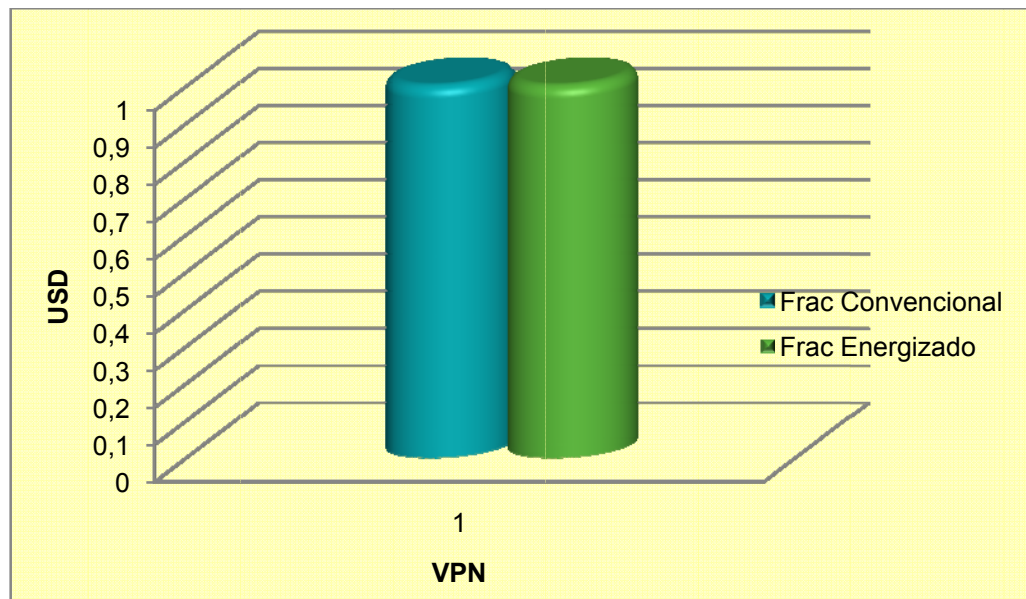
Gráfico 54. Valor presente neto pozo tipo Tisquirama 10



En el pozo Tisquirama 10, al realizar el cálculo del valor presente neto para el escenario donde se utilizó fracturamiento energizado, se observa que se obtiene mayor beneficio utilizar este tipo de fracturamiento, que realizar un fracturamiento convencional.

Para el pozo Tisquirama 12 se realizó el cálculo del valor presente neto para un tiempo de 3 años. Con el propósito de mostrar el cálculo del valor presente neto (VPN), se presentan las tablas en el anexo 5 para 20 meses.

Gráfico 55. Valor presente neto pozo tipo Tisquirama 12



En el pozo Tisquirama 12, se observa que al utilizar fluidos de fracturamiento energizado en el tratamiento, se logra una mayor producción que cuando se utilizó fluidos de fractura convencional. Sin embargo, el beneficio de utilizar fracturamiento con fluidos energizados no tiene gran diferencia respecto al otro, lo que dificulta tomar una decisión al determinar qué tipo de fracturamiento realizar. No obstante, se recomienda realizar un fracturamiento energizado, debido a las características de este campo, con el objetivo de optimizar el tratamiento.

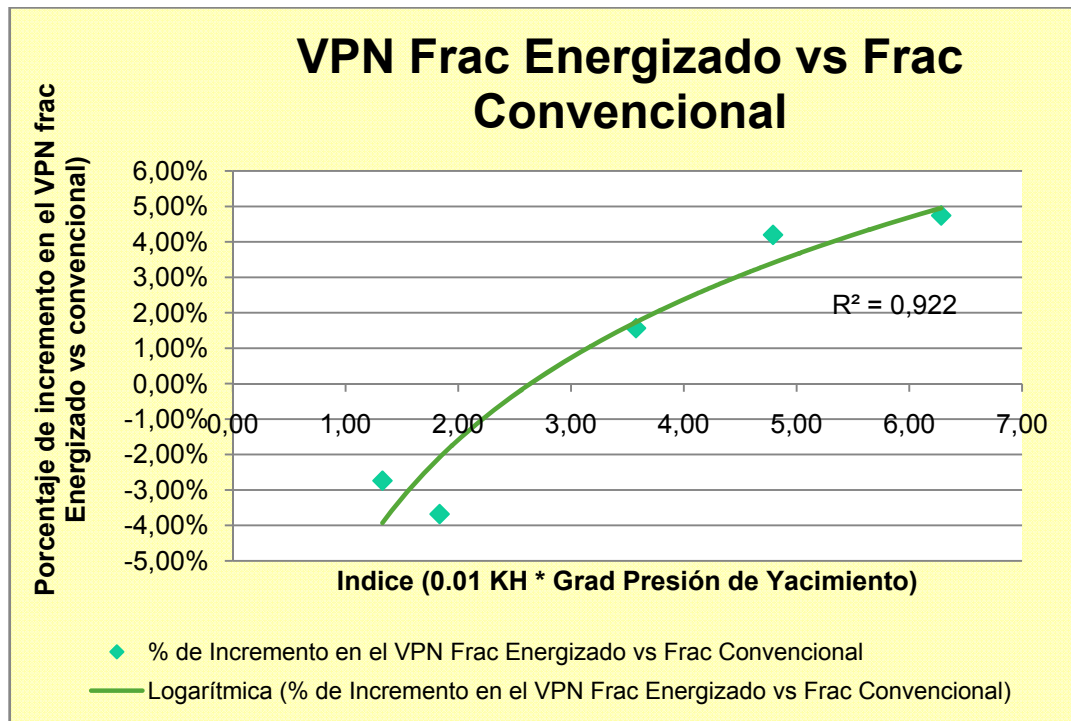
El valor presente neto para la aplicación de la tecnología de fluidos energizados será bueno en la medida en que el potencial del pozo lo permita, a pesar de que en todos los casos la producción es mayor para el fracturamiento energizado. Por tal motivo se generó un indicador que permita establecer cuando es bueno aplicar

el fluido energizado, para esto se estableció un indicador de viabilidad para el fracturamiento energizado.

Este indicador consiste básicamente en la siguiente fórmula: $0.01 \times \text{Permeabilidad efectiva al petróleo (md)} \times \text{espesor neto productivo (ft)} \times \text{Gradiente de presión de poro (psi/ft)}$.

De acuerdo al análisis de los resultados se encuentra que es viable realizar el fracturamiento energizado siempre y cuando el indicador de viabilidad sea mayor a 3, para los costos usados en el análisis.

Gráfico 56. VPN Frac Energizado vs Frac Convencional

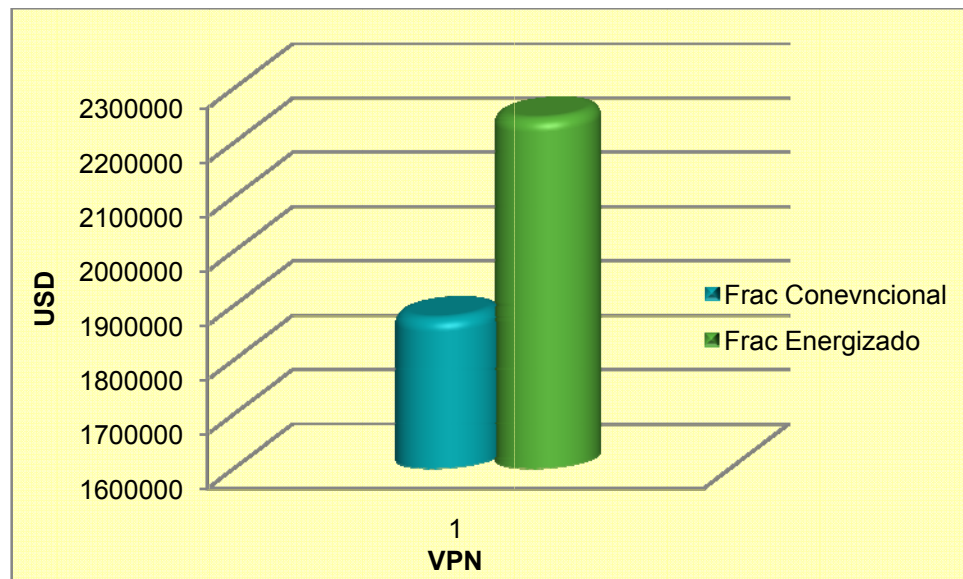


7.1.2 Análisis Económico (Tenay)

Para el pozo Tenay se realizó el análisis económico para los siguientes escenarios mencionados anteriormente. El modelamiento se realizó para un tiempo de dos años.

Con el propósito de mostrarse el cálculo del valor presente neto (VPN), se presenta la tabla (anexo 5) para 20 meses, el cual se realizó para el pozo Tenay Tipo A.

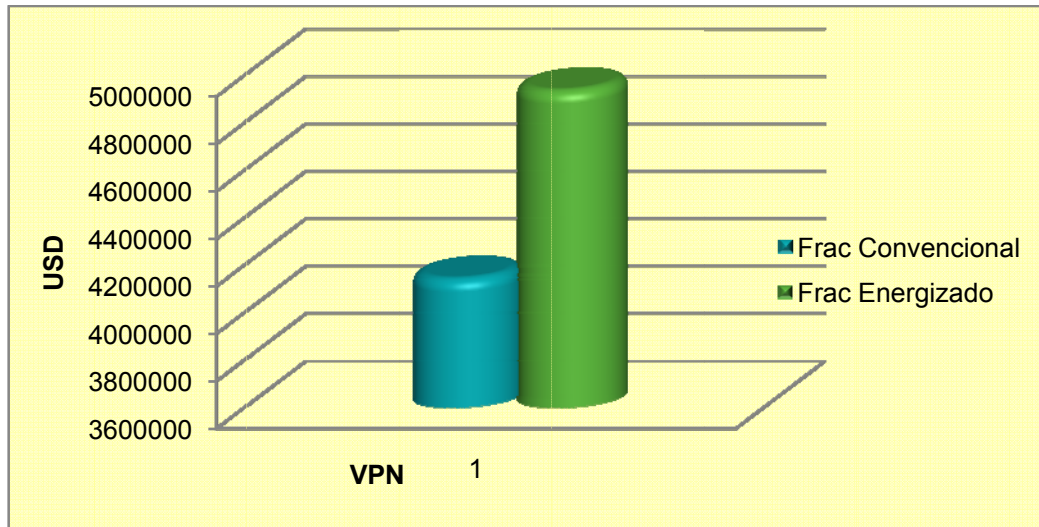
Gráfico 57. Valor presente neto pozo A. Campo Tenay.



En el pozo A. Campo Tenay, se observa que al utilizar fluidos de fracturamiento energizado en el tratamiento, se logra un mayor beneficio que cuando se utilizó fluidos de fractura convencional.

Para el pozo Tenay B, se realizó el cálculo del valor presente neto para un tiempo de dos años. Con el propósito de mostrarse el cálculo del valor presente neto (VPN), se presenta las tablas en el anexo 5 para 20 meses.

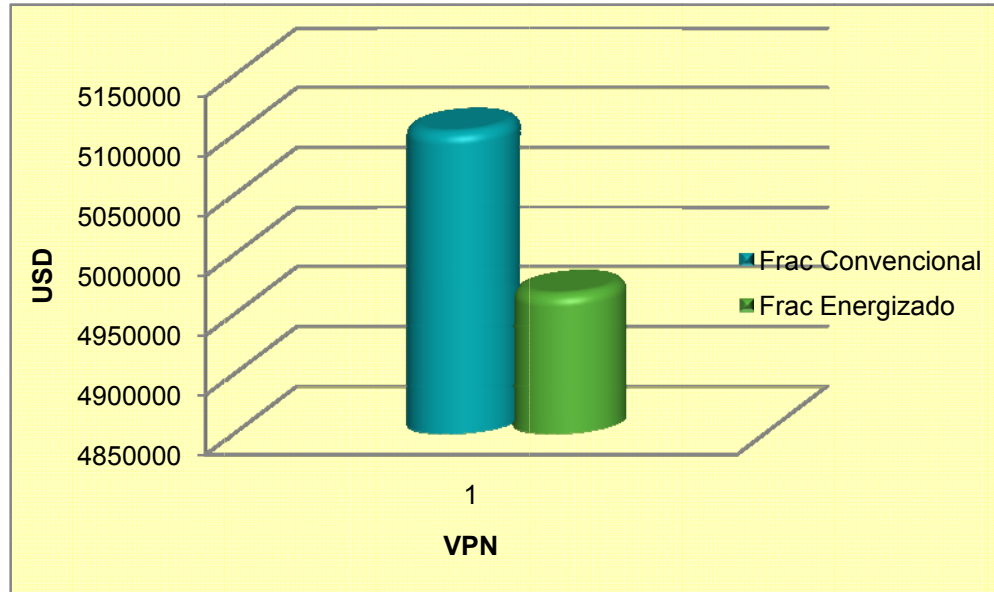
Gráfico 58. Valor presente neto pozo B. Campo Tenay.



En el pozo B. Campo Tenay, se observa que al utilizar fluidos de fracturamiento energizado en el tratamiento, se logra un mayor beneficio que cuando se utilizó fluidos de fractura convencional.

Para el pozo Tenay C, se realizó el cálculo del valor presente neto para un tiempo de dos años. Con el propósito de mostrarse el cálculo del valor presente neto (VPN), se presenta las tablas en el anexo 5 para 20 meses

Gráfico 59. Valor presente neto pozo C. Campo Tenay.



En el pozo C. Campo Tenay, se observa que al utilizar fluidos de fracturamiento energizado en el tratamiento, se logra un mayor beneficio que cuando se utilizó fluidos de fractura convencional.

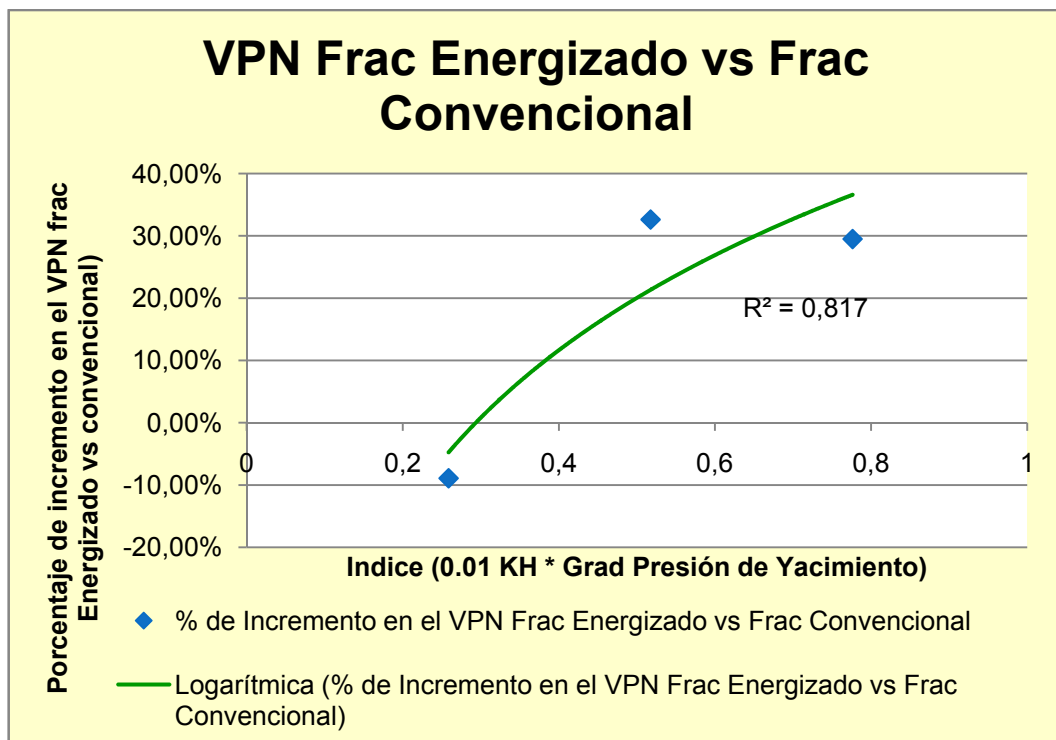
De acuerdo a las gráficas anteriormente mostradas, se puede decir que económicamente es viable aplicar la tecnología bajo estas condiciones en el campo Tenay.

El valor presente neto para la aplicación de la tecnología de fluidos energizados será bueno en la medida en que el potencial del pozo lo permita, a pesar de que en todos los casos la producción es mayor para el fracturamiento energizado. Por tal motivo se generó un indicador que permita establecer cuando es bueno aplicar el fluido energizado, para esto se estableció un indicador de viabilidad para el fracturamiento energizado.

Este indicador consiste básicamente en la siguiente fórmula: $0.01 \times \text{Permeabilidad efectiva al petróleo (md)} \times \text{espesor neto productivo (ft)} \times \text{Gradiente de presión de poro (psi/ft)}$.

De acuerdo al análisis de los resultados en Tenay, se encuentra que es viable realizar el fracturamiento energizado siempre y cuando el indicador de viabilidad sea mayor a 0.4, para los costos usados en el análisis.

Gráfico 60. Valor presente neto pozo C. Campo Tenay.





8. ANÁLISIS DE MATRIZ DOFA

Esta herramienta, también conocida como matriz DOFA, FODA o análisis SWOT, en inglés, fue concebida originalmente para la enunciación y evaluación de estrategias de negocios. Es fundamentalmente utilizada en el medio empresarial, sin embargo es igualmente aplicable a personas, situaciones, países, negocios, relaciones.

DOFA son las siglas de: Debilidades, Oportunidades, Fortalezas y Amenazas.

Las fortalezas y debilidades están referidas a los factores internos a la empresa (ó investigación), que agregan o restan valor. Entre las fortalezas y las debilidades se cuentan los recursos, activos, habilidades, y cualquier elemento susceptible de aportar valor.

Las oportunidades y amenazas son elementos externos, y como tales están fuera del control directo de la empresa (ó investigación). Están incluidos en estos la competencia, la demografía, economía, política, factores sociales, legales o culturales

El procedimiento para crear una matriz DOFA es bastante simple: para cada uno de los cuatro cuadrantes, se hace una lista de factores. Aunque el resultado de la matriz DOFA es elocuente y fácil de entender, los especialistas coinciden en que lo más provechoso y revelador de la herramienta es el propio proceso de análisis para llegar hasta ese resultado.

Lo sencillo y fácil de comprender del análisis DOFA ha permitido su popularidad en empresas, gobiernos, instituciones, organizaciones y países. No obstante, como toda doctrina o herramienta, tiene sus detractores. La principal debilidad

atribuible a la herramienta, es que se basa en juicios subjetivos, y que carece de argumentos cuantificables (medidas concretas, valores numéricos).

El análisis DOFA es una evaluación subjetiva de datos organizados en el formato DOFA, que los coloca en un orden lógico que ayuda a comprender, presentar, discutir y tomar decisiones. Puede ser utilizado en cualquier tipo de toma de decisiones, ya que la plantilla estimula a pensar pro-activamente, en lugar de las comunes reacciones instintivas.

Figura 13. Análisis de Riesgos DOFA.





CONCLUSIONES

- ❖ En yacimientos de baja permeabilidad donde el flowback (retorno del fluido de fracturamiento) es bajo debido a las altas presiones capilares que afectan la productividad de los pozos, los fluidos energizados son una buena solución para aumentar el índice de productividad del pozo fracturado.
- ❖ Un fluido energizado aporta energía al yacimiento debido a que contiene un componente gaseoso que se expande cuando sale de la solución y satura la cara de la fractura.
- ❖ En yacimientos profundos, el CO₂ funciona mejor que el N₂ porque proporciona una mayor presión hidrostática, adicionalmente el CO₂ tiene una mayor solubilidad en agua y aceite dando beneficios adicionales.
- ❖ Los sistemas energizados depende de las propiedades del fluido base para generar la geometría de fractura y para el transporte del propano por consiguiente la concentración del gas no es tan crítica en un fluido energizado como lo es que en un fluido espumado.
- ❖ Los sistemas de espumas presenta varias características que son deseables en un fluido de fracturamiento efectivo: bajo contenido de líquido, aceptable capacidad de acarreo del propano, bajo leak-off y alta viscosidad aparente.
- ❖ Los sistemas de espumas no necesitan agentes sólidos de pérdida de fluidos, esto es de gran beneficio ya que estos agentes pueden causar daño en la permeabilidad en la cara de la fractura o en el empaquetamiento del propano en la fractura.



- ❖ El uso del tratamiento de fracturamiento con CO₂ mejora y reduce el tiempo de recobro de los fluidos de fracturamiento por su mayor solubilidad en hidrocarburos.
- ❖ Cuando las formaciones son sensibles a soluciones acuosas, el daño generado en la cara de la fractura puede ser tan alto que se pierda la inversión. El uso de fluidos energizados es una alternativa técnicamente viable para el aumento de productividad debido a que la cantidad de agua utilizada es mucho menor que en un fluido de fracturamiento convencional.
- ❖ El APTi es un buen indicador de un posible atrapamiento de agua en el reservorio. Este parámetro es de gran importancia, ya que con este se podrá determinar qué tipo de fluido de fracturamiento es el más indicado para obtener buenos resultados en este tipo de estimulaciones.
- ❖ Cuando se utiliza fluidos energizados, el costo inicial de la estimulación es mayor, sin embargo, puede resultar en una significativa mejora económica, en una más rápida recuperación de la inversión y en un menor costo en el mantenimiento del pozo.
- ❖ Para Tisquirama, debido al alto costo de inclusión de la tecnología en Colombia, el porcentaje de incremento en el VPN para el fracturamiento con fluido energizado no es alto (7 % en el mejor de los casos) con respecto al fracturamiento convencional, sin embargo el incremento en producción si lo es.
- ❖ Para Tenay, la implementación del fracturamiento energizado tiene viabilidad económica solo si el KH es mayor a 180 md ft y la presión actual mayor a 2700 psi, en el caso contrario es mejor desde el punto de vista económico el fracturamiento convencional. Con base en los costos estimados en este estudio



- ❖ En este momento en Colombia no se cuenta con la infraestructura para realizar un fracturamiento energizado con calidad 30%

RECOMENDACIONES

- Se recomienda incluir el índice APTi, dentro de la metodología de selección de candidatos para fracturamiento hidráulico, a pesar de que nuestro desarrollo actual está enfocado al fracturamiento de pozos productores de petróleo.
- Se recomienda realizar el piloto de fracturamiento con fluido energizado, usando como base un fluido aceite, en el campo Tisquirama, formación Lisama B, C y D. En horizontes con permeabilidad efectiva al petróleo, mayor a 30 md.
- Se recomienda monitorear el comportamiento de producción al mediano plazo, de los pozos de la SOH fracturados en caballos superior, dentro de la campaña actual (Arrayan 1 y otros), si el resultado de incremento en el índice de productividad (J/Jo) está muy por debajo del estimado (50% o menor), se recomienda realizar un piloto de fracturamiento con fluidos energizados en esta zona.



BIBLIOGRAFIA

- ✓ CASTAÑEDA, Alejandro. Incremento de producción del campo Parahuacu de petroproducción implementando fracturamiento hidráulico en arenas de baja permeabilidad. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos). Quito 2007: Escuela Politécnica Nacional. Escuela de Ingeniería.
- ✓ CASTAÑEDA, Diana, Determinación y análisis de un fluido de fractura óptimo para los trabajos de fracturamiento hidráulico en el área de Yariguí-Cantagallo. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos), Bucaramanga 2008: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
- ✓ DIAZ, Jules Alfonso, MESA, Nestor David. Evaluación de los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en el campo Llanito. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos), Bucaramanga 2009: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
- ✓ D.V.S Gupta. Field Application of Unconventional Foam Technology: Extension of Liquid CO₂ Technology. Spe 84119. 2003.
- ✓ D.V.S Gupta, SPE 106304, Fracturing fluid for low permeability gas reservoirs: Emulsion of carbon Dioxide with aqueous methanol base fluid.
- ✓ D.V.S Gupta, SPE, BJ Services Co, Fracturing fluid for low permeability Gas reservoirs, 2007
- ✓ D.B Bennion, Low permeability Gas reservoirs: problems, opportunities and solutions for drilling, completion, stimulation and production, 1996
- ✓ Energized Fracturing with 50% CO₂ for improved hydrocarbon recovery. SPE 9705.



- ✓ G. C. Naik, Tight Gas reservoirs- An unconventional natural energy sources for future.
- ✓ Gases en Fluidos de Fractura BJ Services, Workshop de nuevas tecnologías, Bogotá Mayo 2010
- ✓ Kyle E. Frieauf and Mukul Sharma, Design and Implementation of Energized Fracture Treatment in Tight Gas Sands, 2009
- ✓ Kyle E. Frieauf and Mukul Sharma, SPE 119265, Application of a new compositional model for hydraulic fracturing with energized fluids, 2009.
- ✓ Kyle E. Frieauf and Mukul M. Sharma, Simulation and desing of energized hydraulic fractures, 2009. SPE 124361
- ✓ Michael G, SPE 75681, A comparison of results of three different CO₂ energized frac fluids,2002
- ✓ Michael G, SPE 75681, A comparison of results of three different CO₂ energized frac fluids,2002
- ✓ Multistage Fracturing of Horizontal Shale Gas Wells Using >90% Foam Provides Improved Production, Harold D. Brannon, Daniel E. Kendrick, and Eric Luckey and Abby Stipetich, 2009, SPE 124767.
- ✓ NIÑO, Andrea. Determinacion y análisis de fluidos de fractura base agua y base aceite óptimos para los trabajos de fracturamiento hidráulico en el área Lisama. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos), Bucaramanga 2009: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos



- ✓ Successful field Applications of CO₂-foam Fracturing fluids in the Arkansas-Louisiana-Texas Region. (SPE11932)
- ✓ Victor L. Ward, N₂ and CO₂ in the oil field: Stimulation and completion applications. SPE 1986.
- ✓ <http://dofamatrix.blogspot.com/>



ANEXO 1. LISTADO DE PAPER SOBRE FLUIDOS ENERGIZADOS.

N. Paper	Año	Título del Paper
119626-PA	2010	Successful Optimization of Viscoelastic Foamed Fracturing Fluids With Ultralightweight Proppants for Ultralow-Permeability Reservoirs
119478-PA	2010	Frac-Fluid Recycling and Water Conservation: A Case History
115750-PA	2009	A New Compositional Model for Hydraulic Fracturing With Energized Fluids
116191-PA	2009	Development and Field Application of a Low pH, Efficient Fracturing Fluid for Tight Gas Fields in the Greater Green River Basin, Wyoming
119265-MS	2009	Application of a New Compositional Model for Hydraulic Fracturing with Energized Fluids: A South Texas Case Study
119424-MS	2009	Unconventional Fracturing Fluids for Tight Gas Reservoirs
124361-MS	2009	Fluid Selection for Energized Hydraulic Fractures
124767-MS	2009	Multistage Fracturing of Horizontal Shale Gas Wells Using >90% Foam Provides Improved Production
129618-PA	2009	Resolving Created, Propped, and Effective Hydraulic-Fracture Length
126159-MS	2009	Optimizing Proppant Conductivity and Number of Hydraulic Fractures in Tight Gas Sand Wells
119264-MS	2009	A Simple and Accurate Model for Well Productivity for Hydraulically Fractured Wells
111431-MS	2008	New Viscoelastic Surfactant Fracturing Fluids Now Compatible With CO ₂ Drastically Improve Gas Production in Rockies
116835-MS	2008	Development and Field Application of a Low pH, Efficient Fracturing Fluid for Western Siberian Oil and Gas Wells
115558-RU	2008	Foam Fracturing: New Stimulation Edge in Western Siberia (Russian)
106304	2007	Fracturing Fluid for Low Permeability Gas Reservoirs: Emulsion of Carbon Dioxide with Aqueous Methanol Base Fluid: Chemistry and Applications
107966-MS	2007	Case Study: Application of a Viscoelastic Surfactant-Based CO ₂ Compatible Fracturing Fluid in the Frontier Formation, Big Horn Basin, Wyoming
111179-MS	2007	CO ₂ Restimulation in the Michigan Basin: A Second Chance for the Prairie Du Chien
107982-MS	2007	Field Case Studies of Completion Fluids to Enhance Oil and Gas Production in Depleted Unconventional Reservoirs
100524-MS	2006	Novel CO ₂ -Emulsified Viscoelastic Surfactant Fracturing Fluid System Enables Commercial Production From Bypassed Pay in the Olmos Formation of South Texas
89719-PA	2006	Evolution of Completion Practices in the Wild River Tight Gas Field
102259-MS	2006	Practical Steps to Increase Production and Reserves in Mature Gas Fields: Hugoton and Panoma, Texas County, Oklahoma, USA
94603-MS	2005	Novel CO ₂ -Emulsified Viscoelastic Surfactant Fracturing Fluid System
97211	2005	Surfactant Gel Foam/Emulsions: History and Field Application in the Western Canadian Sedimentary Basin
95061-MS	2005	CO ₂ Energized Hydrocarbon Fracturing Fluid: History & Field Application in Tight Gas Wells in the Rock Creek Gas Formation
96202-MS	2005	Novel CO ₂ -Emulsified Viscoelastic Surfactant Fracturing Fluid System
2005-220	2005	CO Energized Hydrocarbon Fracturing Fluid: History and Field Application in Tight Wells in the Rock Creek Oil, Dunvegan, Glauconite and Belly River Gas Formations
2005-023	2005	Rheological Evaluations of COMiscible Hydrocarbon Fracturing Fluids
97249-MS	2005	Fracture-Optimized Production Efficiently Stimulates Sandstone Formations With a Dunvegan Formation Case Study
86493	2004	Impact of Water-Based Polymer Fluid Characteristics on CO ₂ Foam
86482-MS	2004	Fracture Stimulation of the Morrow Formation with Crosslinked Methanol: A Case History
84834-MS	2003	An Update of Recent Production Responses Obtained from Devonian Shale and Berea



		Wells Stimulated with Nitrogen Foam (with Proppant) vs. Nitrogen-Only, Pike Co., KY
84843-MS	2003	Low Polymer Energized Fluid in the Arkoma Basin, Western Arkansas: A Case Study in the Gragg Field
84579	2003	CO ₂ Compatible Non-Aqueous Methanol Fracturing Fluid
84119	2003	Field Application of Under conventional Foam Technology: Extension of Liquid CO ₂ Technology
80893-MS	2003	Analysis of Stimulation Effectiveness in the Ammo Field Granite Wash Based on Reservoir Characterization & Completion Database
75666-MS	2002	Optimized Gas-Well Stimulating Using CO ₂ -Miscible, Viscosified Hydrocarbon Fracturing Fluids
75681-MS	2002	A Comparison of Results of Three Different CO ₂ Energized Frac Fluids: A Case History
77464-MS	2002	Comparing Production Responses from Devonian Shale and Berea Wells Stimulated with Nitrogen Foam and Proppant vs. Nitrogen-Only, Pike Co., Kentucky
75665-MS	2002	Evolution of Dolomitic Completion/Stimulation Optimization in Indian Basin Field, Eddy County, New Mexico
72383	2001	Liquid-Free CO ₂ /Sand Stimulations: An Overlooked Technology – Production Update
69585-MS	2001	Crosslinked Methanol: Analysis of a Successful Experience in Fracturing Gas Wells
71656-MS	2001	Revitalization of West Hiawatha Field Using Coiled-Tubing Technology
60690-MS	2000	Fracturing Through Coiled Tubing - Recent Developments and Case Histories
60317	2000	Liquid CO ₂ and Sand Stimulations in the Lewis Shale, San Juan Basin, New Mexico: A Case Study
59735-MS	2000	Diagnostic Techniques to Understand Hydraulic Fracturing: What? Why? and How?
57430	1999	Case History: Carbon Dioxide Foam Stimulates Rome in Eastern Kentucky
39778-MS	1998	CO Energized and Remedial 100% CO Treatments Improve Productivity in Wolfcamp Intervals, Val Verde Basin, West Texas
40016-MS	1998	The History and Success of Liquid CO ₂ and CO ₂ /N ₂ Fracturing System
51067-MS	1998	Cryogenic Nitrogen as a Hydraulic Fracturing Fluid in the Devonian Shale
37229-MS	1997	Non-Aqueous Gelled Alcohol Fracturing Fluid
38623-MS	1997	Field Applications of Cryogenic Nitrogen as a Hydraulic Fracturing Fluid
35601	1996	Economic Optimization Of Liquid CO ₂ , Fracturing
20642-PA	1995	A Comparison of Mixed Gas Foams With N ₂ and CO ₂ Foam Fracturing Fluids on a Flow Loop Viscometer
24827-PA	1995	Field Experiment Gathers Friction-Pressure Data for CO ₂ -Energized Fluids
29551-MS	1995	OPTIMIZATION OF HYDRAULIC FRACTURE TREATMENTS IN THE WILLIAMS FORK FORMATION OF THE MESAVERDE GROUP
29191	1994	Analysis of Production Response to CO ₂ /Sand Fracturing:A Case Study
21856-MS	1991	Friction Pressure Correlation for CO ₂ Foam Fluids
20706-MS	1990	Minifracure Analyses and Stimulation Treatment Results for CO ₂ -Energized Fracturing Fluids in South Texas Gas Reservoirs
13180-PA	1987	Dynamic Fluid-Loss Characteristics Of CO ₂ -Foam Fracturing Fluids
16193-MS	1987	Experience With CO ₂ -Laden Fracturing Fluid for Stimulating Water-Sensitive Formations
16416-MS	1987	Successful Field Application of High-Temperature Rheology of CO ₂ Foam Fracturing Fluids
12026-PA	1986	Rheological Study of Foam Fracturing Fluids Using Nitrogen and Carbon Dioxide
13794-PA	1986	The Utility of CO ₂ as an Energizing Component for Fracturing Fluids
11932-PA	1985	Successful Field Applications of CO ₂ -Foam Fracturing Fluids in the Arkansas-Louisiana-Texas Region
11575-PA	1984	The Use of CO ₂ -Based Fracturing Fluids in the Red Fork Formation in the Anadarko Basin, Oklahoma



9705-PA	1982	Energized Fracturing With 50% CO2 for Improved Hydrocarbon Recovery
4116-MS	1972	USE OF LIQUIFIED GASES AS FRACTURE FLUIDS FOR DRY GAS RESERVOIRS

ANEXO 2.DATOS DEL MODELAMIENTO

Resultados del modelamiento para el campo Tisquirama 11:

Pozo Fracturado Skin -2		
Time	Flow Rate	Cum. Prod.
(d)	(bbl/d)	(Mbbbl)
1	200.43	0.24919
3.9	179.47	0.79748
30	155.07	5.1252
33	154.08	5.5889
60	147.7	9.6598
63	147.14	10.102
90	142.58	14.012
93	142.11	14.439
120	138.08	18.221
123	137.64	18.634
150	133.9	22.299
153	133.5	22.7
180	130	26.257
183	129.62	26.646
210	126.33	30.101
213	125.97	30.48
240	122.86	33.839
243	122.53	34.207
270	119.59	37.475
273	119.27	37.833
300	116.5	41.016
303	116.19	41.365
330	113.56	44.466
333	113.27	44.806
360	110.77	47.831

360.5	110.73	47.886
365	110.32	48.384
365.5	110.28	48.439
370	109.87	48.934
400	107.27	52.191
430	104.79	55.371
460	102.42	58.479
490	100.08	61.516
520	97.666	64.482
550	95.206	67.375
580	92.711	70.194
610	90.19	72.937
640	87.648	75.604
670	85.093	78.195
700	82.532	80.709
730	79.971	83.147
765	76.99	85.865
795	74.447	88.136
825	71.923	90.331
855	69.42	92.451
885	66.945	94.496
915	64.501	96.468
945	62.093	98.366
975	59.723	100.19
1005	57.395	101.95
1035	55.113	103.64
1065	52.878	105.26
1095	50.694	106.81

Resultados del modelamiento para el campo Tisquirama 11:

Pozo Fracturado Skin -4.5		
Time	Flow Rate	Cum. Prod.
(d)	(bbl/d)	(Mbbbl)
1	223.67	0.28004
3.9	198.09	0.8884
30	168.96	5.6323
33	167.79	6.1374
60	160.3	10.563
63	159.64	11.043
90	154.31	15.279
93	153.76	15.741
120	149.05	19.828
123	148.55	20.275
150	144.21	24.226
153	143.74	24.658
180	139.69	28.484
183	139.26	28.902
210	135.46	32.61
213	135.06	33.016
240	131.49	36.614
243	131.11	37.008
270	127.75	40.502
273	127.39	40.885
300	124.23	44.281
303	123.89	44.653
330	120.9	47.958
333	120.58	48.32
360	117.75	51.537

360.5	117.7	51.596
365	117.24	52.124
365.5	117.19	52.183
370	116.73	52.709
400	113.8	56.167
430	111.01	59.539
460	108.35	62.829
490	105.74	66.04
520	103	69.171
550	100.2	72.218
580	97.335	75.181
610	94.424	78.057
640	91.477	80.845
670	88.504	83.545
700	85.516	86.155
730	82.522	88.675
765	79.035	91.468
795	76.061	93.794
825	73.108	96.031
855	70.185	98.18
885	67.298	100.24
915	64.455	102.22
945	61.66	104.11
975	58.92	105.92
1005	56.238	107.64
1035	53.62	109.29
1065	51.068	110.86
1095	48.586	112.36

Resultados del modelamiento para el campo Tisquirama 14:

Pozo Fracturado Skin -2		
Time	Flow Rate	Cum. Prod.
(d)	(bbl/d)	(Mbbbl)
1	251.44	0.3147
3.9	224.02	1.0007
30	192.47	6.3863
33	191.2	6.9618
60	183.6	12.018
63	183	12.568
90	178.5	17.447
93	178.07	17.982
120	174.57	22.742
123	174.2	23.265
150	171.11	27.926
153	170.78	28.439
180	167.91	33.011
183	167.6	33.514
210	164.87	38.002
213	164.58	38.496
240	161.96	42.904
243	161.68	43.39
270	159.17	47.721
273	158.89	48.198
300	156.47	52.455
303	156.21	52.924
330	153.87	57.11
333	153.62	57.571
360	151.36	61.688

360.5	151.32	61.764
365	150.95	62.444
365.5	150.91	62.519
370	150.54	63.198
400	148.14	67.678
430	145.82	72.087
460	143.57	76.427
490	141.39	80.702
520	139.28	84.912
550	137.24	89.059
580	135.25	93.146
610	133.32	97.175
640	131.45	101.15
670	129.63	105.06
700	127.87	108.92
730	126.15	112.73
765	124.2	117.08
795	122.58	120.78
825	121	124.44
855	119.36	128.04
885	117.69	131.6
915	116.01	135.1
945	114.32	138.56
975	112.6	141.96
1005	110.88	145.31
1035	109.15	148.61
1065	107.4	151.86
1095	105.65	155.06

Resultados del modelamiento para el campo Tisquirama 14:

Pozo Fracturado Skin -4.5		
Time	Flow Rate	Cum. Prod.
(d)	(bbl/d)	(Mbbbl)
1	281.67	0.35448
3.9	248.3	1.1187
30	210.38	7.0438
33	208.88	7.6727
60	199.89	13.187
63	199.18	13.785
90	193.89	19.09
93	193.39	19.671
120	189.28	24.836
123	188.85	25.403
150	185.24	30.453
153	184.86	31.008
180	181.5	35.953
183	181.14	36.497
210	177.96	41.345
213	177.62	41.878
240	174.58	46.633
243	174.25	47.156
270	171.34	51.821
273	171.02	52.335
300	168.22	56.914
303	167.92	57.418
330	165.22	61.916
333	164.93	62.411
360	162.33	66.829

360.5	162.29	66.91
365	161.86	67.639
365.5	161.82	67.72
370	161.39	68.447
400	158.64	73.248
430	155.98	77.967
460	153.41	82.607
490	150.93	87.172
520	148.53	91.664
550	146.21	96.085
580	143.96	100.44
610	141.78	104.72
640	139.66	108.94
670	137.61	113.1
700	135.62	117.2
730	133.69	121.24
765	131.51	125.84
795	129.7	129.76
825	127.93	133.62
855	126.08	137.43
885	124.2	141.19
915	122.29	144.89
945	120.36	148.52
975	118.4	152.11
1005	116.42	155.63
1035	114.42	159.09
1065	112.4	162.49
1095	110.37	165.83

Resultados del modelamiento para el campo Tisquirama 16:

Pozo Fracturado Skin -2		
Time	Flow Rate	Cum. Prod.
(d)	(bbl/d)	(Mbbbl)
1	124.6	0.16096
3.9	108.52	0.49692
30	90.86	3.0702
33	90.173	3.3417
60	86.085	5.7191
63	85.768	5.9769
90	83.516	8.2616
93	83.315	8.5118
120	81.783	10.74
123	81.637	10.985
150	80.486	13.174
153	80.373	13.415
180	79.455	15.573
183	79.363	15.811
210	78.604	17.943
213	78.526	18.179
240	77.881	20.291
243	77.814	20.524
270	77.254	22.617
273	77.195	22.849
300	76.701	24.927
303	76.649	25.157
330	76.207	27.22
333	76.16	27.449
360	75.76	29.5

360.5	75.753	29.538
365	75.69	29.878
365.5	75.683	29.916
370	75.62	30.257
400	75.224	32.519
430	74.858	34.77
460	74.517	37.011
490	74.198	39.242
520	73.897	41.463
550	73.612	43.676
580	73.34	45.88
610	73.08	48.076
640	72.831	50.265
670	72.59	52.446
700	72.357	54.62
730	72.13	56.788
795	71.66	61.442
825	71.45	63.589
855	71.245	65.729
885	71.043	67.864
915	70.845	69.992
945	70.65	72.114
975	70.458	74.231
1005	70.269	76.342
1035	70.081	78.447
1065	69.896	80.547
1095	69.713	82.641

Resultados del modelamiento para el campo Tisquirama 16:

Pozo Fracturado Skin -4.5		
Time	Flow Rate	Cum. Prod.
(d)	(bbl/d)	(Mbbbl)
1	140.85	0.1815
3.9	122.04	0.56025
30	100.68	3.4314
33	99.845	3.7322
60	94.9	6.3587
63	94.518	6.6428
90	91.817	9.1575
93	91.577	9.4326
120	89.747	11.88
123	89.573	12.149
150	88.196	14.549
153	88.061	14.813
180	86.966	17.176
183	86.856	17.437
210	85.952	19.769
213	85.86	20.027
240	85.093	22.335
243	85.014	22.59
270	84.349	24.876
273	84.28	25.129
300	83.694	27.397
303	83.632	27.648
330	83.109	29.899
333	83.054	30.148
360	82.581	32.384

360.5	82.572	32.425
365	82.497	32.797
365.5	82.489	32.838
370	82.415	33.209
400	81.947	35.675
430	81.515	38.126
460	81.113	40.566
490	80.737	42.994
520	80.383	45.41
550	80.048	47.817
580	79.728	50.213
610	79.423	52.601
640	79.129	54.979
670	78.846	57.349
700	78.573	59.71
730	78.307	62.063
795	77.756	67.114
825	77.51	69.443
855	77.27	71.764
885	77.034	74.079
915	76.803	76.386
945	76.575	78.687
975	76.35	80.981
1005	76.129	83.268
1035	75.91	85.549
1065	75.694	87.823
1095	75.48	90.09

Resultados del modelamiento para el campo Tisquirama 10:

Pozo Fracturado Skin -2		
Time	Flow Rate	Cum. Prod.
(d)	(bbl/d)	(Mbbbl)
1	411.85	0.51822
3.9	365.53	1.6397
30	312.59	10.405
33	310.48	11.34
60	297.88	19.547
63	296.9	20.439
90	289.83	28.358
93	289.19	29.226
120	284.16	36.965
123	283.66	37.817
150	279.58	45.42
153	279.16	46.258
180	275.57	53.747
183	275.18	54.573
210	271.88	61.958
213	271.52	62.773
240	268.4	70.061
243	268.06	70.866
270	265.07	78.063
273	264.74	78.858
300	261.85	85.966
303	261.53	86.751
330	258.72	93.775
333	258.42	94.55
360	255.69	101.49

360.5	255.64	101.62
365	255.19	102.77
365.5	255.14	102.9
370	254.69	104.04
400	251.76	111.64
430	248.89	119.15
460	246.1	126.57
490	243.37	133.91
520	240.7	141.18
550	238.09	148.36
580	235.55	155.46
610	233.05	162.49
640	230.61	169.45
670	228.23	176.33
700	225.89	183.14
730	223.61	189.88
765	221	197.61
795	218.81	204.2
825	216.67	210.73
855	214.57	217.2
885	212.52	223.61
915	210.5	229.95
945	208.52	236.24
975	206.58	242.47
1005	204.68	248.63
1035	202.81	254.75
1065	200.98	260.8
1095	199.18	266.81

Resultados del modelamiento para el campo Tisquirama 10:

Pozo Fracturado Skin -4.5		
Time	Flow Rate	Cum. Prod.
(d)	(bbl/d)	(Mbbbl)
1	462.54	0.58453
3.9	406.49	1.8375
30	342.56	11.51
33	340.04	12.533
60	325.06	21.505
63	323.89	22.478
90	315.54	31.108
93	314.79	32.054
120	308.87	40.472
123	308.29	41.397
150	303.49	49.655
153	303	50.565
180	298.79	58.689
183	298.34	59.584
210	294.48	67.587
213	294.06	68.47
240	290.42	76.36
243	290.02	77.231
270	286.53	85.014
273	286.15	85.873
300	282.77	93.553
303	282.41	94.4
330	279.14	101.98
333	278.78	102.82
360	275.61	110.3

360.5	275.55	110.44
365	275.03	111.68
365.5	274.97	111.82
370	274.46	113.05
400	271.05	121.23
430	267.74	129.32
460	264.51	137.3
490	261.36	145.19
520	258.29	152.98
550	255.3	160.69
580	252.37	168.3
610	249.51	175.83
640	246.72	183.27
670	244	190.63
700	241.33	197.91
730	238.72	205.11
765	235.76	213.35
795	233.27	220.38
825	230.84	227.34
855	228.46	234.23
885	226.13	241.05
915	223.85	247.8
945	221.61	254.48
975	219.43	261.1
1005	217.28	267.65
1035	215.18	274.14
1065	213.12	280.56
1095	211.09	286.92

Resultados del modelamiento para el campo Tisquirama 12:

Pozo Fracturado Skin -2		
Time	Flow Rate	Cum. Prod.
(d)	(bbl/d)	(Mbbbl)
1	389.93	0.48927
3.9	346.76	1.5521
30	297.25	9.8784
33	295.27	10.767
60	283.44	18.574
63	282.51	19.423
90	275.74	26.957
93	275.12	27.784
120	270.11	35.143
123	269.6	35.953
150	265.35	43.174
153	264.91	43.969
180	261.05	51.069
183	260.64	51.852
210	257.02	58.839
213	256.62	59.61
240	253.16	66.492
243	252.79	67.251
270	249.45	74.03
273	249.09	74.778
300	245.86	81.46
303	245.51	82.197
330	242.39	88.783
333	242.05	89.51
360	239.02	96.004
360.5	238.96	96.123
365	238.46	97.198
365.5	238.41	97.317
370	237.91	98.389
400	234.67	105.48
430	231.52	112.47

460	228.46	119.37
490	225.47	126.18
520	222.57	132.9
550	219.75	139.53
580	217	146.08
610	214.32	152.55
640	211.7	158.94
670	209.15	165.26
700	206.67	171.49
730	204.24	177.66
765	201.48	184.7
795	199.18	190.71
825	196.93	196.65
855	194.73	202.53
885	192.58	208.34
915	190.48	214.08
945	188.43	219.77
975	186.42	225.39
1005	184.45	230.95
1035	182.41	236.46
1065	180.34	241.9
1095	178.26	247.28

Resultados del modelamiento para el campo Tisquirama 12:

Pozo Fracturado Skin -4.5		
Time	Flow Rate	Cum. Prod.
(d)	(bbl/d)	(Mbbbl)
1	437.37	0.55153
3.9	384.95	1.7373
30	325.32	10.911
33	322.97	11.883
60	308.93	20.407
63	307.83	21.332
90	299.86	29.533
93	299.12	30.432
120	293.24	38.427
123	292.64	39.306
150	287.67	47.139
153	287.15	48.002
180	282.64	55.693
183	282.16	56.54
210	277.93	64.101
213	277.47	64.934
240	273.44	72.371
243	273	73.191
270	269.12	80.509
273	268.7	81.315
300	264.95	88.519
303	264.54	89.314
330	260.92	96.407
333	260.53	97.189
360	257.02	104.18

360.5	256.96	104.3
365	256.39	105.46
365.5	256.32	105.59
370	255.75	106.74
400	252.01	114.36
430	248.38	121.86
460	244.86	129.26
490	241.44	136.55
520	238.12	143.75
550	234.9	150.84
580	231.76	157.84
610	228.7	164.75
640	225.73	171.56
670	222.84	178.29
700	220.02	184.94
730	217.27	191.5
765	214.15	198.98
795	211.55	205.37
825	209.02	211.67
855	206.55	217.91
885	204.13	224.07
915	201.77	230.16
945	199.47	236.17
975	197.22	242.12
1005	195.02	248.01
1035	192.73	253.82
1065	190.4	259.57
1095	188.03	265.25

ANEXO 4. ANÁLISIS ECONÓMICO

ANÁLISIS ECONOMICO PARA FRACTURAMIENTO CONVENCIONAL (Tisquirama 11)												
MES		0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
INGRESOS												
Producción para Alternativa bbl/D			8862	7707.6	6830.4	6086.4	5463.6	4927.2	4642.8	3960	3360	2760
Precios crudo \$/bbl			43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Ingresos crudo \$USDM			381066	331426.8	293707.2	261715.2	234934.8	211869.6	199640.4	170280	144480	118680
Regalías 20%			76213.2	66285.36	58741.44	52343.04	46986.96	42373.92	39928.08	34056	28896	23736
Ingreso bruto totales USD		-450000	304852.8	265141.44	234965.76	209372.16	187947.84	169495.68	159712.32	136224	115584	94944
Tasa de Oportunidad 12.2%	0.122											
EGRESOS												
Capital de la Inversión \$USDM		450000										
Tasa de declinación bimensual	0.019370692											
Valor presente de ingresos			299059.805	255160.43	221823.806	193905.605	170756.256	151065.668	139641.151	116841.328	97254.2154	78369.3232

Flujo Efectivo	
Ingresos (+)	
Ingresos Netos presente	1839013.305
Egresos (-)	
Capital de inversión	-450000
VALOR PRESENTE NETO	1389013.305
TIR	56%
VPN (calculo Excel)	\$ 1,389,013



ANÁLISIS ECONOMICO PARA FRACTURAMIENTO ENERGIZADO (Tisquirama 11)												
MES		0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
INGRESOS												
Producción para Alternativa bbl/D			9618	8268	7242	6429.6	5711.4	5121	4650	3840	3768	2472
Precios crudo \$/bbl			43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Ingresos crudo\$USDM			413574	355524	311406	276472.8	245590.2	220203	199950	165120	162024	106296
Regalías 20%	0.01906762 3		82714.8	71104.8	62281.2	55294.56	49118.04	44040.6	39990	33024	32404.8	21259.2
Ingreso bruto totales USD		-600000	330859.2	284419.2	249124.8	221178.24	196472.16	176162.4	159960	132096	129619.2	85036.8
Tasa de Oportunidad 12.2%	0.122											
EGRESOS												
Capital de la Inversión \$USDM		600000										
Tasa de declinación bimensual	0.01937069 2											
Valor presente de ingresos			324572.01 6	273712.49 6	235190.91 1	204839.55 6	178500.85 7	157007.48 7	139857.70 4	113300.68 2	109063.65 6	70191.654 7

Flujo Efectivo	
Ingresos (+)	
Ingresos Netos	1908809.277
Egresos (-)	
Capital de inversión	-600000
VALOR PRESENTE NETO	1308809.277
TIR	42%
VPN	\$ 1,308,809



TISQUIRAMA 14

ANÁLISIS ECONOMICO PARA FRACTURAMIENTO CONVENCIONAL (TISQUIRAMA 14)												
MES		0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
INGRESOS												
Producción para Alternativa bbl/D			11016	9932.4	9275.4	8646.6	8070.6	7548.6	6914.4	6756	6360	5880
Precios crudo \$/bbl			43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Ingresos crudo\$USDM			473688	427093.2	398842.2	371803.8	347035.8	324589.8	297319.2	290508	273480	252840
Regalías 20%			94737.6	85418.64	79768.44	74360.76	69407.16	64917.96	59463.84	58101.6	54696	50568
Ingreso bruto totales USD		-450000	378950.4	341674.56	319073.76	297443.04	277628.64	259671.84	237855.36	232406.4	218784	202272
Tasa de Oportunidad (tasa de descuento anual)12.2%	0.122											
EGRESOS												
Capital de la Inversión \$USDM		450000										
Tasa de declinación bimensual	0.019370692											
Valor presente de ingresos			371749.358	328812.53	301227.531	275470.59	252233.956	231436.578	207963.895	199338.388	184088.336	166960.732

Flujo Efectivo	
Ingresos (+)	
Ingresos Netos presente	3389166.053
Egresos (-)	
Capital de inversión	-450000
VALOR PRESENTE NETO	2939166.053
TIR	76%
VPN	\$ 2,939,166



ANÁLISIS ECONOMICO PARA FRACTURAMIENTO ENERGIZADO (TISQUIRAMA 14)												
MES		0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
INGRESOS												
Producción para Alternativa bbl/D			11988	10725.6	9956.4	9210	8586	7962	7512	7020	6420	5820
Precios crudo \$/bbl			43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Ingresos crudo \$USDM			515484	461200.8	428125.2	396030	369198	342366	323016	301860	276060	250260
Regalías 20%			103096.8	92240.16	85625.04	79206	73839.6	68473.2	64603.2	60372	55212	50052
Ingreso bruto totales USD		-600000	412387.2	368960.64	342500.16	316824	295358.4	273892.8	258412.8	241488	220848	200208
Tasa de Oportunidad 12.2%	0.122											
EGRESOS												
Capital de la Inversión \$USDM		600000										
Tasa de depreciación bimensual	0.019370692											
Valor presente de ingresos			404550.772	355071.45	323343.66	293419.857	268341.975	244111.23	225937.866	207127.809	185825.019	165257.051

Flujo Efectivo	
Ingresos (+)	
Ingresos Netos presente	3559608.16
Egresos (-)	
Capital de inversión	-600000
VALOR PRESENTE NETO	2959608.16
TIR	60%
VPN	\$ 2,959,608

TISQUIRAMA 16

ANÁLISIS ECONOMICO PARA FRACTURAMIENTO CONVENCIONAL (TISQUIRAMA 16)												
MES	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	
INGRESOS												
Producción para Alternativa bbl/D		5165.1	4648.5	4487.4	4390.2	4318.8	4263.6	3386.4	4860	4440	3840	
Precios crudo \$/bbl		43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	
Ingresos crudo\$USDM		222099.3	199885.5	192958.2	188778.6	185708.4	183334.8	145615.2	208980	190920	165120	
Regalías 20%		44419.86	39977.1	38591.64	37755.72	37141.68	36666.96	29123.04	41796	38184	33024	
Ingreso bruto totales USD		-450000	177679.44	159908.4	154366.56	151022.88	148566.72	146667.84	116492.16	167184	152736	132096
Tasa de Oportunidad 12.2%	0.122											
EGRESOS												
Capital de la Inversión \$USDM		450000										
Tasa de declinación bimensual	0.019370692											
Valor presente de ingresos			174303.069	153888.793	145732.628	139866.651	134977.326	130720	101852.501	143396.176	128514.499	109035.58

Flujo Efectivo	
Ingresos (+)	
Ingresos Netos presente	2164102.764
Egresos (-)	
Capital de inversión	-450000
VALOR PRESENTE NETO	1714102.764
TIR	35%
VPN	\$ 1,714,103



ANÁLISIS ECONOMICO PARA FRACTURAMIENTO ENERGIZADO (TISQUIRAMA 16)

MES	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
INGRESOS											
Producción para Alternativa bb/D		5640	5040	4962	4758	4707	4413	4920	4440	4860	4260
Precios crudo \$/bbl		43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Ingresos crudo\$USDM		242520	216720	213366	204594	202401	189759	211560	190920	208980	183180
Regalías 20%		48504	43344	42673.2	40918.8	40480.2	37951.8	42312	38184	41796	36636
Ingreso bruto totales USD		-600000	194016	173376	170692.8	163675.2	161920.8	151807.2	169248	152736	167184
Tasa de Oportunidad 12.2%	0.122										
EGRESOS											
Capital de la Inversión \$USDM		600000									
Tasa de declinación bimensual	0.019370692										
Valor presente de ingresos		190329.192	166849.417	161145.72	151584.33	147109.909	135300.535	147978.474	131003.914	140671.276	120961.347

Flujo Efectivo	
Ingresos (+)	
Ingresos Netos presente	2353912.344
Egresos (-)	
Capital de inversión	-600000
VALOR PRESENTE NETO	1753912.344
TIR	28%
VPN	\$ 1,753,912



TISQUIRAMA 10

ANÁLISIS ECONOMICO PARA FRACTURAMIENTO CONVENCIONAL (TISQUIRAMA 10)												
MES		0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
INGRESOS												
Producción para Alternativa bbl/D			17868	16231.2	15490.8	14826	14139	13493.4	12951.6	12600	11460	11340
Precios crudo \$/bbl			43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Ingresos crudo\$USDM			768324	697941.6	666104.4	637518	607977	580216.2	556918.8	541800	492780	487620
Regalías 20%			153664.8	139588.32	133220.88	127503.6	121595.4	116043.24	111383.76	108360	98556	97524
Ingreso bruto totales USD		-450000	614659.2	558353.28	532883.52	510014.4	486381.6	464172.96	445535.04	433440	394224	390096
Tasa de Oportunidad 12.2%	0.122											
EGRESOS												
Capital de la Inversión \$USDM		450000										
Tasa de declinación bimensual	0.019370692											
Valor presente de ingresos			602979.078	537334.575	503078.62	472339.067	441892.289	413701.39	389544.311	371767.863	331706.342	321995.698

Flujo Efectivo	
Ingresos (+)	
Ingresos Netos presente	6363413.356
Egresos (-)	
Capital de inversión	-450000
VALOR PRESENTE NETO	5913413.356
TIR	129%
VPN	\$ 5,913,413



ANÁLISIS ECONOMICO PARA FRACTURAMIENTO ENERGIZADO (TISQUIRAMA 10)

MES	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
INGRESOS											
Producción para Alternativa bbl/D		19500	17460	16806	15930	15135	14385	13764	12780	10860	13380
Precios crudo \$/bbl		43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Ingresos crudo \$USDM		838500	750780	722658	684990	650805	618555	591852	549540	466980	575340
Regalías 20%		167700	150156	144531.6	136998	130161	123711	118370.4	109908	93396	115068
Ingreso bruto totales USD		-600000	670800	600624	578126.4	547992	520644	494844	473481.6	439632	373584
Tasa de Oportunidad 12.2%	0.122										
EGRESOS											
Capital de la Inversión \$USDM		600000									
Tasa de depreciación bimensual	0.019370692										
Valor presente de ingresos		658053.057	578014.052	545791.004	507511.219	473020.708	441037.433	413978.805	377078.833	314339.518	379920.85

Flujo Efectivo	
Ingresos (+)	
Ingresos Netos presente	6867982.318
Egresos (-)	
Capital de inversión	-600000
VALOR PRESENTE NETO	6267982.318
TIR	104%
VPN	\$ 6,267,982



TISQUIRAMA 12

ANÁLISIS ECONOMICO PARA FRACTURAMIENTO CONVENCIONAL (Tenay)												
MES	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	
INGRESOS												
Producción para Alternativa bbl/D		16980	15420	14580	13740	13020	12300	11400	11520	10380	9660	
Precios crudo \$/bbl		43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	
Ingresos crudo\$USDM		730140	663060	626940	590820	559860	528900	490200	495360	446340	415380	
Regalías 20%		146028	132612	125388	118164	111972	105780	98040	99072	89268	83076	
Ingreso bruto totales USD	-450000	584112	530448	501552	472656	447888	423120	392160	396288	357072	332304	
Tasa de Oportunidad 12.2%	0.122											
EGRESOS												
Capital de la Inversión \$USDM	450000											
Tasa de declinación bimensual	0.019370692											
Valor presente de ingresos		573012.354	510479.764	473499.515	437740.373	406919.697	377112.299	342876.953	339902.046	300446.058	274292.631	

Flujo Efectivo	
Ingresos (+)	
Ingresos Netos presente	5723002.56
Egresos (-)	
Capital de inversión	-450000
VALOR PRESENTE NETO	5273002.56
TIR	122%
VPN	\$ 5,273,003



ANÁLISIS ECONOMICO PARA FRACTURAMIENTO ENERGIZADO (TISQUIRAMA 12)

MES	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
INGRESOS											
Producción para Alternativa bbl/D		18480	16680	15600	14760	13680	13320	12480	11640	12420	11940
Precios crudo \$/bbl		43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Ingresos crudo\$USDM		794640	717240	670800	634680	588240	572760	536640	500520	534060	513420
Regalías 20%		158928	143448	134160	126936	117648	114552	107328	100104	106812	102684
Ingreso bruto totales USD		-600000	635712	573792	536640	507744	470592	458208	429312	400416	427248
Tasa de Oportunidad 12.2%	0.122										
EGRESOS											
Capital de la Inversión \$USDM		600000									
Tasa de declinación bimensual	0.019370692										
Valor presente de ingresos		623631.82	552192.118	506624.995	470236.384	427546.963	408385.027	375360.033	343442.693	359493.261	339032.507

Flujo Efectivo	
Ingresos (+)	
Ingresos Netos presente	6067707.013
Egresos (-)	
Capital de inversión	-600000
VALOR PRESENTE NETO	5467707.013
TIR	98%
VPN	\$ 5,467,707



TENAY A

ANÁLISIS ECONOMICO PARA FRACTURAMIENTO CONVENCIONAL (TenayA)												
MES		0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
INGRESOS												
Producción para Alternativa bbl/D			12000	9600	8640	7920	7440	8040	6000	5640	4920	4800
Precios crudo \$/bbl			43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Ingresos crudo \$USDM			516000	412800	371520	340560	319920	345720	258000	242520	211560	206400
Regalías 20%			103200	82560	74304	68112	63984	69144	51600	48504	42312	41280
Ingreso bruto totales USD		-700000	412800	330240	297216	272448	255936	276576	206400	194016	169248	165120
Tasa de Oportunidad 12.2%	0.122											
EGRESOS												
Capital de la Inversión \$USDM		700000										
Tasa de declinación bimensual	0.019370692											
Valor presente de ingresos			404955.728	317808.413	280592.305	252321.962	232525.541	246502.674	180461.554	166410.377	142407.958	136294.475

Flujo Efectivo	
Ingresos (+)	
Ingresos Netos presente	2575645.292
Egresos (-)	
Capital de inversión	-700000
VALOR PRESENTE NETO	1875645.292
TIR	46%
VPN	\$ 1,875,645



ANÁLISIS ECONOMICO PARA FRACTURAMIENTO ENERGIZADO (Tenay A)												
MES		0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
INGRESOS												
Producción para Alternativa bbl/D			19500	14100	12300	11220	7980	10140	6660	4500	5400	3600
Precios crudo \$/bbl			43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Ingresos crudo\$USDM			838500	606300	528900	482460	343140	436020	286380	193500	232200	154800
Regalías 20%			167700	121260	105780	96492	68628	87204	57276	38700	46440	30960
Ingreso bruto totales USD		-900000	670800	485040	423120	385968	274512	348816	229104	154800	185760	123840
Tasa de Oportunidad 12.2%	0.122											
EGRESOS												
Capital de la Inversión \$USDM		900000										
Tasa de declinación bimensual	0.019370692											
Valor presente de ingresos			658053.057	466781.107	399454.323	357456.113	249402.395	310887.701	200312.325	132774.237	156301.418	102220.856

Flujo Efectivo	
Ingresos (+)	
Ingresos Netos presente	3143409.86
Egresos (-)	
Capital de inversión	-900000
VALOR PRESENTE NETO	2243409.86
TIR	54%
VPN	\$ 2,243,410



TENAY B

ANÁLISIS ECONOMICO PARA FRACTURAMIENTO CONVENCIONAL (Tenay)												
MES		0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
INGRESOS												
Producción para Alternativa bbl/D			22800	20280	18120	15600	14700	12900	11520	11280	7800	9000
Precios crudo \$/bbl			43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Ingresos crudo \$USDM			980400	872040	779160	670800	632100	554700	495360	485040	335400	387000
Regalías 20%			196080	174408	155832	134160	126420	110940	99072	97008	67080	77400
Ingreso bruto totales USD		-700000	784320	697632	623328	536640	505680	443760	396288	388032	268320	309600
Tasa de Oportunidad 12.2%	0.122											
EGRESOS												
Capital de la Inversión \$USDM		700000										
Tasa de declinación bimensual	0.019370692											
Valor presente de ingresos			769415.882	671370.273	588464.417	496997.804	459425.465	395508.021	346486.184	332820.754	225768.714	255552.141

Flujo Efectivo	
Ingresos (+)	
Ingresos Netos presente	4841056.881
Egresos (-)	
Capital de inversión	-700000
VALOR PRESENTE NETO	4141056.881
TIR	101%
VPN	\$ 4,141,057



ANÁLISIS ECONOMICO PARA FRACTURAMIENTO ENERGIZADO (Tena B)												
MES		0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
INGRESOS												
Producción para Alternativa bbl/D			38400	27600	25800	18600	18600	15000	11400	7800	9600	4200
Precios crudo \$/bbl			43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Ingresos crudo\$USDM			1651200	1186800	1109400	799800	799800	645000	490200	335400	412800	180600
Regalías 20%			330240	237360	221880	159960	159960	129000	98040	67080	82560	36120
Ingreso bruto totales USD		-900000	1320960	949440	887520	639840	639840	516000	392160	268320	330240	144480
Tasa de Oportunidad 12.2%	0.122											
EGRESOS												
Capital de la Inversión \$USDM		900000										
Tasa de declinación bimensual	0.019370692											
Valor presente de ingresos			1295858.33	913699.188	837879.799	592574.305	581313.853	459893.048	342876.953	230142.01	277869.187	119257.666

Flujo Efectivo	
Ingresos (+)	
Ingresos Netos presente	5834096.49
Egresos (-)	
Capital de inversión	-900000
VALOR PRESENTE NETO	4934096.49
TIR	124%
VPN	\$ 4,934,096



TENAY C

ANÁLISIS ECONOMICO PARA FRACTURAMIENTO CONVENCIONAL (Tenay C)												
MES		0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
INGRESOS												
Producción para Alternativa bbl/D			33000	36600	15000	18600	19800	13800	10200	11400	9000	6600
Precios crudo \$/bbl			43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Ingresos crudo\$USDM			1419000	1573800	645000	799800	851400	593400	438600	490200	387000	283800
Regalías 20%			283800	314760	129000	159960	170280	118680	87720	98040	77400	56760
Ingreso bruto totales USD		-700000	1135200	1259040	516000	639840	681120	474720	350880	392160	309600	227040
Tasa de Oportunidad 12.2%	0.122											
EGRESOS												
Capital de la Inversión \$USDM		700000										
Tasa de declinación bimensual	0.019370692											
Valor presente de ingresos			1113628.25	1211644.58	487139.418	592574.305	618817.973	423101.604	306784.642	336361.4	260502.363	187404.903

Flujo Efectivo	
Ingresos (+)	
Ingresos Netos presente	5,802,510.16
Egresos (-)	
Capital de inversión	-700000
VALOR PRESENTE NETO	5102510.161
TIR	154%
VPN	\$ 5,102,510



ANÁLISIS ECONOMICO PARA FRACTURAMIENTO ENERGIZADO (Tenay C)

MES	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
INGRESOS											
Producción para Alternativa bbl/D		53400	36600	30600	25800	12600	10200	11400	1800	1200	2400
Precios crudo \$/bbl		43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Ingresos crudo \$USDM		2296200	1573800	1315800	1109400	541800	438600	490200	77400	51600	103200
Regalías 20%		459240	314760	263160	221880	108360	87720	98040	15480	10320	20640
Ingreso bruto totales USD		-900000	1836960	1259040	1052640	887520	433440	350880	392160	61920	41280
Tasa de Oportunidad 12.2%	0.122										
EGRESOS											
Capital de la Inversión \$USDM		900000									
Tasa de declinación bimensual	0.019370692										
Valor presente de ingresos \$USD		1802052.99	1211644.58	993764.413	821957.906	393793.255	312727.273	342876.953	53109.6947	34733.6484	68147.2376

Flujo Efectivo	
Ingresos (+)	
Ingresos Netos presente	5,866,724.51
Egresos (-)	
Capital de inversión	-900000
VALOR PRESENTE NETO	4966724.512
TIR	176%
VPN	\$ 4,966,725

