

**EVALUACIÓN DE LA INFLUENCIA DE LA PRESIÓN NETA SOBRE EL
INCREMENTO DE PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS FRACTURADOS EN EL
HORIZONTE K1 INFERIOR DE LOS CAMPOS APIAY Y SURIA.**

VANESSA CAROLINA THOMAS BAYONA

JORGE ANDRES OSUNA FAJARDO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**EVALUACIÓN DE LA INFLUENCIA DE LA PRESIÓN NETA SOBRE EL
INCREMENTO DE PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS FRACTURADOS EN EL
HORIZONTE K1 INFERIOR DE LOS CAMPOS APIAY Y SURIA.**

VANESSA CAROLINA THOMAS BAYONA

JORGE ANDRES OSUNA FAJARDO

Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos

Director

M. Sc. FERNANDO CALVETE GONZALEZ

Docente UIS

Co-Directores

Ing. RUBEN DARIO CASTILLO NUÑEZ

M. Sc. REINEL CORZO RUEDA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2013

Dedicatoria

A Dios, que me da la oportunidad de disfrutar día a día de su paz, amor y estabilidad, quien es mi guía, motor y fortaleza. Gracias porque de tu mano me permites culminar satisfactoriamente esta etapa de mi vida.

A ese ser incondicional que me dio la vida, mi amiga, confidente, sencillamente mi felicidad, de quien aprendí que no existe obstáculo para lograr lo que quieres si lo haces con pasión. Mami, gracias por tus sabias palabras, por enseñarme a sonreír y a verle siempre la cara alegre a la vida. Lo logramos Má!

A mi papito por ser mi bastón, mi ingeniero a seguir, un motivo más para ser una mejor persona y profesional, gracias por tu seguimiento constante, por enseñarme a dar pasos firmes y agigantados ofreciendo siempre lo mejor de mí.

A mis hermanitos Andrés y Nani, con quienes saboreé las mieles de la niñez y he vivido los mejores momentos de mi juventud. Gracias por su amor y apoyo incondicional a pesar de la distancia. Con seguridad seremos grandes ingenieros!

A Jinni, por ser parte fundamental en el desarrollo de este proyecto, mil gracias por tu paciencia y ayuda constante, por ser mi amiga y hermana mayor.

A Zorita y Karen, mis otras hermanas, gracias por sus consejos y palabras, créanme que soy realmente feliz.

A mis tías Carmenza y Luz Marina, mi abuelo y demás familiares, quienes estuvieron, están y estarán siempre presentes en cada momento de mi vida.

A todas aquellas personas quienes desinteresadamente y de corazón me ofrecieron una linda amistad, me llevo los mejores recuerdos! Estoy segura que grandes cosas nos esperan y las mejores oportunidades llegarán a nuestras vidas.

Y a ti...por dejarme una gran enseñanza.

VANE.

Dedicatoria

Este logro se lo quiero dedicar primero que todo a Dios que siempre me ha dado la fuerza y sabiduría para superar los obstáculos que se me presentan y me ha ayudado a mirar hacia adelante siempre con fe y esperanza.

A quienes les debo lo que soy, mi Papá Jorge Hernando Osuna Nuñez, por sus consejos, porque en él siempre encuentro el apoyo, las palabras más inteligentes y sabias para sobrellevar las situaciones que se me presentan. Mi mamá María Luisa Fajardo Molano quien es mi motor, mi apoyo y mi mayor motivación, por ser lo más grande que tengo en mi vida y porque siempre tiene las mejores palabras para subir mi ánimo y para ayudarme a continuar. Mi hermana Marcela Osuna (Garzaaaaa) por Samu y por Fredy, porque siempre ha estado a mi lado, apoyándome, soportándome, dándome sus mejores consejos, porque he encontrado y siempre encontrare en ella la motivación para hacer las cosas de la mejor manera y crecer como persona. A ellos por ser lo más importante en mi vida y por siempre darme el apoyo, la alegría y el amor más puro y sincero.

A mi Madre y mi mamá Lilia, porque aun estando lejos, siempre están en mi mente y sé que siempre me han acompañado con sus oraciones y con su buena energía.

A mis compañeros Vanessa, Iván y Harley, con quienes compartí cada materia y mi vida universitaria y de los que siempre obtuve apoyo cuando lo necesité.

A mis más grandes y leales amigos y hermanos Justy Jahim, Fabio Bernal, Andrés Saltarín y Brian Gil, con quienes he vivido, compartido y disfrutado la mejor parte de este camino, de quienes sé que siempre tendré la confianza y el apoyo necesario, a quienes considero parte esencial en mi crecimiento personal y profesional y espero conservar siempre.

A mis demás amigos imposible no nombrar carlinhos, hoover, lau, meli, oe, victor, chíchi, sebas, con quienes compartí y disfrute momentos muy agradables, de quienes aprendí muchas cosas a lo largo de este camino.

A todos ellos y en general a todas las personas que han formado parte de mi vida y han aportado su granito de arena para en este momento poder decir que he cumplido con un objetivo muy importante, el primero de muchos por cumplir...

Muchas gracias

Jorge Andrés Osuna Fajardo.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar sus más sinceros agradecimientos a:

Ingeniero Reinel Corzo, quien además de ser un excelente codirector fue nuestro amigo, gracias por sus palabras, orientación y apoyo en el desarrollo de este proyecto.

Ingeniero Rubén Castillo, le agradecemos por compartir su conocimiento con nosotros y ayudarnos en la solución de problemas durante la realización del proyecto.

Ingeniero Eusebio Rodriguez, por su paciencia y suministro de información necesaria.

Ingeniero Iván Osma, por su ayuda incondicional con el manejo del Software OFM.

Ingeniero Fernando Calvete, por su apoyo y recomendaciones para el desarrollo de este proyecto.

Universidad Industrial de Santander, por habernos formado con la mejor calidad permitiéndonos ser de los profesionales mejor calificados a nivel nacional.

Escuela de Ingeniería de Petróleos, porque en sus aulas adquirimos fuertes bases teóricas que se reflejarán en nuestro desempeño profesional.

A nuestros amigos, quienes fueron nuestra familia, apoyo y compañía incondicional durante estos cinco años.

May, Jime, Iván, Harley, JuanDi, Oscar, Vicky, María V, Adri T, David, Diegol, JhonBa, Diegui, Jhonkiss, Piwi, Cami, Chris P, Chris R, Fabio, Salta, Juss y Brian.
Gracias totales!

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	21
1. ASPECTOS GENERALES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	24
1.1. HIDRÁULICA DE LA OPERACIÓN	27
1.1.1 Presión de tratamiento en superficie (STP).....	27
1.1.2 Bottom hole treatment pressure, BHTP.....	28
1.1.3 Fricción por perforados.	28
1.1.4 Tortuosidad.	29
1.2. ASPECTOS GEOMECÁNICOS CONSIDERADOS EN LA OPERACIÓN. 31	
1.2.1. Presión de poro.....	31
1.2.2. Gradiente de fractura.	32
1.2.3. Relación de poisson.....	32
1.2.4. Módulo de Young.	33
1.2.5. Presión de cierre.....	35
1.2.6.1. Esfuerzos principales.....	35
1.2.6.2. Esfuerzos efectivos.....	38
1.2.6.3. Importancia de los esfuerzos.....	39
1.3. PRESIÓN NETA.....	40
1.3.1. Altas presiones netas.....	49
1.4. PRODUCTIVIDAD DE POZOS FRACTURADOS.	59
1.4.1. Índice de productividad.	60
1.4.2. Parámetros incluidos.....	62

1.4.3.	Variables que afectan la productividad post-fractura.....	64
2.	CAMPOS APIAY Y SURIA.....	65
2.1.	ANTECEDENTES HISTÓRICOS.	65
2.2.	LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.....	66
2.2.1.	Campos Área Apiay-Ariari.....	66
2.2.2.	Localización geológica de la cuenca.....	67
2.2.3.	Estratigrafía.....	67
2.2.4.	Unidad operacional K1 (Formación Chipaque)	70
2.2.5.	Campo Apiay.....	71
2.2.6.	Campo Suria.	72
2.3.	COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS HIDRÁULICAMENTE FRACTURADOS EN LOS CAMPOS APIAY Y SURIA.	75
2.3.1.	Constante de Biot.....	82
3.	CÁLCULO DEL INCREMENTO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS FRACTURADOS Y VERIFICACIÓN DE UNA POSIBLE RELACIÓN CON LA PRESIÓN NETA.....	86
3.1.	INDICE DE PRODUCTIVIDAD (J).....	86
3.1.1.	CÁLCULO DEL INCREMENTO EN EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD PARA LOS POZOS FRACTURADOS EN EL HORIZONTE K1 INFERIOR DE LOS CAMPOS APIAY Y SURIA.....	90
4.	EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN ACUMULADA DE LOS POZOS FRACTURADOS EN EL HORIZONTE K1 INFERIOR DE LOS CAMPOS APIAY Y SURIA TENIENDO EN CUENTA LOS VALORES DE PRESIÓN NETA E ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.	102
4.1.	DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN.....	102
4.1.1.	Tasa de declinación nominal.....	103

4.1.2. Tasa de declinación efectiva.....	103
4.2. CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN.....	103
4.2.1. Tipos de curvas de declinación.....	105
4.2.1.1. Declinación exponencial.....	105
4.2.1.2. Declinación hiperbólica.....	106
4.2.1.3. Declinación armónica.....	107
4.3. DIAGNOSTICO PRE Y POSFRACTURA PARA LOS NUEVE POZOS FRACTURADOS.....	108
4.3.1. Factores que pueden justificar el comportamiento no esperado de producción para cada pozo fracturado en la zona de estudio.....	109
4.3.1.1. Permeabilidad de formación (K).....	109
4.3.1.2. Módulo de Young.....	110
4.3.1.3. Tortuosidad.....	110
4.3.1.4. Longitud de la fractura (X_f).....	111
4.3.1.5. Conductividad de la fractura ($K_f W$).....	112
4.3.1.6. Conductividad adimensional de fractura (C_{fD}).....	113
4.3.2. CURVAS DE DECLINACIÓN PARA LOS POZOS FRACTURADOS. 114	
4.3.2.1. Apiay 29.....	115
4.3.2.2. Apiay 14.....	119
4.3.2.3. Apiay 22.....	123
4.3.2.4. Suria Sur 22.....	127
4.3.2.5. Suria 3.....	130
4.3.2.6. Suria Sur 5.....	134
4.3.2.7. Ocoa 1.....	137

4.3.2.8.	Austral 1R.....	141
4.3.2.9.	Tanane 1.....	144
4.3.3.	Correlación de la influencia de la conductividad efectiva de fractura y longitud efectiva de fractura en el índice de productividad incremental de los pozos fracturados.	147
5.	CONCLUSIONES.....	154
	RECOMENDACIONES.....	156
	BIBLIOGRAFIA.....	157

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. Formación fracturada hidráulicamente.	26
FIGURA 2. Ilustración Relación de Poisson.	32
FIGURA 3. Comportamiento de la fractura (relación módulo de Young-esfuerzo-deformación)	34
FIGURA 4. Estado de los esfuerzos locales a profundidad.	36
FIGURA 5. Esfuerzos efectivos.	38
FIGURA 6. Dirección de fractura.	39
FIGURA 7. Contraste de esfuerzos in-situ afectan la geometría de fractura.	40
FIGURA 8. Presiones presentes en la determinación de la presión neta.	42
FIGURA 9. Interpretación de presiones de fracturamiento.	45
FIGURA 10. Modo 1.	47
FIGURA 11. Modo 2.	47
FIGURA 12. Modo 3.	48
FIGURA 13. Modo 4.	48
FIGURA 14. Localización geográfica de los campos Apiay y Suria	66
FIGURA 15. Localización geográfica Apiay Suria-departamento del meta.	73
FIGURA 16. Unidades del horizonte productor K1 Inferior: 4 Zonas de arenas arcillosas y shales cuyo espesor varía entre 6 y 50 ft.	75
FIGURA 17. Mapa de superficie en función de presiones netas de pozos fracturados de los campos Apiay y Suria.	78
FIGURA 18. Mapa de superficie en función de presiones netas de pozos fracturados de los campos Apiay y Suria de los 9 pozos que no responden correctamente en producción a los pronósticos realizados.	80
FIGURA 19. Gráfica de la tasa de producción contra el drawdown: índice de productividad constante.	88
FIGURA 20. Representación gráfica del J.	89
FIGURA 21. P _{neto} vs Índice de productividad incremental para “q” total (aceite, agua).....	93

FIGURA 22. Pnet. vs J Incremental para qo, Suria.....	95
FIGURA 23. Pneta vs IP Incremental para qo, Apiay	97
FIGURA 24. Mapa de burbuja en función del incremento del índice de productividad para pozos fracturados en el campo Apiay y Suria.....	99
FIGURA 25. Mapa de burbuja en función del incremento del índice de productividad para pozos fracturados en el campo Apiay.....	100
FIGURA 26. Guía en función del índice de productividad (J) incremental para Qo.	101
FIGURA 27. Longitudes de fractura.....	111
FIGURA 28. Conductividad de fractura.....	112
FIGURA 29. Curva de declinación de producción del pozo fracturado Apiay 29.	115
FIGURA 30. Curva de declinación de producción del pozo fracturado Apiay 14.	120
FIGURA 31. Curva de declinación de producción del pozo fracturado Apiay 22.	124
FIGURA 32. Curva de declinación de producción el pozo fracturado Suria sur 22.	128
FIGURA 33. Curva de declinación de producción del pozo fracturado Suria 3....	132
FIGURA 34. Curva de declinación de producción del pozo fracturado Suria Sur 5.	135
FIGURA 35. Curva de declinación de producción del pozo fracturado Ocoa 1. ...	139
FIGURA 36. Curva de declinación de producción del pozo fracturado Austral 1R.	142
FIGURA 37. Curva de declinación de producción del pozo fracturado Tanane 1.	144
FIGURA 38. Índice de productividad incremental total vs conductividad efectiva de fractura. Apiay.....	148
FIGURA 39. Índice de productividad incremental total vs longitud propantada de fractura. Apiay.....	149
FIGURA 40. Índice de productividad incremental total vs conductividad efectiva de fractura. Suria.	151

FIGURA 41. Índice de productividad incremental totalvs longitud propantada de
fractura. Suria.152

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. Cambio en la geometría de fractura con respecto a la tendencia de la presión neta	44
TABLA 2. Resumen de resultados, ejemplo alta presión neta.	53
TABLA 3. Producción pozo B. Shale Mancos.	57
TABLA 4. Columna estratigráfica de la cuenca de los llanos orientales.	69
TABLA 5. Unidades K1 inferior	71
TABLA 6. Características del yacimiento K1 inferior campo Apiay, Suria.....	74
TABLA 7. Producción post-fractura Pozos Apiay-Suria.	76
TABLA 8. Producción post-fractura pozos estudio.....	79
TABLA 9. Cálculo de J incremental.	91
TABLA 10. Presión neta e incremento de productividad.....	92
TABLA 11. Producción de aceite y agua pre y pos fractura de los pozos estudio.	94
TABLA 12. Presión neta y J incremental con Q_0	94
TABLA 13. Parámetros necesarios. Campo Suria.	96
TABLA 14. Parámetros necesarios. Campo Apiay.	98
TABLA 15. Datos de producción Apiay 29.	116
TABLA 16. Características Apiay 29.	117
TABLA 17. Datos de producción del pozo Apiay 14.	119
TABLA 18. Características Apiay 14.	121
TABLA 19. Datos de producción del pozo Apiay 22.	123
TABLA 20. Características Apiay 22.	125
TABLA 21. Datos de producción del pozo Suria Sur 22.	127
TABLA 22. Características Suria Sur 22.	129
TABLA 23. Datos de producción del pozo Suria 3.	131
TABLA 24. Características Suria 3.	133
TABLA 25. Datos de producción del pozo Suria Sur 5.	134
TABLA 26. Características Suria sur 5.	136

TABLA 27. Datos de producción del pozo Ocoa 1.....	138
TABLA 28. Características Ocoa 1.	140
TABLA 29. Datos de producción del pozo Austral 1R.....	141
TABLA 30. Características Austral 1R.	143
TABLA 31. Datos de producción del pozo Tanane 1.	145
TABLA 32. Características Tanane 1.....	145
TABLA 33. Datos de pozos fracturados. Apiay	147
TABLA 34. Datos de pozos fracturados. Suria.....	150

RESUMEN

TITULO: EVALUACION DE LA INFLUENCIA DE LA PRESION NETA SOBRE EL INCREMENTO DE PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS FRACTURADOS EN EL HORIZONTE K1 INFERIOR DE LOS CAMPOS APIAY Y SURIA*

AUTORES: Thomas Bayona, Vanessa Carolina

Osuna Fajardo, Jorge Andrés**

PALABRAS CLAVES: Fracturamiento hidráulico, Presión neta, Producción, Índice de productividad, Campo Apiay, Campo Suria

DESCRIPCION

El fracturamiento hidráulico es una de las técnicas más estudiadas y por lo tanto aplicadas en la industria a nivel mundial con el fin de obtener una mayor producción de hidrocarburos, teniendo el máximo rendimiento de los yacimientos existentes y permitiendo el buen aprovechamiento de los recursos.

En las zonas de Apiay y Suria se realizaron trabajos de fracturamiento en algunos pozos que disminuyeron su producción con el paso del tiempo y que mostraban potencial pero de los cuales, algunos no arrojaron los resultados esperados, esto lleva a la búsqueda e identificación de los posibles factores que puedan estar ocasionando dicho déficit en producción.

Con este proyecto se busca determinar las posibles causas por las cuales no se dieron o se obtuvieron los resultados esperados. Teniendo claro los conceptos básicos que involucra un trabajo de fracturamiento hidráulico, generando tablas de análisis de datos para los pozos con deltas de presión neta mayor a 1000psi, analizando su comportamiento mediante el uso de mapas de burbuja y curvas de declinación usando herramientas informáticas como OFM (OilField Manager) para determinar los posibles escenarios óptimos para realizar tratamientos de fracturamiento hidráulico en estas zonas. Además de considerar parámetros que influyen en el descenso de la capacidad de producción de un pozo como disminución de los niveles energéticos, factores mecánicos, o características propias de la formación y/o la fractura creada para permitir el entendimiento del comportamiento de producción mostrado por los diferentes pozos en esta zona de Apiay y Suria.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físico- Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc. Fernando Calvete González. Co-director: Reinel Corzo Rueda, Rubén Castillo.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF THE NET PRESSURE INFLUENCE ON PRODUCTIVITY INCREASE OF FRACTURED WELLS IN LOWER K1 HORIZON FROM THE APIAY AND SURIA FIELDS*

**AUTHORS: THOMAS BAYONA, VANESSA CAROLINA
OSUNA FAJARDO, JORGE ANDRÉS****

KEYWORDS: Hydraulic fracturing, Net pressure, production, productivity index, Apiay Field. Suria Field.

DESCRIPTION

Hydraulic fracturing is one of the most studied and applied techniques around the world in order to obtain greater hydrocarbon production from the existing fields allowing a better use of the resources.

In the Apiay and Suria zones fracturing jobs were made on some wells that showed their potential and were decreasing in production over time. In some of those wells the results were different than expected, which bring us to the research and detection of those factors that could possibly cause this lack of production.

This project looks to determine those possible causes that prevent the expected results in terms of production. Taking into account some basic concepts that a hydraulic fracturing job involves, generating analysis data tables for those wells where the delta net pressure was more than 1000psi, analyzing their behavior using bubble maps and declination curves from informatics tools like OFM (OilField Manager) in order to determine those possible optimal sceneries to execute hydraulic fracturing jobs in these zones. Furthermore, some parameters that have a big influence on the declination in well production capacity are considered: reduction in energy levels, mechanical factors, or the intrinsic characteristics from formation and/or created fracture, to allow a better understanding of the production behavior exhibited by different wells in the Apiay and Suria zones.

* Thesis.

** Faculty of Physical-Chemical engineering. Petroleum Engineering School. Director: M.Sc. Fernando E. Calvete, Co-director: Reinel Corzo, Rubén Castillo Nuñez

INTRODUCCIÓN

Con el crecimiento e industrialización de la humanidad, los hidrocarburos han ido tomando cada vez más fuerza siendo en este momento la principal fuente de energía del mundo. No obstante hay que tener en cuenta que la mayoría de los yacimientos conocidos son campos maduros y tienen la tendencia a ir disminuyendo constantemente la cantidad de hidrocarburos que se producen, situación que requiere de especial atención y de la implementación de técnicas que constituyan una solución efectiva y permitan optimizar la producción obteniendo el máximo rendimiento de cada uno de los yacimientos existentes, permitiendo una mayor producción y aprovechamiento de los recursos con los que contamos en el mundo.

En Colombia, como en todo el mundo el panorama es de características similares. Sin duda alguna las principales metas de las compañías de la industria petrolera están enfocadas en optimizar costos y en obtener la mayor ganancia posible en cada proyecto llevado a cabo. A medida que se avanza en tecnología y con el pasar de los años se han investigado y desarrollado diferentes técnicas que han demostrado su efectividad con el fin de cumplir el objetivo final de aumentar la producción de un yacimiento.

Una de las técnicas más utilizadas, estudiadas y mejor aplicadas en la industria en los últimos años es el fracturamiento hidráulico, siendo muy importante dentro de éste el estudio de cada uno de los parámetros que puedan presentar algún efecto durante su ejecución, como por ejemplo la geometría de fractura, la capacidad del yacimiento y otras variables que pueden causar un impacto en la productividad de un pozo como las altas presiones netas.

Es de especial interés por parte de las empresas de la industria petrolera determinar la influencia que puedan tener dichos parámetros con el fin de incrementar el porcentaje de éxito en las operaciones de fracturamiento hidráulico

realizadas tanto en el país como en el mundo entero, disminuyendo así el factor de riesgo asociado a dichas operaciones y por lo tanto asegurando la buena utilización de los recursos de una empresa.

Este proyecto surge de la problemática presentada en algunas zonas de los campos Apiay y Suria en las cuales se obtiene una menor producción a la esperada después de la implementación de un tratamiento de fracturamiento hidráulico, lo cual crea la necesidad de investigar sobre cuáles podrían ser los posibles factores que estarían ocasionando dicho problema, haciendo énfasis en las altas presiones netas que se presentan en dichas zonas y su efecto con el fin de resolver problemas relacionados con el desarrollo exitoso de un pozo y conseguir aumentar la producción de un yacimiento.

El presente trabajo está dividido en 4 capítulos cada uno de especial importancia y atención. En el capítulo 1 se abordan los aspectos generales del tratamiento de fracturamiento hidráulico, productividad de pozos fracturados, se involucra el entendimiento teórico de conceptos como presiones netas, y se crean las bases sólidas para el posterior desarrollo del mismo. En el capítulo 2 se generan las diferentes tablas mostrando el análisis de los datos que se tienen de presiones netas seleccionando aquellos pozos en estudio con un delta de presión neta mayor a 1000psi en los campos de Apiay y Suria y se analiza su comportamiento elaborando mapas de burbuja utilizando herramientas informáticas. En el capítulo 3 a partir del análisis del comportamiento de producción de los pozos se presenta la comparación de los resultados determinando el incremento del índice de productividad, generando mapas de burbuja mediante la herramienta software OilField Manager (OFM) de la empresa Slumberger con el fin de determinar, seleccionar y crear una guía sobre los posibles escenarios óptimos para realizar operaciones de fracturamiento en estas zonas y finalmente en el capítulo 4 se analiza el comportamiento pre y post-fractura evaluando la producción acumulada

de los pozos estudio y se generan curvas de declinación con la ayuda de la herramienta informática OFM. Se consideran causas que influyen en el descenso de la capacidad de producción como la disminución de los niveles energéticos del yacimiento y la caída de producción debido a los factores mecánicos, se analizan las características propias de la formación y la fractura como permeabilidad, conductividad de fractura, longitud de fractura, módulo de Young, entre otros que permitan el entendimiento del porque el comportamiento de producción post-fractura no fue el esperado mostrando de forma clara las conclusiones de este trabajo de investigación.

1. ASPECTOS GENERALES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico es una de las técnicas de estimulación de pozos, que se enfoca en resolver problemas relacionados con la baja productividad, que generalmente se atribuye a daño inducido en la perforación y/o permeabilidad baja del yacimiento (1mD).

Una operación de fracturamiento hidráulico pretende crear fracturas artificiales en un yacimiento, utilizando presiones hidráulicas. El propósito de estas fracturas o canales, es mejorar la comunicación entre el yacimiento y el pozo, permitir el flujo de aceite y gas natural a través de los perforados y reducir el efecto de daño en los pozos. Con esta técnica se pueden contactar yacimientos que, debido a sus propiedades petrofísicas, no han producido de manera efectiva, incrementando la producción acumulada y, en consecuencia, el factor de recobro¹.

Antes de ejecutar un fracturamiento hidráulico, la primera labor es la selección de pozos candidatos. El éxito del tratamiento de estimulación depende directamente de la calidad del pozo escogido, cuando varios pozos han sido identificados, es difícil seleccionar el mejor candidato para realizar la estimulación, por tanto, deben evaluarse parámetros como; profundidad de formación, permeabilidad del yacimiento, presión de yacimiento, factor de daño, porosidad, viscosidad del fluido de formación, espesor neto y saturación de agua². En esta instancia, se escogen los parámetros óptimos de fractura (longitud, ancho, conductividad, alto de fractura, plan de bombeo, concentración de propante), y se predice la

¹ Carta Petrolera, edición 119, Agosto-Septiembre 2008.

² Hongjie Xiong, Stephen A. Holditch, and Zillur Rahim, Using a Fuzzy System to Choose Target Wells and Target Formations for Stimulation.

productividad de los pozos pos fracturados³. Una vez un pozo candidato ha sido seleccionado, y el tipo de tratamiento óptimo escogido, debe entonces diseñarse el tratamiento óptimo, el cual debe maximizar alguno de los siguientes parámetros económicos: valor presente neto, tasa interna de retorno, ganancias y tiempo en el cual el proyecto es pagado.

El procedimiento básico de fracturamiento hidráulico consiste en la inyección de un fluido denominado fluido de fractura a alta presión y altas tasas, hasta la profundidad donde se encuentra la roca que se quiere fracturar, este fluido gelatinoso actúa como colchón o “pad” y es el encargado de transmitir presión hidráulica al yacimiento.

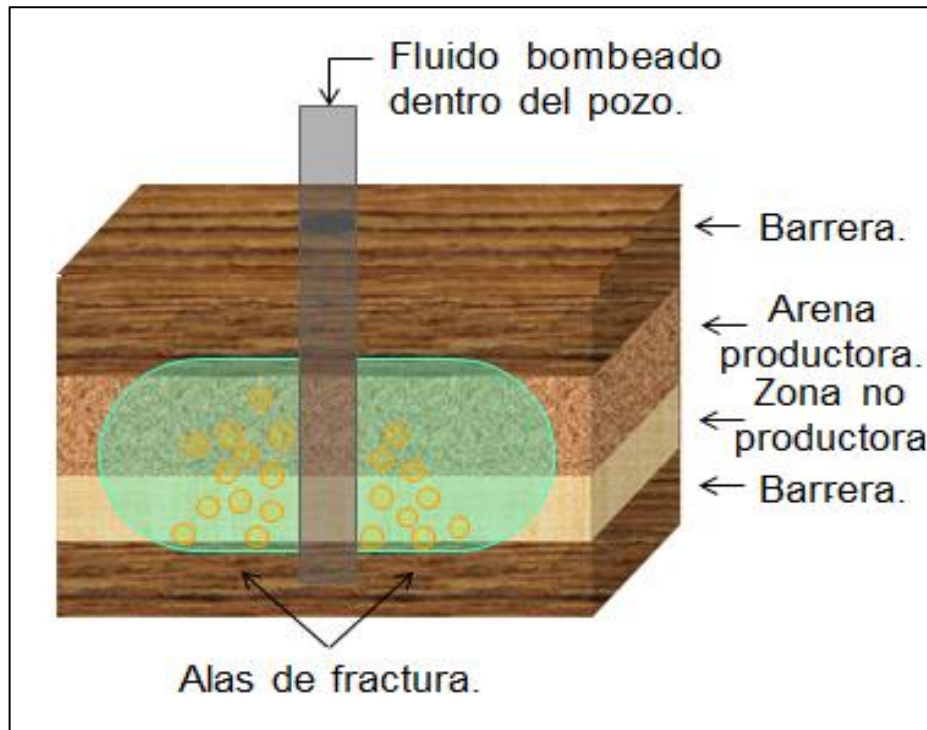
Una fractura es generada por el mantenimiento de presión del fluido fracturante, esta fractura puede facilitar el flujo de aceite y gas desde el yacimiento hasta el pozo , así como conectar las fracturas naturales y proveer un área de drenaje adicional al yacimiento que permite mejorar la productividad del pozo fracturado.

Las fracturas se extienden o se propagan a medida que se continúa bombeando el fluido de tratamiento. Con el fin de sostener y mantener las fracturas abiertas, se bombea una mayor cantidad de fluido fracturante mezclado con agentes de sostén o propante, esta combinación toma lugar en un mezclador o blender, y pasa por bombas a alta presión, donde la mezcla adquiere la presión necesaria.

Básicamente, con la aplicación de una presión hidráulica a la formación se crea la fractura, el fluido fracturante es bombeado dentro de la fractura para mantenerla abierta y generalmente dos fracturas (alas de fractura) crecerán desde el pozo en direcciones opuestas. Ver figura 1.

³ L.F.Nikurova, V.N. Surtaev y R.R.Yamilov, Enhancing well productivity after hydraulic fracturing in the Priobskoe Oilfield, SPE 102194, 2006

FIGURA 1. Formación fracturada hidráulicamente.



FUENTE: Autores.

El fracturamiento hidráulico se utiliza también para controlar la producción de arena en formaciones poco consolidadas y para atenuar la velocidad de deposición de materiales que dañan la formación (asfáltenos, parafinas y arcillas migratorias). Con la técnica de fracturamiento hidráulico se logra el incremento de la conductividad del petróleo o gas, a través de la fractura creada, en formaciones de muy baja permeabilidad o dañadas, desde la formación al pozo⁴.

La capacidad de una formación para recibir un tratamiento se puede probar mediante la estimulación de fractura y pruebas de inyección. El diseño de estas pruebas se denomina Minifrac y a partir ellas se obtiene información importante como:

⁴ Del Castillo, Luis (2010). Mejoras en el diseño del fracturamiento hidráulico utilizando análisis de riesgo en el noroeste de Perú.

- Geometría de fractura.
- Esfuerzo de cierre.
- Presión neta.
- Presión de poro.
- Presión de extensión de fractura.
- Presencia de fracturas naturales.

1.1. HIDRÁULICA DE LA OPERACIÓN

1.1.1 Presión de tratamiento en superficie (STP).

La presión de tratamiento de superficie (STP) es igual a la presión de tratamiento de fondo de pozo (BHTP) más la presión de fricción (ΔP_{frict}) del fluido de fractura que se mueve desde superficie a través del casing, a través de las perforaciones y cualquier tortuosidad existente en la formación, menos la cabeza hidrostática (HH) de la suspensión de agua y arena⁵.

$$STP = BHTP + \Delta P_{frict} - HH$$

1.1

Donde,

STP: (Surface Treatment Pressure). Presión de tratamiento en superficie.

BHTP: (Bottom Hole Treatment Pressure). Presión de tratamiento de fondo.

ΔP_{frict} : Presión de fricción.

HH: (Hydrostatic Head). Presión hidrostática

⁵ John C. Gottschling. Marcellus Net fracturing Pressure analysis. SPE 139110, (2010).

La presión hidrostática y la presión de fricción se pueden calcular usando la concentración promedio de propano en la cara del pozo.

En esta ecuación se observa que si la presión hidrostática aumenta, la presión de superficie disminuye siempre y cuando, los incrementos de BHP y Presión de fricción se mantengan por debajo del aumento de la presión hidrostática.

1.1.2 Bottom hole treatment pressure, BHP.

La presión de tratamiento de fondo es la presión que se requiere para fracturar la roca o la presión en el fondo de pozo durante la extensión de la fractura. Una baja BHP conduce a una rápida limpieza post tratamiento. Esta presión de tratamiento de fondo puede ser calculada usando la presión de superficie, usando la presión de un indicador de memoria o mediante la correlación de Keck et al⁶.

$$BHP = Gf + Profundidad + Pneta \quad 1.2$$

1.1.3 Fricción por perforados.

Es la caída de presión que se genera debido al movimiento del fluido de fractura a través de las perforaciones. Durante un tratamiento de fractura el fluido utilizado encuentra resistencia al flujo debido a la fricción en la tubería, en los perforados y en la fractura.

Parámetros como disipación de la energía cinética, la reducción en el área de flujo, la alta velocidad, el tamaño de los perforados o las propiedades del fluido determinan la cantidad de fricción provocada

⁶ Keck, R.G., Nehmer, W.L. and Strumolo, G. S.: "A new method for predicting friction pressures and rheology of proppant-laden fracturing fluids," SPE (feb. 1992).

1.1.4 Tortuosidad.

La tortuosidad es causada por la desviación de la trayectoria de un pozo de la dirección de fractura. Los pozos que son perforados paralelos a la dirección de fractura no presentan un alto nivel de tortuosidad, aun cuando la tortuosidad sigue existiendo debido a las inconformidades que existen en el área de la cara del pozo.

Cuando se perforan pozos en otro ángulo diferente a la dirección de fractura, estos estarán sujetos a tortuosidad. No es posible que todos los pozos sean perforados de forma perpendicular al esfuerzo mínimo principal, por lo tanto es inevitable que algunos tratamientos de fractura en un pozo horizontal se presente tortuosidad, sin embargo los niveles de tortuosidad pueden ser reducidos consiguiendo una buena distribución del propano. La tortuosidad que existe en la región cercana a la cara del pozo, es el resultado del viaje de la fractura desde su punto de inicio a través de un ángulo hacia su dirección preferida.

Las causas de tortuosidad son descritas por Cleary et al y se pueden dividir en dos grupos.

- La curvatura del camino desde la cara del pozo hasta la fractura principal: Si la trayectoria del pozo no está en línea con la dirección de la fractura, la fractura inducida tiende a reorientarse y a propagarse perpendicular al esfuerzo mínimo principal.
- Múltiples fracturas compitiendo por abrirse espacio en la misma región: El efecto es que el ancho individual de fractura se reducirá de forma lineal con relación al ancho de la fractura principal. Con el fin de minimizar el número de fracturas iniciadas se usa un intervalo perforado corto, así se minimiza la longitud potencial para que la fractura cambie de dirección.

El camino tortuoso creado por un pozo vertical u horizontal causa un cambio de presión mientras se bombea, el cambio de presión debido a la tortuosidad se estima con la siguiente ecuación:

$$P_{net} = BHTP - P_{cierre} - P_{fr} \quad 1.3$$

$$P_{fr} = P_{perf} + P_{tort} \quad 1.4$$

$$P_{tort} = BHTP - P_{cierre} - P_{perf} - P_{net} \quad 1.5$$

Donde,

P_{net}: Presión neta.

BHTP: Bottom hole treatment pressure, Presión de tratamiento de fondo.

P_{cierre}: Presión de cierre.

P_{fr}: Presión por fricción.

P_{tort}: Presión por tortuosidad.

P_{perf}: Presión por perforados.

La presión de cierre (*P_{cierre}*) puede ser estimada de la caída de presión después de una prueba de inyección.

Teniendo en cuenta un punto de vista operacional, un camino tortuoso puede ocasionar un screenout prematuro y con el fin de minimizar estos screenout, las pruebas SRT (STEP RATE TEST) pueden ser usadas para identificar si se presenta tortuosidad, sin embargo, para evaluar si la formación aceptara propante, se pueden bombear hacia la formación tapones de gel con propante.

En un SRT un incremento en la presión, un cambio en el ISIP o presión instantánea de cierre después de pruebas de inyección de arena o una caída de presión de cierre mayor que la fricción por perforados esperada permiten identificar la presencia de tortuosidad.

Un SRT permite distinguir entre la fricción por perforación y la tortuosidad asumiendo que el camino tortuoso no cambia debido a la inyección.

La tortuosidad presente en la formación, varía dependiendo de la tasa de inyección, la complejidad de la fractura creada, y las propiedades mecánicas de la formación.

1.2. ASPECTOS GEOMECÁNICOS CONSIDERADOS EN LA OPERACIÓN.

1.2.1. Presión de poro.

La presión de poro se define como la presión que actúa sobre los fluidos en los espacios porosos de la roca.

Presión de poro normal: La presión normal de poro es la presión hidrostática de una columna de fluido de la formación que se extiende desde la superficie hasta la formación en el subsuelo. La magnitud de ésta presión varía según la concentración de sales disueltas en el fluido de formación, tipo de fluido, gas presente y gradiente de temperatura.

Presión anormal de poro: Es cualquier presión de formación mayor que la presión normal. Teóricamente se consideran como presiones anormales aquellas altas presiones de formación cuyos gradientes varían entre 0.465 a 1.0 psi por pie. Las causas de esta presión se atribuyen a la combinación de varios eventos geológicos, geoquímicos, geotérmicos y mecánicos.

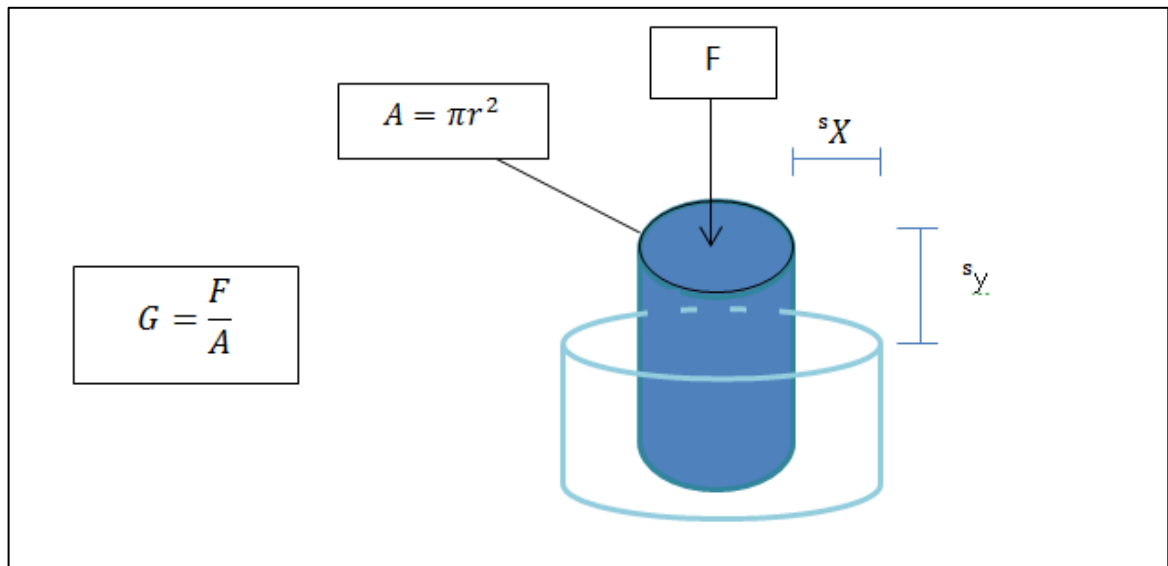
1.2.2. Gradiente de fractura.

Es el encargado de determinar la presión necesaria para fracturar la formación y crear la fractura para facilitar el flujo de fluido desde la formación hacia el pozo. Se utiliza para relacionar la presión de fractura con la profundidad de la formación y varía a medida que la presión del yacimiento cambia.

1.2.3. Relación de poisson.

La relación de poisson es una constante elástica. Es una medida de la compresibilidad de un material perpendicular al esfuerzo aplicado o la relación entre la deformación latitudinal y la deformación longitudinal es decir, permite cuantificar el grado de deformación lateral (ϵ_x) y axial o longitudinal (ϵ_y) al aplicar a un material un esfuerzo compresivo.

FIGURA 2. Ilustración Relación de Poisson.



FUENTE: Autores

Esto se relaciona de la siguiente manera:

$$V = \frac{{}^s y}{{}^s x}$$

1.6

Dónde,

V: Relación de Poisson.

${}^s x$: Deformación lateral.

${}^s y$: Deformación longitudinal.

1.2.4. Módulo de Young.

El módulo de Young es una medida de la rigidez de la roca que afecta el cálculo de ancho de fractura y puede ser determinado por registros o análisis de corazones. Al aplicar un esfuerzo sobre un material ocurre una deformación (ϵ), en forma proporcional.

El módulo de elasticidad de Young se define como el cambio en el esfuerzo sobre en el cambio en la deformación, es decir, que tanto se deforma la roca cuando se aplica una carga axial sobre ella.

$$\mathcal{E} = \frac{\sigma}{s}$$

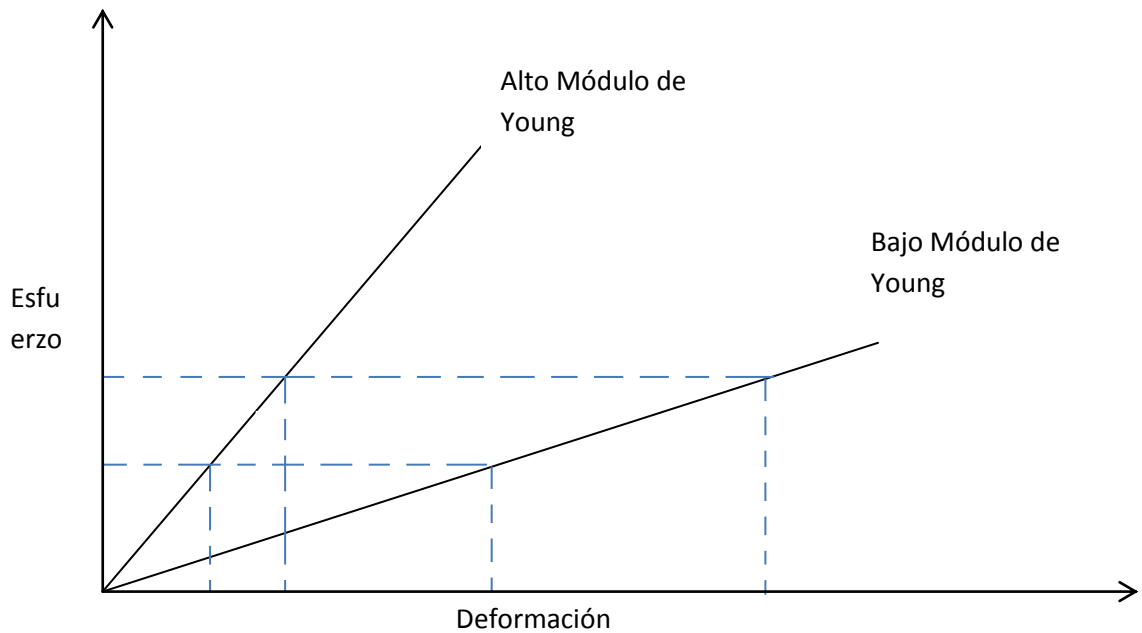
1.7

Dónde,

\mathcal{E} : Módulo de Elasticidad de Young.

Entre más bajo es el módulo de Young más ancha es la fractura lo que significa que la formación es menos rígida y por lo tanto más fácil de deformar. Así mismo, a mayor módulo de Young indica que la roca es más rígida es decir que se deforma menos con la misma cantidad de esfuerzo comparada con rocas con bajos módulos de Young y la formación requerirá una mayor presión para crear el mismo ancho de fractura. (Ver figura 3).

FIGURA 3. Comportamiento de la fractura (relación módulo de Young-esfuerzo-deformación)



FUENTE: Modificada de Hydraulic fracture treatment design & quality control.

1.2.5. Presión de cierre.

Se define como la presión del fluido dentro de la fractura, que se requiere para mantenerla abierta. Esta presión es igual al esfuerzo en la roca perpendicular al plano de fractura. Este esfuerzo es el esfuerzo mínimo principal.

La presión de cierre será entonces, igual o menor que la requerida para iniciar la fractura, y menor que la presión requerida para extender una fractura existente (presión de extensión de fractura)⁷

1.2.6. Esfuerzos.

Las formaciones de roca en el subsuelo se encuentran bajo la acción de esfuerzos compresivos y/o extensivos, el conocimiento de los esfuerzos es de vital importancia para el buen entendimiento de la orientación y crecimiento de las fracturas.

1.2.6.1. Esfuerzos principales.

Los esfuerzos principales o “in-situ” son el factor dominante en la operación de fracturamiento hidráulico, porque afectan la orientación y crecimiento de las fracturas. Estos esfuerzos son naturales, dependen de la tectónica y existen en la roca luego de la depositación y litificación. La cantidad de esfuerzo que tiene una roca depende de las propiedades mecánicas de dicha roca.

Es de vital importancia conocer el contraste de los esfuerzos “in-situ”, para predecir fácil y acertadamente la longitud y la altura de la fractura creada. Sin el conocimiento de la geometría de fractura creada, el volumen de tratamiento

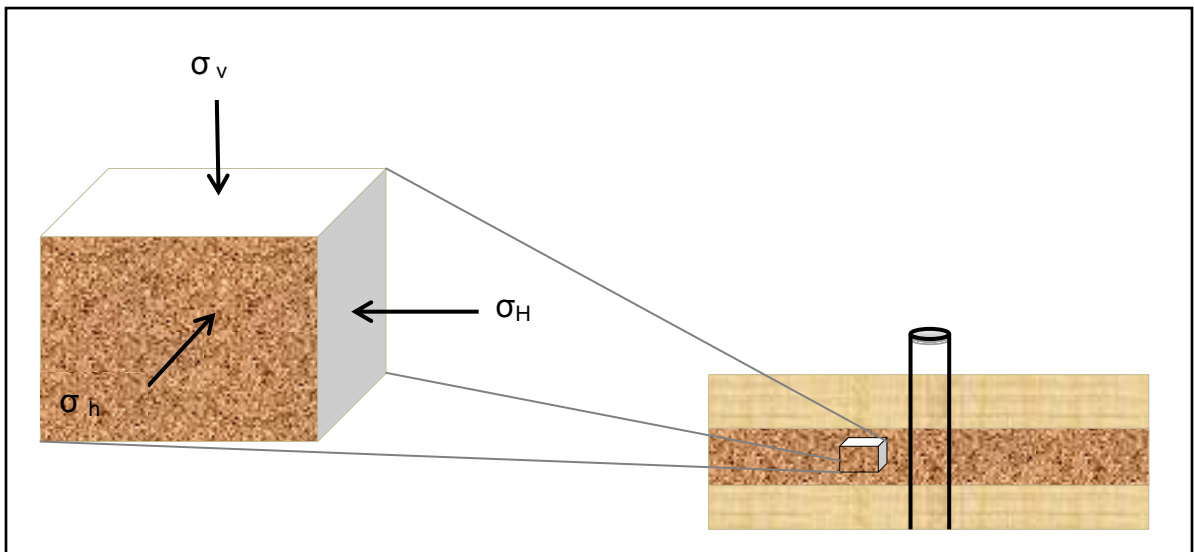
⁷ Kennete G. Nolte, Ampco. Production Co. Fracture Design Considerations Based on Pressure. SPE 10911

óptimo no puede ser determinado consistentemente, resultando en tratamientos de estimulación que pueden ser inapropiados para un yacimiento dado⁸.

Todas las rocas en el subsuelo están sujetas a esfuerzos debidos al overburden y a los esfuerzos compresivos y extensivos. Debido a los cambios de las propiedades de las rocas (relación de Poisson, porosidad, etc.) en todas las direcciones y a la naturaleza de la roca (fracturas naturales, cementación, etc.), los esfuerzos “in-situ” normalmente son anisotrópicos y no homogéneos.

Existen tres esfuerzos principales, esfuerzo horizontal máximo y horizontal mínimo (σ_H , σ_h) y uno vertical (σ_v), los cuales son perpendiculares entre sí. (Ver figura 4).

FIGURA 4. Estado de los esfuerzos locales a profundidad.



FUENTE: Modificado de Rock mechanics self learning Package, sugar Land Learning center.

⁸ G.W. Voneiff, SPE and S.A. Holditch, SPE, S.A. Economic Assessment of Applying Advances in Fracturing Technology.

El esfuerzo vertical, más conocido como “overburden”, es aquel generado por las capas suprayacentes. En este orden de ideas, se espera que a mayor profundidad de la zona de interés mayor sea este esfuerzo vertical, que generalmente es el esfuerzo máximo.

La magnitud de este esfuerzo puede calcularse de la siguiente manera:

$$\sigma_{vertical} = 0,052 * \rho * H \quad 1.8$$

Dónde,

0,052: Factor de conversión.

ρ : densidad promedio de la masa de la roca suprayacente (lb/gal).

H: Profundidad de interés (ft).

Como resultado directo de este esfuerzo de “overburden”, se tiene el segundo esfuerzo principal o esfuerzo mínimo horizontal, definido como el parámetro más importante en el control del crecimiento de fractura, que se puede correlacionar con la litología y la presión de yacimiento.

$$\sigma_{hmin} = \frac{v}{1-v} \sigma_V + \left(1 - \frac{v}{1-v}\right) \alpha P_p + \sigma_{tect} \quad 1.9$$

Dónde,

V: Relación de Poisson.

σ_V : Esfuerzo de overburden (psi).

P_p : Presión de poro.

σ_{tect} : Esfuerzo tectónico mínimo horizontal.

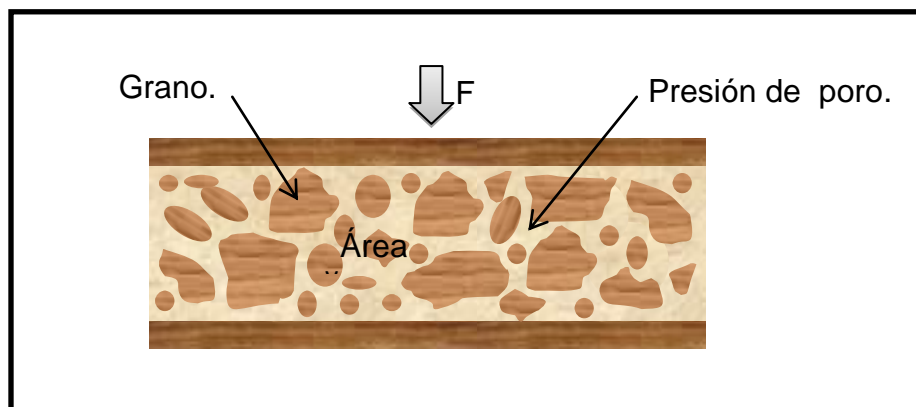
Al asumirse que el esfuerzo horizontal depende solamente de la conducta elástica de la roca, la sobrecarga (overburden) puede ser relacionada a los esfuerzos horizontales, a través de la relación de Poisson, la cual indica la cantidad de esfuerzo vertical que se transmitirá horizontalmente. Por consiguiente, una formación que presente alta relación de Poisson tendrá un esfuerzo horizontal mayor, al mismo valor de esfuerzo de sobrecarga u overburden. Siendo así, variaciones en la litología, y variaciones en la relación de Poisson, conducen a abruptos cambios en los esfuerzos horizontales con la profundidad.

El tercer esfuerzo principal es el “esfuerzo máximo horizontal” que es la suma del esfuerzo mínimo horizontal y la contribución del esfuerzo tectónico.

1.2.6.2. Esfuerzos efectivos.

El esfuerzo efectivo es la diferencia entre el esfuerzo total aplicado (fuerza aplicada sobre el área) y la presión de poro de la roca. Es decir, es el esfuerzo que actúa en los granos de la roca.

FIGURA 5. Esfuerzos efectivos.



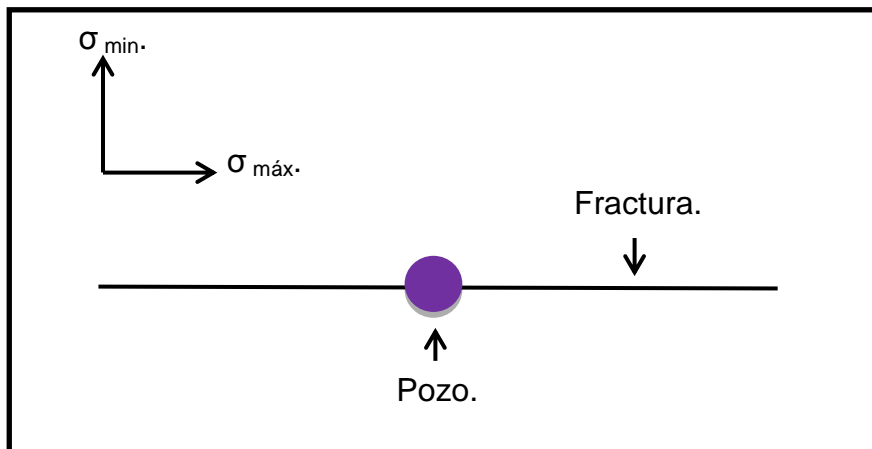
FUENTE: Modificada de Holditch & Associates, Inc. Petroleum Engineering and Geoscience services.

1.2.6.3. Importancia de los esfuerzos.

El entendimiento de la mecánica de rocas, es imprescindible en el conocimiento de los efectos que tienen las fuerzas en la tierra en la operación de fracturamiento hidráulico, pues estas gobiernan en gran medida, la dirección, el crecimiento y la conductividad de fractura.

Una fractura hidráulica se propaga en la dirección del esfuerzo máximo ($\sigma_{\text{máx}}$), perpendicularmente al esfuerzo mínimo ($\sigma_{\text{mín}}$). Ver figura 6. Por consiguiente, la dirección de fractura depende de la dirección de los esfuerzos y no de las perforaciones.

FIGURA 6. Dirección de fractura.



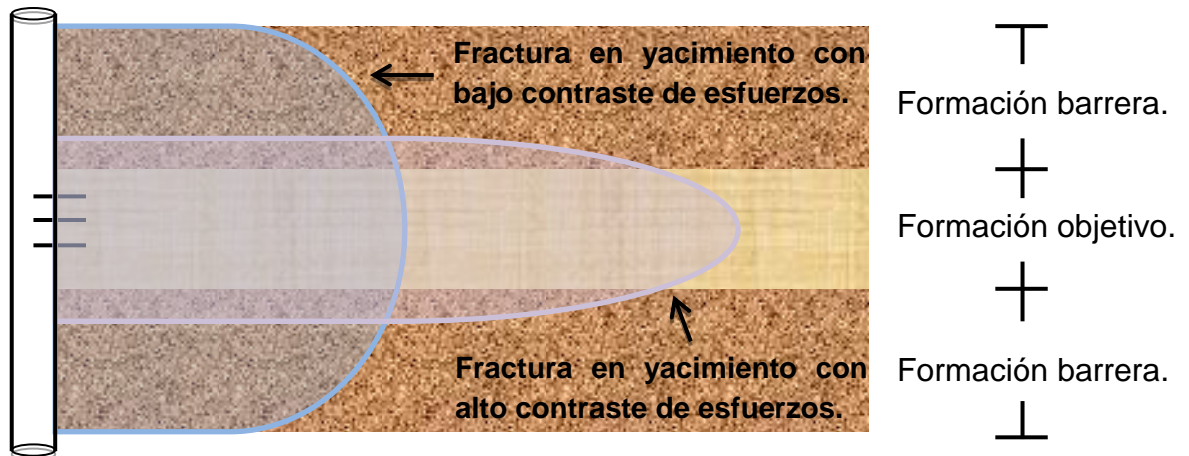
FUENTE. Autores.

El perfil de esfuerzos in-situ claramente controla la forma de la propagación de fractura a través de las capas del yacimiento⁹. El contraste de esfuerzos entre la formación objetivo y la formación barrera (esfuerzos en formación barrera menos esfuerzos en formación objetivo) controlan el crecimiento vertical de la fractura creada: un valor grande de contraste de esfuerzos in-situ en altura, confinará la

⁹ J.L. Gidley et al, Monograph Series, SPE, Richardson, TX 12, chaps 3-5, 11. Recent Advances in Hydraulic Fracturing.

fractura en altura y creará una fractura más larga, un bajo valor de contraste de esfuerzos en altura resultará en un significativo crecimiento de altura y una fractura más corta¹⁰. (Ver figura 7).

FIGURA 7. Contraste de esfuerzos in-situ afectan la geometría de fractura.



FUENTE: Modificado de Economic Assessment of Applying Advances in Fracturing Technology.

1.3. PRESIÓN NETA.

La presión neta es la presión necesaria para mantener abierta la fractura o la energía en el fluido de fractura disponible para propagar y generar el ancho de la fractura. Esta presión neta en conjunto con el módulo de young, define el ancho de la fractura.

¹⁰ G.W. Vonelff, SPE, and S.A. Holditch, SPE, S.A. Holditch & Assocs. Economic Assessment of Applying Advances in fracturing Technology.

Para un mejor entendimiento de la presión neta, se debe tener un previo conocimiento acerca de las variables que hacen parte de su definición matemática;

Se tiene entonces,

$$P_{net} = BHTP - \sigma h \quad 1.10$$

Donde,

BHTP: Presión de tratamiento de fondo.

σh : Esfuerzo mínimo horizontal.

P_{net} : Presión neta.

Existe una ecuación que relaciona matemáticamente la presión de tratamiento de superficie y la presión neta. Ver figura 8. Es necesario conocer los elementos de fricción para no mal interpretar los valores de presión neta que se presentan.

$$P_{net} = STP + P_{hyd} - P_{f_{rt}} - P_{f_{rp}} - P_{f_{wb}} - P_{cierre} \quad 1.11$$

Donde,

STP : Presión de tratamiento de superficie

P_{hyd} : Presión hidrostática

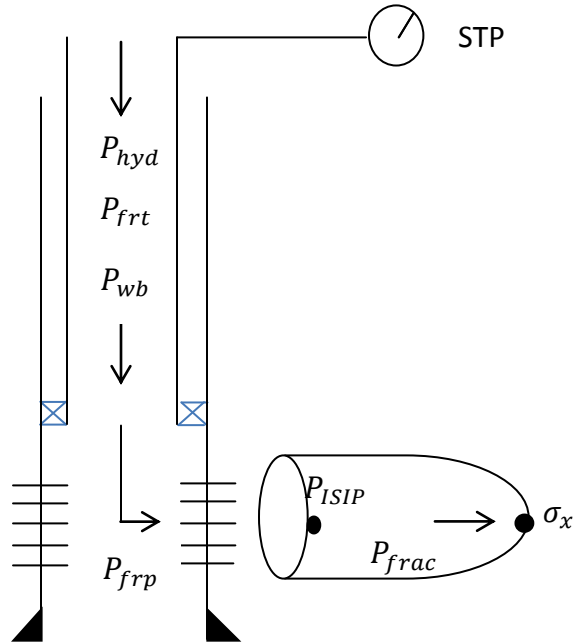
$P_{f_{rt}}$: Presión de fricción tubular

$P_{f_{rp}}$: Presión de fricción por perforados

$P_{f_{wb}}$: Presión de fricción en la región cercana a la cara del pozo.

P_{cierre} : Presión de cierre

FIGURA 8. Presiones presentes en la determinación de la presión neta.



FUENTE: Modificada de Holditch & Associates, Inc. Petroleum Engineering and Geoscience services.

La presión neta también es un parámetro importante en la geometría de fractura, pues define el ancho y propagación de la fractura, al producir longitud y altura.

- Ancho de fractura.

Para cualquier presión neta real (es decir, positiva), hay un ancho específico de fractura que será generado por un específica presión neta. Para una fractura elíptica, el ancho máximo es definido como:

$$W_{max} = \frac{2P_{net}.d(1-\nu^2)}{E} \tag{1.12}$$

Donde,

V: Relación de Poisson,

\mathcal{E} : Módulo de Young.

d: Mínima dimensión de la elipse.

- Propagación de fractura.

La presión neta tiene influencia en la geometría de fractura, al producir altura y longitud. Esta presión debe ser lo suficientemente alta para inducir un esfuerzo en la formación que permita romper la roca. Dado que los esfuerzos in-situ y el módulo de Young pueden variar entre capas de la roca, es más fácil que la fractura se propague más en una determinada capa que en cualquiera de las otras, siguiendo la trayectoria de la menor resistencia.

El ancho de la fractura se reducirá al disminuir el volumen de la misma, debido a que no se reemplaza el volumen de líquido que naturalmente se filtra dentro de la formación. Para evitar este comportamiento y mantener la geometría de fractura, se debe reemplazar el fluido perdido dentro de la formación, bombeando dentro de la fractura a la misma tasa y mayor rapidez que el fluido que se pierde.

Al bombear este volumen extra, el ancho se incrementará de acuerdo con el crecimiento de la presión neta. Si el fluido es bombeado a una tasa suficiente, la presión neta se incrementará a un punto donde es mayor que la actual presión de extensión, y la fractura ganará en altura y longitud en adición al ancho. De otra manera, la presión neta declinará debajo de la actual presión de extensión, y la fractura cesará de crecer, aún si la presión neta es suficiente para mantener el ancho.

Consecuentemente, la presión neta cae dentro de tres regímenes:

- $P_{net} \leq 0$. La fractura está cerrada, no es posible la propagación.
- $0 < P_{net} \leq P_{ext}$. La fractura está abierta con $w_f \propto P_{net}$. No es posible propagar la fractura.
- $P_{net} > P_{ext}$. La fractura está abierta con $w_f \propto P_{net}$, y presión suficiente para generar esfuerzos para propagar la fractura.

En la siguiente tabla se observa el cambio la geometría de fractura con respecto a la presión neta.

TABLA 1. Cambio en la geometría de fractura con respecto a la tendencia de la presión neta

Respuesta de la Presión Neta	Cambio en la geometría	Comentarios
Negativa	Extensión en la longitud y altura de fractura.	Ocurre por lo general al inicio del tratamiento
Neutra (pendiente plana)	Las condiciones de esfuerzo cambian de anisotrópicas a isotrópicas.	Puede ser de corta duración
Positiva	Generación de la red.	El ancho de la red emerge de la estructura de la fractura plana.
Muy positiva	Geometría muy compleja	Las curvas de presión neta tienen tendencia hacia arriba.

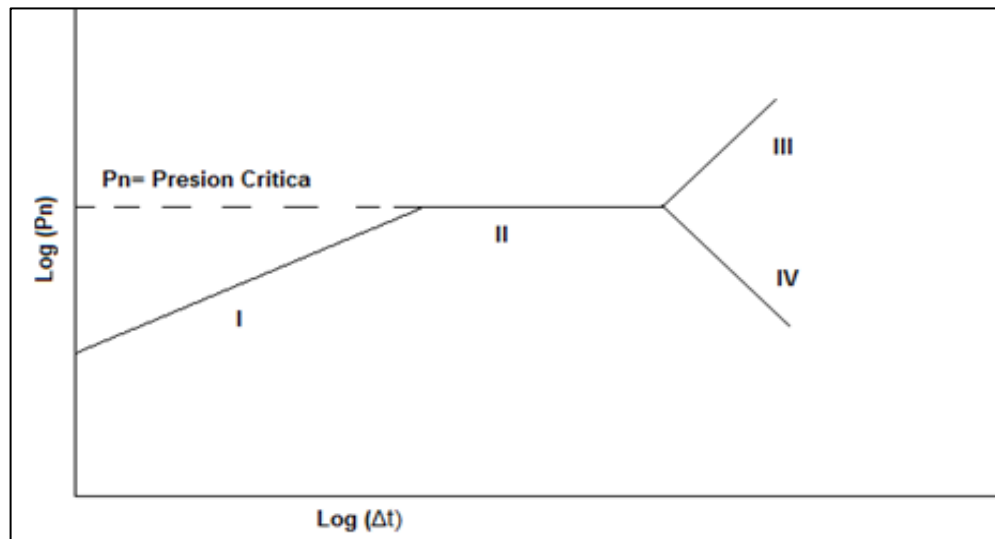
FUENTE: V. Lyle Lehman and Wadhah Al-Tailji, Net pressure Trends: Is it permeability, complexity or Just Fluid response? A workflow to determine stimulation effectiveness in naturally fractured and matrix-based permeability reservoirs. SPE 163858

- **Análisis de la Presión neta¹¹.**

Nolte y Smith analizaron los datos para la presión de fondo durante los tratamientos de fractura, la Figura 9 resume sus hallazgos. En la Figura 9, el Modo I constituye ya sea un crecimiento de la altura estable o una pérdida sustancial de fluido: El Modo II no es usual en fracturamiento. El crecimiento lateral de la fractura durante el Modo II es menor que en el Modo I, pero la fractura está todavía propagándose y puede ser llenada con propante.

Cuando la pendiente en el gráfico $\log(p_n)$ vs. $\log(\Delta t)$ se incrementa a pendiente unitaria (Modo III), indica que la fractura ha cesado de propagarse en longitud, y está incrementando su área empaquetada a medida que la presión neta se incrementa.

FIGURA 9. Interpretación de presiones de fracturamiento.



FUENTE. Programa computarizado para el cálculo de geometría de fractura basado en un modelo pseudotridimensional. 2007.

¹¹ NSI, Fracturing pressure analysis

Durante el Modo III, es todavía posible empaquetar la fractura con propante; sin embargo la presión debe ser monitoreada celosamente para no exceder la presión máxima disponible de inyección en superficie. El Modo IV ocurre cuando la altura de la fractura se está incrementando rápidamente. Normalmente no se desea un crecimiento rápido de la altura, y el tratamiento de fractura debe ser terminado desplazando los fluidos de fractura.

El análisis de las presiones como el observado en la Figura 9, es de presión en el fondo y debe ser corregida por caídas de presión cercanas al pozo. La Figura 9 muestra las presiones en el sistema completo. Durante cada tratamiento de fractura, la presión en superficie puede ser medida. En ciertos pozos, la presión de tratamiento en el fondo (BHTP), puede ser medida. Si el BHTP no es medido directamente, entonces este valor puede ser calculado con la presión en superficie y los estimados de fricción en la tubería y cabeza hidrostática.

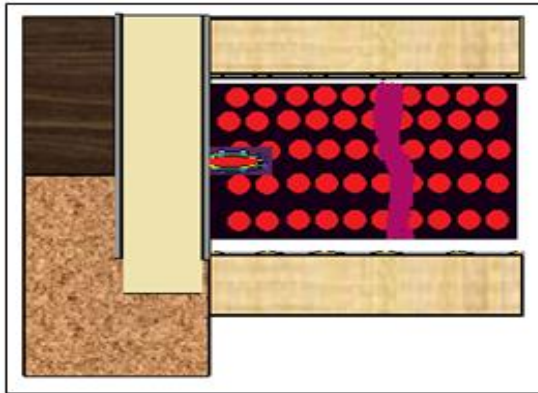
Si el BHTP es calculado o medido exitosamente, la caída de presión cercana al pozo debe ser sustraída para determinar la presión en la fractura cercana al pozo. La presión en la fractura cercana al pozo es el valor que debe ser conocido y analizado al determinar el ancho, altura y longitud de la fractura ya sea con la teoría de la presión neta o modelos de propagación de la fractura P3D. La caída de presión cercana al pozo está compuesta de dos partes, la fricción de los perforados y la tortuosidad, esta caída de presión puede ser determinada por una prueba step-down test antes del tratamiento principal de fractura.

Un problema es que la caída de presión por fricción en perforados y la tortuosidad, varíen durante el tratamiento cuando el agente de sostén es agregado. El agente de sostén puede erosionar las perforaciones o taponear algunas de las trayectorias que están causando la caída de presión por tortuosidad. Al final del tratamiento, los datos de presión necesitan ser analizados cuando las bombas son paradas para determinar si la caída de presión cercana al pozo ha cambiado durante el tratamiento.

- Paso a paso del análisis de Presión Neta:

Modo 1. La fractura se está propagando con altura limitada y extensión no restringida. La pérdida de fluido es dominada por el flujo lineal y la tasa de fluido y la viscosidad son constantes.

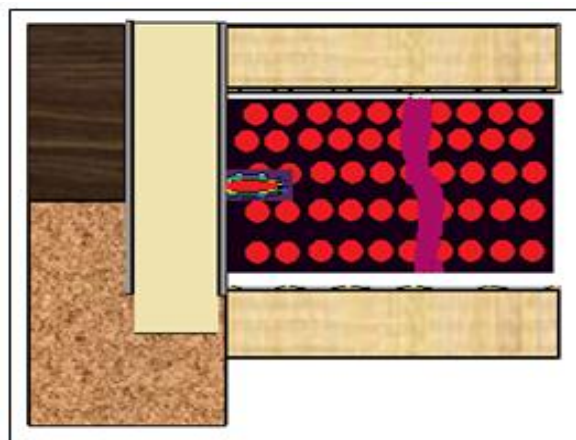
FIGURA 10. Modo 1.



FUENTE. Modificado de Halliburton ServicesCompany.

Modo 2. Hay una presión constante en la cual el crecimiento acelerado de altura o la pérdida de fluido causa una extensión menos eficiente.

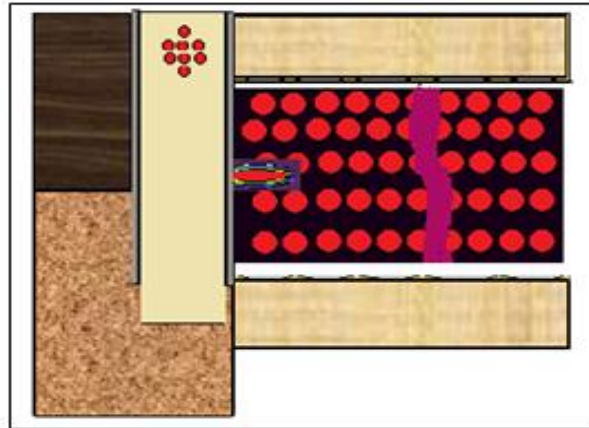
FIGURA 11. Modo 2.



FUENTE. Modificado de Halliburton Services Company.

Modo 3: Ocurre aumento en la presión de pendiente unitaria en la que la fractura se ha proyectado hacia afuera y no tiene lugar más extensión de la longitud.

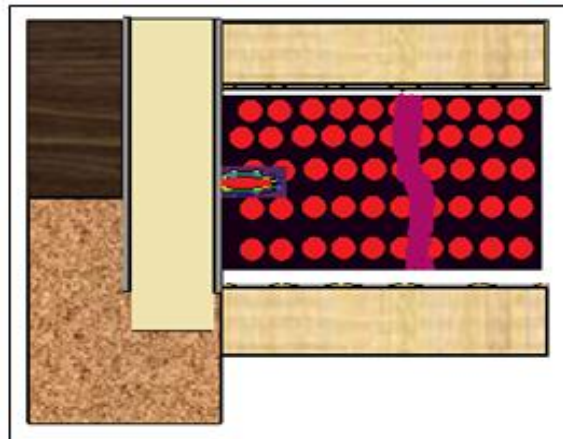
FIGURA 12. Modo 3.



FUENTE. Modificado de Halliburton Services Company.

Modo 4: Ocurre una disminución gradual en la presión en la cual está ocurriendo un descontrolado crecimiento en altura, resulta en una fractura angosta y una pobre extensión en la longitud de la fractura.

FIGURA 13. Modo 4.



FUENTE. Modificado de Halliburton Services Company.

Una vez ha sido iniciada la fractura, esta continuara creciendo hasta cuando la presión del fluido de fractura exceda la presión de propagación de la fractura. El límite inferior de la presión de propagación es la presión de cierre de fractura (σ_{min}).

1.3.1. Altas presiones netas.

En un tratamiento de fracturamiento hidráulico existe un perfil de presiones desde el primer momento que el fluido “pad” es inyectado. Este fluido que actúa como colchón, al entrar en la formación a través de las perforaciones, hace que la Presión neta aumente, indicando así, el desarrollo de la dimensión de fractura. El nivel y la tasa de incremento de esta Presión muestran el grado de complejidad de la fractura y la tortuosidad en la región cercana a la cara del pozo. Un alto nivel de presión neta, operacionalmente hablando, no es un propósito en un tratamiento de fracturamiento hidráulico, pues es un indicador de una compleja geometría de fractura o una pobre conexión en las cercanías a la cara de pozo. En base a anteriores estudios de pozos¹², se ha determinado que los pozos con Presión neta de fractura menor a 1000 psi se comportan mejor que aquellos con presión neta mayor a 1000 psi. Este alto valor, puede ocasionar pobre distribución del propante en la fractura, screen-outs, y daño en la formación.

La tortuosidad o pobre conexión en las cercanías a la cara de pozo, puede generarse por: giro de la fractura, giro de la fractura en dos planos, movimiento en un plano, fracturas múltiples y migración de la fractura. Entonces, la mitigación de la tortuosidad cerca a la cara de pozo es esencial para controlar el desarrollo de la presión neta y generar una distribución de propante exitosa. Usar fluidos de alta viscosidad inyectados a altas tasas, puede reducir o eliminar estos efectos.

¹² Jeff S. Jordan, P.E., John D. Harkrider, William L. Anthony, Thomas W. DeLong, ray F. Martin, “the relationship between net pressure development during hydraulic fracture treatments and productivity in Fruitland Coal Completions. SPE 84819, Pittsburg, Pennsylvania, U.S.A. Sept 2003.

La buena distribución del propano, resulta en la creación de longitud de fractura y optimiza la producción, en caso contrario, la longitud de la fractura apuntalada es menor que la fractura creada hidráulicamente, esto es debido a que el propano no se encuentra bien distribuido a lo largo de la fractura creada, y como resultado los canales a través de los cuales el aceite y el gas deben producirse no están mantenidos abiertos de una manera. De igual forma, esta pobre distribución, puede ocasionar taponamiento cerca a la cara de pozo, puede evitar que más propano entre a la formación (screenout) y puede causar daños en ella por el fluido fracturante, resultando en una disminución de la producción por la corta longitud efectiva de fractura.

Presiones anormalmente altas son presiones más altas de las esperadas en las teorías de fracturamiento hidráulico. Este comportamiento fue observado por varios autores:

- Medlind & Fitch: quienes encontraron que las presiones netas durante trabajos masivos de fracturamiento hidráulico en la cuenca Piceance eran anormalmente altas, ellos postularon que estas altas presiones eran causadas por múltiples fracturas ramificadas en forma dendrítica
- Palmer y Craig: observaron una discrepancia alrededor de un factor de 3 entre las presiones netas observadas y teóricas en una de las mini fracturas.
- Shlyapobersky: quien afirma que la razón de tener una Presión neta alta en un shale puede atribuirse a varios factores entre los que se encuentran: fricción en la fractura mayor a la esperada (especialmente en la punta de la fractura), alta rigidez o inflexibilidad de la fractura(más alta que la medida en las muestras de laboratorio) causada por la creación de escamas y grietas de la punta de la fractura, formación de múltiples fracturas en lugar

de una fractura dominante, presencia de una región no penetrante de fluido “fluido-lag” en la punta de la fractura.

Otro fenómeno que puede crear alta presión neta es la deformación no elástica de la roca cerca a la punta de fractura y el taponamiento de esta con finos.

Existen ejemplos claros en la literatura y en la historia de algunos campos que presentan la relación de la alta presión neta con la productividad de los pozos. Es el caso del campo Fruitland que tiene una baja permeabilidad entre 0.5 y 3md en la zona periférica y hasta 15-25md en la zona principal, Este campo se referencia a continuación y que se encuentra en la cuenca San Juan¹³, la cual se localiza en el suroeste de Colorado y noroeste de Nuevo México; ésta cuenca es productora de gas y presenta varias zonas productoras. Básicamente, en los pozos analizados, se quería limitar el desarrollo de la excesiva presión neta con el fin de obtener una buena distribución del propante mientras se minimizaba el daño a la formación generada por el fluido fracturante. Al controlar el desarrollo de la presión neta (menores que 1000 psi) se obtenían resultados positivos, mejorando el recobro, tiempos de-watering e incremento de la producción de gas.

El objetivo principal de la estimulación es minimizar el daño a la formación y obtener una buena distribución de propante. Al tener una pobre distribución de propante la longitud efectiva propada será menor que la de la fractura creada hidráulicamente. La respuesta de producción puede ser disminuida debido a una menor longitud de fractura propada.

Para minimizar el daño, es necesario evitar el desarrollo de altas presiones netas, puesto que una excesiva presión neta reduce la conductividad debido a que el polímero está siendo concentrado en las fracturas y una mayor concentración de polímero puede causar un daño irreparable a la formación.

¹³ Jeff S. Jordan, P.E., John D. Harkrider, William L. Anthony, Thomas W. DeLong, ray F. Martin, “the relationship between net pressure development during hydraulic fracture treatments and productivity in Fruitland Coal Completions. SPE 84819, Pittsburg, Pennsylvania, U.S.A. Sept 2003.

El campo Fruitland tiene una pobre conexión en la región cercana a la cara del pozo, una alta tortuosidad y una geometría de fractura compleja.

Anteriormente se habían realizado trabajos de fracturamiento en la zona que resultaron en screenouts catastróficos. Fue baja la concentración de propante distribuido, esto debido a la inhabilidad de la formación para aceptar propante, lo que es usualmente el resultado de una pobre conexión en la cercanía a la cara de pozo y a una geometría de fractura compleja, esto se tradujo en presiones netas excesivamente altas que se incrementaron por encima de los 1000psi y la máxima concentración de propante fue de 2lpg.

En los pozos Quine, Bell fed y Stedje se observó un incremento por encima de los 1000psi y daño en la permeabilidad. El pozo Stedje presentó la menor respuesta de producción, una pobre distribución de propante y daño a la formación por lo cual se decidió re fracturar este pozo. Sin embargo aunque el trabajo de re-fracturamiento fue un éxito ingenieril en cuanto a la distribución del propante, con incrementos mínimos de presión neta, la pobre respuesta de producción sugirió que el daño al sistema era irreparable; esto enfatiza la necesidad de evitar altas presiones netas durante la estimulación con el fin de evitar daño permanente en el pozo.

Los resultados del estudio evidenciaron que los pozos con presión neta menor a 1000 psi, presentaban un mejor desarrollo que aquellos que tenían presión neta superior a este valor o que habían experimentado screenouts prematuros. Así los subsecuentes tratamientos de fracturamiento fueron diseñados para evitar el desarrollo de altas presiones netas. La siguiente tabla muestra algunos de los pozos en el área de estudio y su respuesta de producción.

TABLA 2. Resumen de resultados, ejemplo alta presión neta.

Pozo	Volumen de fluidos (Gal)	Volumen de propante (Lb)	Incremento de presión neta (psi)	Tiempo de recuperación (Días)	Producción 30 días (MSCFD)
Duff "C" #2	72353	181300	85	29	350
McCoy "D" #2	55355	121600	415	14	250
McCoy "D" #3	103405	120300	555	26	284
Stedje #2	133865	163700	>4200	92	<5
Bell Fed 11 #1	72620	88800	>2000	>100	30
Quine #2	86015	106600	>1000	58	<20

FUENTE: The Relationship Between Net Pressure Development During Hydraulic Fracture Treatments and Productivity in Fruitland Coal Completions. SPE 123581.

Puede observarse que los pozos que tienen excesivos valores de presión neta por encima de 1000 psi durante el tratamiento de fracturamiento hidráulico (Stedje, Bell y Quine) presentan mayores tiempos de recobro del fluido. Este es un resultado de la pobre distribución de propante que da una corta longitud de fractura efectiva, sumado con el daño irreparable a la formación de la deshidratación del polímero del fluido fracturante. Mientras que los pozos que presentan una presión neta menor de 1000 psi (Duff, McCoy 2 ;y McCoy 3), tienen tiempos de recobro de fluidos más cortos, producción temprana de gas y altas tasas de gas mantenidas¹⁴.

¹⁴ Jeff S. Jordan, P.E., John D. Harkrider, William L. Anthony, Thomas W. DeLong, ray F. Martin, "the relationship between net pressure development during hydraulic fracture treatments and productivity in Fruitland Coal Completions. SPE 84819, Pittsburg, Pennsylvania, U.S.A. Sept 2003.

Cuando se desarrolla un nivel excesivo de presión neta, la deshidratación del polímero usado causa un daño irreparable a la permeabilidad existente. La evidencia de este daño fue indicado por un tiempo de recobro de fluidos superior. Se observó que la producción de gas se retrasó significativamente cuando la presión neta fue excesivamente alta.

Podemos concluir con base a este y muchos más casos existentes, que el desarrollo de los pozos con presiones netas controladas durante el tratamiento de fracturamiento hidráulico por debajo de 1000 psi, tienen una mejor respuesta en cuanto a producción y daño. Por consiguiente, una ejecución del tratamiento en tiempo real, con la identificación y mitigación de valores excesivos de presión neta, es una clave importante para el desarrollo exitoso de un tratamiento.

Usar fluidos de alta viscosidad inyectados a altas tasas puede reducir o eliminar efectos de la tortuosidad cerca a la cara del pozo consiguiendo la mitigación de las altas presiones netas, lo cual es esencial para generar una distribución de propante exitosa.

Otra posible forma de ilustrar que existe una relación entre las altas presiones netas y una baja producción es mediante el análisis de una variable llamada PZS¹⁵ "Pressure Zone Stress" El PZS es equivalente a la presión de extensión de fractura sobre el esfuerzo de cierre in-situ.¹⁶ Es una variable parcial que depende de las propiedades de la roca, esfuerzo tensil, leakoff, plasticidad y varios factores.

Los problemas durante los tratamientos de estimulación pueden llevar a subidas de presión o a screenouts. Una de las principales razones de estos aumentos de presión es los altos PZS.

¹⁵ M. Ramurthy, Robert D. Barree, Bill barrett, John D. Longwell, Donald P. Kundert, Cristina Tamayo. "Effects of high process-Zone Stress in shale Stimulation treatments". SPE 123581. Denver, Colorado, U.S.A 2009.

¹⁶ M. Ramurthy, Bill Lyons, Randall B. Hendrickson, Robert D. Barree, Douglas P. Magill. "Effects of high-pressure-dependent leakoff and high-pressure-zone stress in coal stimulation treatments". SPE 107971, Denver, Colorado, U.S.A, 2007.

El término “Process Zone” fue introducido por Jacob Shlyapobersky et al¹⁷ para describir efectos de punta de fractura. Jacob Shlyapobersky demostró que es imposible propagar dos fracturas paralelas compitiendo si hay una excesiva presión presente porque estas o coalescen en una sola fractura o una de ellas renuncia a propagarse.

Un buen punto de inicio para determinar el PZS es mediante una prueba de integridad (ISIP-Presión de cierre). La razón por la que es un buen punto de inicio y no una medida absoluta es porque durante la propagación de la fractura la contribución al PZS de cada uno de sus componentes varía dependiendo de si la fractura es estacionaria o se está moviendo en cada punto a lo largo del perímetro en un tiempo dado.

Para cuencas de Estados Unidos se tiene estipulado un valor máximo de 0.2 psi/ft de gradiente de PZS (G_{PZS}) para en términos generales considerar que la formación producirá de manera económicamente viable. Es decir, el valor del PZS dividido en el punto medio de los perforados, en TVD (ecuación 1.15). Lo que resulta en un valor de gradiente en psi/ft;

En estos ejemplos se muestra la producción de zonas de Shale que exhibieron altas presiones netas, atribuidas a altos PZS o a efectos de punta de fractura. Se presentan tres casos diferentes; en los pozos A y B donde se observó zonas con altos PZS, la producción fue pobre. Mientras que el pozo C donde el gradiente de PZS es menor a 0.2 psi/ft evidenció buena producción.

Pozo A: Shale gothic y Hovenweep: localizado en Dolores, Country, Colorado. Se estudiaron principalmente tres intervalos.

¹⁷ Shlyapobersky, J., Wong, G. K. and W.W. 1988: “overpressure calibrated design of hydraulic fracture stimulations, “ SPE 18194 presented at the annual technical conference and exhibition, Houston, Texas, U.S.A.

1. El primero comprendido entre 6140 y 6180 pies, el pozo fue cerrado durante 40 horas y se observó un BHTP de 7330 psi obteniendo un gradiente de 1.19 psi/ft, posteriormente se determinó la presión de cierre igual a 5090 psi con lo cual se obtuvo un PZS de 2240 psi.

$$PZS = BHTP - P_{cierre} \quad 1.13$$

$$PZS_{A1} = 7330 - 5090 = 2240 \text{ psi} \quad 1.14$$

Con esta PZS se obtiene un gradiente que para cuencas de estados unidos debe ser menor a 0.2 para que en términos generales se considere que la formación producirá económicamente.

$$G_{PZS} = \frac{PZS}{\text{Punto medio de perforados (TVD)}} \quad 1.15$$

$$G_{PZS-A1} = \frac{PZS_{A1}}{\text{Punto medio de perforados de A1}} = \frac{2240}{6160} = 0,37 \text{ psi/ft} \quad 1.16$$

2. Posteriormente el bajo Hovenweep fue perforado de 6045 a 6073 pies usando hidra-jet, fue cerrado durante 19 horas y se obtuvo un BHTP de 7545 psi con un gradiente de 1.25 psi/ft psi y una presión de cierre de 5693 psi con lo cual se obtuvo un PZS de 1852 psi.

$$PZS_{A2} = 7545 - 5693 = 1852 \text{ psi} \quad 1.17$$

$$G_{PZS-A2} = \frac{PZS_{A2}}{\text{Punto medio de perforados de A2}} = \frac{1852}{6059} = 0,31 \text{ psi/ft} \quad 1,18$$

- Por último el objetivo principal en este pozo perforado de 5960 a 6018 psi, donde se obtuvo un BHTP de 7262 psi con un gradiente de 1.22 psi/ft y una presión de cierre de 5270 psi con lo cual se obtuvo un PZS de 1992 psi.

$$PZS_{A3} = 7262 - 5270 = 1992 \text{ psi} \quad 1.19$$

$$G_{PZS-A3} = \frac{PZS_{A3}}{\text{Punto medio de perforados de A3}} = \frac{1992}{5989} = 0,33 \text{ psi/ft} \quad 1.20$$

Como se puede observar en todas las zonas perforadas en este pozo se exhibió alto G_{PZS} por encima de 0,2 psi/ft. En este pozo no se reportó producción y fue temporalmente cerrado y abandonado. Esto muestra que altos PZS pueden ser relacionados y ligados a una pobre producción.

Pozo B: Shale Mancos. Esta localizado en Uintah County, Utah. El Shale Mancos está situado entre los 12900 y 14760 pies. Fue dividida y estimulada en 4 etapas.

La producción de este pozo es reportada en la tabla 3.

TABLA 3. Producción pozo B. Shale Mancos.

Producción Pozo B (Mancos)				
Fecha	Días producidos	Aceite, Bbl	Gas MCF	Agua, Bbl
03/01/2008	31	119	8420	4697
04/01/2008	30	0	8444	6616
05/01/2008	31	0	5973	4707
06/01/2008	30	0	8961	2925
07/01/2008	31	81	7847	2040
08/01/2008	31	0	6697	1970

FUENTE: The Relationship Between Net Pressure Development During Hydraulic Fracture Treatments and Productivity in Fruitland Coal Completions, SPE 123581.

Las primeras dos etapas se estimularon con agua y ambas se acercaron al máximo límite de presión permisible de 11500 psi durante todo el tratamiento.

La tercera etapa en este pozo perforada de 13750 a 13989 pies exhibió características de alto PZS, estando cerca del máximo límite de presión, se taponó y se tuvo que adicionar 44 perforaciones más con lo cual esta etapa fue re-estimulada con éxito utilizando las soluciones propuestas por Ramurthy et al¹⁸ en el 2007 para zonas con altos PZS. El PZS obtenido fue de 470 psi y se le hizo un ajuste histórico con un resultado de un PZS de 2900 psi considerado un ajuste razonable.

Las mismas soluciones para zonas con alto PZS fueron aplicadas en la cuarta etapa de 12916 a 13516 pies con éxito.

Un PZS de 2900 psi a una profundidad de 13750 pies resultan en un gradiente de PZS de 0.21 psi/ft, que está por encima de 0.2 y aunque el valor de PZS fue obtenido por medio de un análisis del ajuste histórico y puede no ser único, aun así puede ser usado como indicador de pobre producción.

$$G_{PZS-B} = \frac{PZS_B}{\text{Punto medio de perforados de B}} = \frac{2900}{13750} = 0,21 \text{ psi/ft} \quad 1.21$$

Pozo C: Shale Mancos-Rockies. Es un caso exitoso del Shale Mancos a una profundidad promedio de 15440 pies en el cual se obtiene para este pozo un BHTP de 13800 psi con una presión de cierre de 12478 psi y se observa un PZS de 1322 psi y por consiguiente un G_{PZS} de 0.085 psi/ft. Esto muestra que el PZS en esta zona es bajo y la producción inicial obtenida también hace de esta zona todo un éxito.

¹⁸ M. Ramurthy, Bill Lyons, Randall B. Hendrickson, Robert D. Barree, Douglas P. Magill. "Effects of high-pressure-dependent leakoff and high-pressure-zone stress in coal stimulation treatments". SPE 107971, Denver, Colorado, U.S.A, 2007.

$$PZS_C = 13800 - 12478 = 1322 \text{ psi} \quad 1.22$$

$$G_{PZS-C} = \frac{PZS_C}{\text{Punto medio de perforados de C}} = \frac{1322}{15440} = 0,085 \text{ psi/ft} \quad 1.23$$

Estos ejemplos claramente muestran una relación entre altos PZS y una pobre producción, siendo el único caso exitoso el pozo C el cual exhibió un bajo PZS.

1.4. PRODUCTIVIDAD DE POZOS FRACTURADOS.

Para hablar de productividad se define el parámetro J, conocido como índice de Productividad, que relaciona la tasa de producción q y el drawdown de la siguiente manera:

$$q = J * \Delta P \quad 1.24$$

Durante la vida de un pozo, el mismo está sujeto a una gran variación de condiciones, donde destaca bajo condiciones de estado constante la tasa de producción del pozo para un valor fijo de drawdown, de la siguiente manera:

$$q = \frac{2\pi * k * h * Ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\beta * \mu} \quad 1.25$$

Donde,

K: Permeabilidad de la formación productora.

h: Altura de la formación productora.

re: Radio efectivo de drenaje del pozo.

rw: Radio del pozo.

β : Factor volumétrico del crudo.

μ : Viscosidad del crudo.

Realizado el fracturamiento, la mejor manera de verificar su resultado y justificar el trabajo, es a través de la productividad y economía del pozo. Un pozo sin daño tiene una eficiencia de flujo $EF=1$. Si el frac es exitoso la EF deberá ser unos decimales mayor que 1, 1.2 hasta 1.4. La optimización del tratamiento es hecha con límites impuestos. Estos incluyen la altura crítica de fractura, la implicada presión neta, la máxima tasa de inyección permitido y el coeficiente “leakoff” (ft/min)(velocidad de pérdida de fluido).

1.4.1. Índice de productividad.

Un indicador importante del comportamiento de los pozos hidráulicamente fracturados es el Índice de Productividad Adimensional JD.

El fin último de un tratamiento de fracturamiento hidráulico, es maximizar este Índice de Productividad Adimensional (J_D), que se define como la medida de potencial del pozo o su capacidad de producir, es decir, mejorar su productividad más allá del nivel natural; con la generación de canales que permitan facilitar la comunicación entre el yacimiento y el pozo. Este aumento se logra, removiendo el daño en las cercanías de pozo o alterando el patrón de flujo dentro de la formación para disminuir la resistencia al mismo.

Habiéndose demostrado que para una masa de propante a ser inyectada a un pozo con un área de drenaje asignada en un yacimiento de una permeabilidad

dada, existe una específica conductividad de fractura adimensional en la que el JD se torna máximo, que se denomina la conductividad de fractura óptima. Una vez que la conductividad de fractura óptima es obtenida, entonces las dimensiones ideales de fractura (longitud y ancho) son de hecho determinadas y pueden ser consideradas como las metas deseables

Economides et al¹⁹, introducen el concepto llamado diseño de fractura unificado con el objetivo principal de maximizar el índice de productividad adimensional en estado seudoestable (J_{Dpss}) usando un modelo de estado seudoestable.

Soluciones analíticas para J_D

- Estado seudoestable (J_{Dpss})

Este modelo asume que los límites de yacimiento son límites de no flujo, donde después de un periodo inicial de flujo transiente la tasa de producción constante resulta en un cambio constante en la presión volumétrica promedio con respecto al tiempo. Este es el modelo estándar aplicado para la evaluación del transiente de presión y los problemas de estimulación de fractura.

El índice de productividad en estado seudoestable es el índice de rendimiento usado con frecuencia para describir el incremento del rendimiento del pozo fracturado esperado y actual.

$$J_{Dpss} = \frac{q}{(\bar{p} - p_w)} \quad 1.26$$

Donde,

¹⁹ Economides, M., Oligney, R. and Valko, P., "Unified fracture Design, Bridging the gap between theory and practice," Orsa Press, Alvin, Texas, 2002.

J_{Dpss} , es el índice de productividad adimensional en estado pseudoestable y es función de la geometría del volumen de drenaje y de parámetros de fractura.

Estudios indican que el máximo índice de productividad adimensional en estado pseudoestable que se puede alcanzar es 0,9 asumiendo límites superiores prácticos para longitudes y conductividades de fractura.

- Estado estable (J_{DSS})²⁰

En el modelo de estado estable se asume que el flujo hacia adentro es el mismo hacia afuera en cada elemento del yacimiento. Este modelo es aplicado para la evaluación de múltiples patrones de flujo, múltiples pozos y para proyectos de inyección de fluidos.

1.4.2. Parámetros incluidos.

Debido a la naturaleza radial del flujo en un pozo productor, la mayoría de la caída de presión ocurre cercana al pozo y cualquier zona de daño en esta región causa un aumento significativo en la caída de presión. El impacto de la zona de daño alrededor del pozo puede ser representado por el parámetro S conocido como “skin” que se relaciona con el índice de productividad de la siguiente manera:

$$J = \frac{2\pi * k * h}{\beta * \mu * \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \quad 1.27$$

²⁰ J.K.Diestric, JD as a performance indicator for hydraulically fractured Wells, SPE 93630.

El skin es una idealización que envuelve todos los aspectos importantes del daño. Muchos investigadores prefieren hablar de pseudo daño en algunas ocasiones para poder incluir otros efectos, que aunque físicamente no son daño al pozo, representan una restricción del flujo hacia el pozo y puede ser modelado matemáticamente con el parámetro S. En pozos con fracturas hidráulicas la productividad debe incluir no solo la caracterización de la roca de formación, sino también las características de la fractura y por lo tanto se introdujo (Prats, 1961) el parámetro de conductividad de fractura adimensional (dimensionless fracture conductivity) definido como:

$$C_{fD} = \frac{k_f * W}{K * X_f} \quad 1.28$$

Donde,

k: Permeabilidad del yacimiento.

Xf: Longitud de una de las alas de la fractura.

Kf: Permeabilidad de la fractura.

W: Espesor promedio de la fractura.

La conductividad de fractura adimensional conjuntamente con la longitud de fractura controlan el comportamiento de producción de los pozos fracturados. El producto $K_f * W$ es definido como conductividad de fractura, la cual es dimensional.

1.4.3. Variables que afectan la productividad post-fractura

- Longitud de la fractura (X_f): una fractura más larga contacta más parte de la formación y así aumenta la productividad.
- Conductividad de la fractura: ($K_f W$), con el fin de aumentar el rendimiento de un pozo, la fractura debe ser capaz de llevar consigo más aceite que la formación, así la capacidad de flujo de fractura o la conductividad de la fractura deben ser bastante altos.
- Permeabilidad de la formación: (k), controla la respuesta de la formación a la fractura. Cuando la formación presenta una baja permeabilidad, la fractura que se genera es larga y angosta, en caso contrario, la fractura es ancha y corta.

2. CAMPOS APIAY Y SURIA.

2.1. ANTECEDENTES HISTÓRICOS.

Entre 1944 y 1977 varias compañías petroleras entre las que se cuentan Shell, Intercol, Texaco, Chevron, Continental y Philips, iniciaron la gestión exploratoria en la zona, incluyendo sísmica y perforación de pozos. La mayoría de las cuales con resultados negativos. Chevron fue la única que obtuvo descubrimientos de exploración comercial aceptable en los Campos de Castilla y Chichimene en 1969.

En 1982 Ecopetrol hizo el descubrimiento del Campo Apiay con resultados positivos. Entre 1981 y 1988 se perforaron 47 pozos en desarrollo pertenecientes a los campos Apiay, Apiay Este, Guatiquía, Suria, Suria Sur, Pompeya, Austral, Guayuriba, Tanané, Libertad, Libertad Norte y Reforma.

En el período 1981-1993 se construyeron las facilidades de producción, así como la estación de bombeo Apiay y las plantas de gas y asfalto. En 1995 se inició el proyecto “Desarrollo Adicional área Apiay-Ariari”, para un recobro adicional de 36 Mbls.

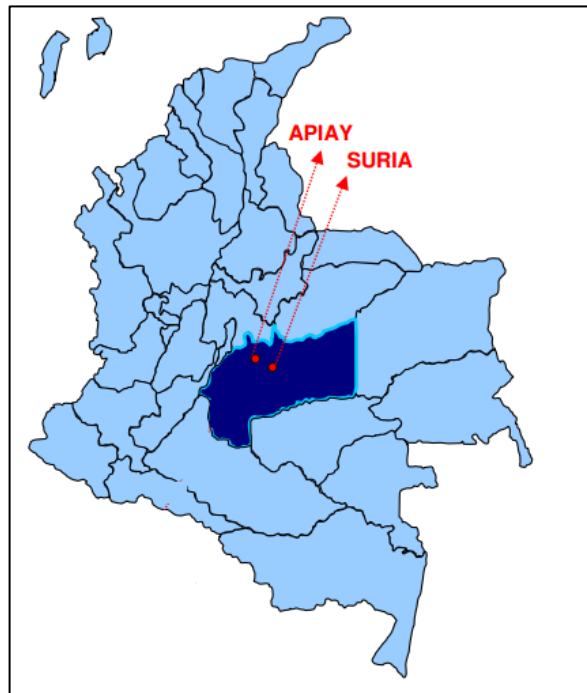
La sub-cuenca Apiay-Ariari se localiza al suroccidente de la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia. Está limitada por el piedemonte llanero y el sistema de fallas Upia-Guicàramo al oeste, el paleoalto de Cumaral al norte, y la serranía de la Macarena al sur, definiendo un área aproximada de 30.000 km². Pertenecen a ésta subcuenca los campos petroleros de Apiay y Suria.

Un volumen estimado de aceite original de 900 MBLS se encuentra almacenado en rocas de edad Cretácea y Terciaria en la subcuenca Apiay-Ariari (Salamanca et.al., 1995). El 50 % de este volumen pertenece a la unidad operacional K-2,

principal almacenador y objetivo exploratorio de la sub-cuenca, y el volumen restante se localizaría en rocas de las unidades operacionales K-1, y T-1. Los porcentajes de acumulación en estas dos unidades constituyen tema de discusión ya que no existe un cálculo volumétrico preciso de las mismas.

2.2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.

FIGURA 14. Localización geográfica de los campos Apiay y Suria



FUENTE. Ecopetrol.

2.2.1. Campos Área Apiay-Ariari

Los campos que pertenecen al área Apiay-Ariari son Apiay, Suria y Libertad-Reforma localizados al oriente del Departamento del Meta (Colombia), 32 km al SE de la Ciudad de Villavicencio con un área aproximada de 30.000 Km². La vía

principal de acceso es la carretera Villavicencio Puerto López. Definida por las siguientes coordenadas geográficas con origen Bogotá

Norte	Este
934.000 m	1'064.000 m
948.000 m	1'080.200 m

2.2.2. Localización geológica de la cuenca

La subcuenca Apiay-Ariari se localiza al suroccidente de la cuenca de los llanos orientales en la cual se encuentran ubicados los campos de Castilla, Chichimene, Libertad-Reforma, Suria y Apiay. Fisiográficamente es un área plana con alturas sobre el nivel del mar entre los 180 y 350 metros, está limitada por el piedemonte llanero y el sistema de fallas Upia-Guicaramo al oeste; el paleoalto de cumaral al norte y la Serranía de la macarena al sur. Está caracterizada por una tectónica intensa manifestada en fallas inversas, fallas de distensión y pliegues asociados.

2.2.3. Estratigrafía

Las rocas del precámbrico conformadas por rocas ígneas y metamórficas de alto grado afloran en los costados oriental y occidental de la cuenca, formando el escudo Guayanés y constituyen el basamento relativamente rígido sobre el cual se ha depositado toda la columna sedimentaria. Las rocas de mayor edad (paleozoico temprano), contienen en su parte inferior, esquistos, calizas dolomitizadas, lavas almohadilladas, shales, intrusiones diabasicas, granitos y conglomerados y en la parte superior, shales, arcillolitas y areniscas arcósicas de ambientes marinos someros.

Sobre estos sedimentos, rocas ígneas y metamórficas del paleozoico, descansan discordantemente sedimentos del cretáceo tardío representando el principal aporte de sedimentos mesozoicos; en el área de Arauca, al norte de la falla de caño limón solamente han sido reportados depósitos aislados de sedimentos triásicos y jurásicos.

Las unidades operacionales de los campos Apiay-Suria, comprenden en el área de estudio la secuencia del cretáceo superior, y se divide en las unidades operacionales K2 de edad coniaciano y la unidad operacional K1 que comprende desde el santoniano hasta el eoceno inferior. La unidad K1 normalmente se divide en K1 superior, K1 medio y K1 inferior.

El primer estado de esta mega secuencia está ausente en la cuenca y representa la depositación de las rocas más prolíficas en generación en las cuencas piedemonte, del alto y medio magdalena (formaciones la Luna, Villeta y Gachetá respectivamente). El segundo pulso de sedimentación reinicio en el paleoceno con la depositación de las formaciones Barco y los cuervos en la parte noroccidental de la cuenca de los llanos. Posteriormente, la cuenca experimento un hiatus de aproximadamente 16 millones de años. La depositación se reinició en el Eoceno Tardío con la depositación de la formación Mirador, caracterizada por areniscas de grano fino a grueso con esporádicos conglomerados e intercalaciones limosas y arcillosas.

En el área de Apiay-Ariari la correspondiente unidad T2, se deposita en un sistema fluvial de corrientes entrelazadas. Durante el Oligoceno y el Mioceno temprano, la depositación de la formación carbonera compuesta de shales, limos y arcillas con escasas capas de areniscas y capas de carbón al topo, refleja cuatro ciclos de influencia marina en depósitos de planicie deltaica. Hacia el topo se encuentra un marcador ampliamente correlacionable (lutita E) compuesta de arcillolitas gris-azulosas.

TABLA 4. Columna estratigráfica de la cuenca de los llanos orientales.

Era	Período	Época	Edad	Formaciones
CENOZOICO	Cuaternario	Pleistoceno Plioceno	Tardío Temprano	Guayabo
	Terciario	Mioceno	Tardío medio	Shale León
		Oligoceno	Temprano Tardío	Formación Carbonera Areniscas Superiores Lutita E Unidad C1 Areniscas Carbonera Unidad C2 Lutita E3 Unidad T1 Unidad E4
		Eoceno Tardío	Temprano Tardío	Formación Mirador Unidad T2
MESOZOICO	CRETACEO	Paleoceno	Priaboniano	Hiato
		Tardío	Mastrichtiano Campaniano Santoniano Coniaciano Turoniano Cenomamiano	Formación Guadalupe K1 K2
			Temprano	Albiano Aptiano

FUENTE: Ecopetrol

La formación León compuesta de arcillolitas verdes y grises depositada bajo ambiente marino somero, sobreyace concordantemente a esta secuencia, manteniendo el registro de una elevación global del nivel del mar y el levantamiento y deformación de la cordillera oriental, lo que genero el aislamiento de la cuenca de los llanos y del valle medio del Magdalena. Finalmente, se presenta la depositación de areniscas de grano grueso y conglomerados con esporádicos shales y capas de lignitos correspondientes a la formación Guayabo-

Necesidad. La unidad operacional K2 ha sido objetivo principal de producción en los campos de la superintendencia. Su mecanismo de producción es por empuje de agua activo, lo cual ha permitido un mantenimiento natural de la presión de yacimiento, pero también de su alto drenaje y altos cortes de agua y en aumento. En la tabla 4. Se muestra la columna estratigráfica de la cuenca de los llanos orientales.

2.2.4. Unidad operacional K1 (Formación Chipaque)

La unidad K1 de sedimentos paleozoicos es correlacionable con la formación Chipaque y el grupo Guadalupe. La unidad Operacional K1 representa depósitos durante el periodo de máxima trasgresión cretácea, consiste de seis unidades genéticas bien diferenciadas donde las dos unidades inferiores (K1L2, K1L1) de constitución arcillosa, litológicamente se componen de shales negros, limosos, masivos, con módulos de pirita.

Las unidades del K1 Medio (K1M3, K1M2, K1M1) presentan intercalaciones de areniscas bioturbadas de grano fino, localmente carbonosa y shale negro, corresponden a depósitos de frente costero meso mareal en su parte inferior y superior, mientras en su desarrollo medio corresponde a evoluciones tipo delta de dominio fluvial.

La unidad genética superior (K1U1) formada por areniscas de grano medio grueso, con estratificación cruzada tabular de gran escala y lentes carbonosos, representa depósitos de corrientes fluviales entrelazadas durante el Eoceno representando una clara disconformidad estratigráfica en esta secuencia.

La unidad K1 se encuentra suprayacente en forma paralela a la unidad K2.

En el caso de la unidad K1 inferior, siendo la unidad de interés particular y en la cual se centra toda la atención de este proyecto de investigación, ha sido dividida

en cinco unidades, comenzando por la unidad 1 en la parte superior, y la unidad 5 en la parte inferior. La unidad inferior, ha sido denominada “tope hidráulico”, por considerar que tiene comunicación hidráulica con la unidad K2, teniendo por lo tanto influencia del mismo acuífero activo de la unidad K2.

En las cinco unidades la base de la superior corresponde al tope inferior, las cuales han sido denominadas de la siguiente manera:

TABLA 5. Unidades K1 inferior

Unidad	Tope	Base
1	MFS5	SB4
2	SB4	MFS3
3	MFS3	MFS3-2
4	MFS3-2	HIDRÁULICO
5	HIDRÁULICO	TOPE K2

FUENTE: Ecopetrol.

EL mecanismo de producción básico de la unidad K1 inferior se estima que es por gas en solución y empuje parcial de agua exceptuando la unidad 5, la cual tiene empuje hidráulico activo.

2.2.5. Campo Apiay.

El campo Apiay pertenece a la gerencia llanos de Ecopetrol y está localizado aproximadamente a 30 kilómetros al Sudeste de la ciudad de Villavicencio dentro de las coordenadas Gauss con origen Santa Fe de Bogotá, Norte 941.250 a 946.200 y este 1075600 a 1078800. Geográficamente es un área plana con alturas que oscilan entre 220 y 320 metros sobre el nivel del mar. La principal vía de acceso es la carretera que de Villavicencio conduce a puerto López. Figura 14.

Campo Apiay fue descubierto por el pozo Apiay-1, en diciembre de 1981, el cual se completó como productor de aceite (24°API) en el cretáceo superior unidad K-2 después que Chevron obtuviera descubrimientos de exploración comercial en esta zona en 1969. (Campo Castilla y Chichimene).

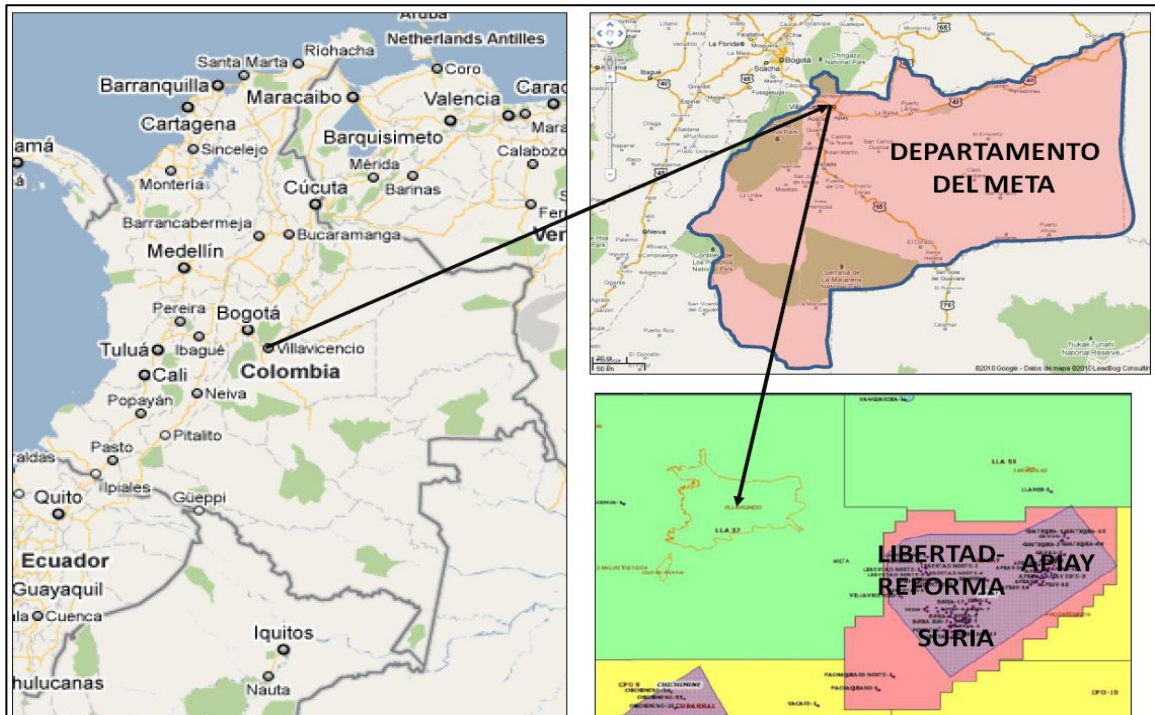
Posteriormente se perforaron los pozos Apiay 2 y Apiay 3, de los cuales el Apiay 2 resulto seco y el Apiay 3 inicio producción en diciembre de 1982. En marzo de 1983, después de comprobar la producción comercial por medio de pruebas efectuadas en los pozos Apiay 1 y Apiay 3, se inició oficialmente la explotación de hidrocarburos del campo Apiay.

2.2.6. Campo Suria.

Este campo está conformado por los pozos denominados Suria, Suria Sur, Pompeya, Austral, Tanané, Quenane, Guayuriba. La estructura de Suria, está constituida por un anticlinal asimétrico fallado en su flanco Sureste, y con algunas fallas normales cortándolas transversalmente. La dirección del eje del anticlinal es N40E, el límite oriental lo constituye la falla de Suria, de carácter inverso convergencia noreste, de alto ángulo y en general con características similares a la de Apiay, por cuanto están relacionadas genéticamente. Las fallas normales que cortan casi perpendicularmente la estructura principal, son de menor desplazamiento vertical (10-40 pies).

En el bloque adyacente a la falla de Suria se desprende una falla que conecta con la de Apiay, la cual es bastante clara en la sísmica y posiblemente está asociada con áreas de Wrench. En este mismo bloque, contra la falla de Suria se presentan algunos cierres estructurales como el del pozo Dino-1 y otros hacia el Sudoeste que podrían ser objetivos exploratorios en el futuro.

FIGURA 15. Localización geográfica Apiay Suria-departamento del meta.



FUENTE: Alternativas técnico económicas de perforación para el futuro desarrollo de los campos de la superintendencia de operaciones Apiay.

Los campos Apiay-Suria son bastante heterogéneos y presentan variaciones laterales de facies en los diferentes paquetes arenosos, se observa que algunos paquetes arenosos de varias unidades tienen buen desarrollo, mientras que otros pozos están muy mal desarrollados y por ende se tienen pobres propiedades petrofísicas.

Desde el punto de vista de la geometría de la fractura, esta heterogeneidad podría determinar el éxito o el fracaso del fracturamiento, en donde se describe como la formación se deformaría bajo un cambio de esfuerzos, es decir, a partir de la heterogeneidad presente en la formación se presentaría también el contraste entre propiedades elásticas de la roca, lo que determinaría la propagación de la fractura

en busca de los resultados esperados en cuanto a longitud media y conductividad optima de la fractura para el buen desempeño del índice de productividad del pozo. Además, junto con el estado de esfuerzos y el régimen de fallas, la secuencia sedimentaria puede definir el estado de relajación o compresión de la formación a fracturar y de esta forma evaluar el grado de confinamiento que la fractura podría alcanzar a través de la formación.

En la tabla 6, se presentan las principales características que definen al yacimiento K1 inferior en los campos Apiay-Suria.

TABLA 6. Características del yacimiento K1 inferior campo Apiay, Suria

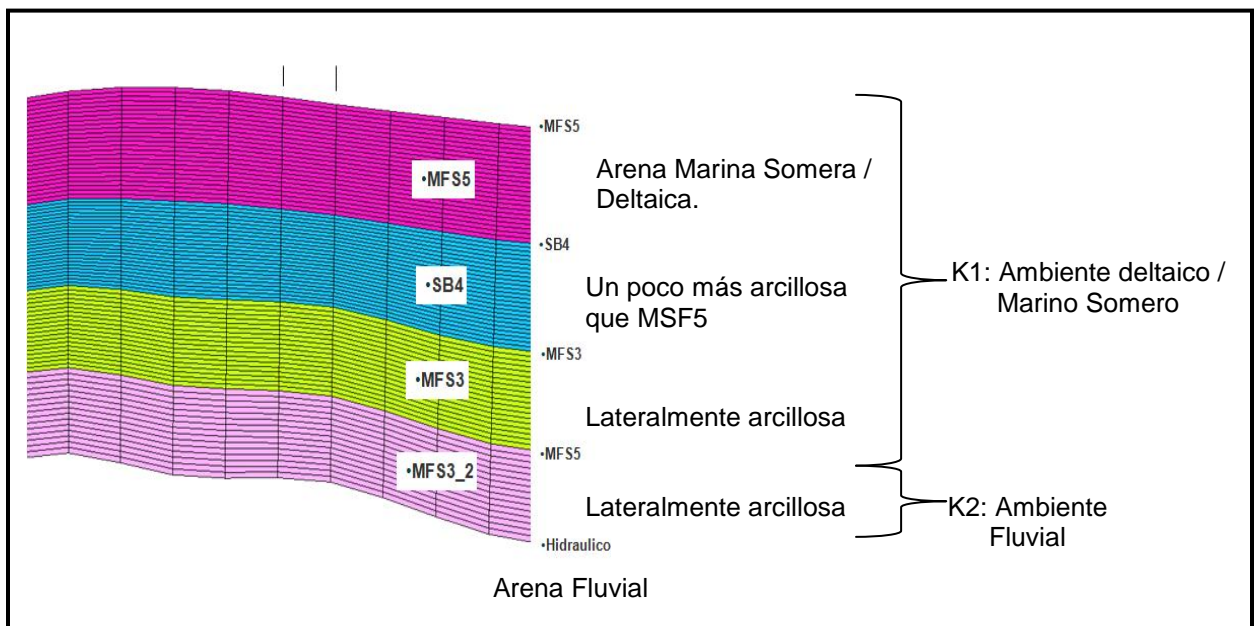
Campo	Suria	Apiay
Espesor petrolífero original	30-60 pies	20-40 pies
Índice de productividad	0.1 a 3.5 BOPD/psi	0.1 a 2 BOPD/psi
Porosidad	12-14%	12-14%
Permeabilidad	50 a 400 md	30 a 300 md
Volúmen de arcilla	15-25%	15-25%
Saturación de agua	20-25%	25-25%
Presión inicial de yacimiento	4500 psia a 9700 pies TVDss	4457 psia a 9700 pies TVDss
Gravedad API	33 API	31 API
Punto de burbuja	3200 psia	1600-2500 psia
GOR	1608 PC/BI	2217 PC/BI
OOIP	68 MBIs	56.24 MBIs
Reservas Iniciales	20 MBIs	15 MBIs
Viscosidad(T yto)	0.33 cp	0.5 cp
Temperatura @ yto	235°F	245°F

FUENTE: Factibilidad de inyección de agua de producción en los campos Apiay, Suria y libertad de la SOA

2.3. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS HIDRÁULICAMENTE FRACTURADOS EN LOS CAMPOS APIAY Y SURIA.

En el horizonte K1 inferior, unidades MFS5, SB4, MFS3, MFS3_2, (**Figura 16**). De los campos Apiay y Suria se realizaron tratamientos de estimulación por fracturas hidráulicas en 19 pozos, teniendo en cuenta parámetros de diseño encontrados en la operación de Datafrac para cada pozo, con el fin de incrementar la tasa de producción de aceite y gas.

FIGURA 16. Unidades del horizonte productor K1 Inferior: 4 Zonas de arenas arcillosas y shales cuyo espesor varía entre 6 y 50 ft.



FUENTE: Ecopetrol.

Cabe destacar que algunos pozos producen de diferentes intervalos fracturados (unidades MFS5, SB4, MFS3, MFS3_2) y a cada intervalo corresponde una presión neta, pero al carecer de datos de producción de cada uno de estos intervalos y solo disponer de la producción total del pozo, la presión neta para los

pozos: Apiay 29, Apiay 5, Apiay 7, Apiay 14, Gaván 4, Austral 1R, Guayuiba 1, Ocoa 1, Suria Sur 14, Tanané 1, Suria 14, Suria 17, Suria Sur 8, es el promedio de las presiones netas presentes en todas las unidades productoras pertenecientes al mismo pozo.

Los datos de producción post-fractura se encuentran consignados en la siguiente tabla.

TABLA 7. Producción post-fractura Pozos Apiay-Suria.

Pozo.	Pneta[psi].	Producción.		
		BOPD antes.	BOPD esperada.	BOPD después.
Apiay 29	1027,66	51	250	73
Apiay 5	2591	173,15	389	655,34
Apiay 7	3202	38,43	200	343,75
Apiay 14	2145	79,34	269	103,85
Apiay 22	1996	26,41	400	53,61
Gavan 4	2211,33	49,67	500	635,48
Austral 1R	4249	0	300	196,54
Guayuiba 1	1167,33	167,6	500	534,05
Ocoa 1	1209,08	3,68	200	7
Suria Sur 14	3497	0	500	833
Suria Sur 21	2977	0	350	83,15
Suria Sur 22	2031	37,53	350	252,5
Tanané 1	3562	0	250	41,61
Suria 3	1804,2	30,66	250	47,27
Suria 10	1702	123,46	313	724,61
Suria 14	4279	0	400	626,46

Suria Sur 5	4266,8	126,31	350	280,65
Suria Sur 8	4122	41,25	250	545,91
Tanané 3	851	39,91	253	14,68

FUENTE: Ecopetrol

En todos los pozos resaltados en amarillo no cumple el concepto que se tiene en los Estados Unidos, donde presiones netas mayores a 1000psi tendrían malos resultados de producción.

Como era de esperarse, inmediatamente después de realizado el tratamiento, la producción de los pozos incrementó alcanzando en algunos de ellos los estándares deseados o calculados anteriormente y en otros una producción menor a la esperada, Tabla 7. Lo que ocasiona una búsqueda inmediata de los factores que podrían estar causando este déficit en producción.

Al presentarse este último caso (producción menor a la esperada), es un objetivo ingenieril identificar una causa y definir una pronta solución enfocándose primeramente en sucesos como el mal cálculo de la capacidad del yacimiento, incompatibilidad de fluidos y geometría de fractura. No se puede asegurar que estos parámetros no sean influyentes en el no éxito de la operación ya que no hay evidencias de incompatibilidad de fluidos, es decir no es claro que haya daño en la formación por esta causa. En cuanto a la geometría no se tiene evidencia de geometría real porque no se corrió micro sísmica, por lo tanto se requiere asociar este problema con otros factores como la presión neta, y observar si hay o no influencia en la producción, teniendo en cuenta en nuestro caso, que el área de estudio donde se encuentran los campos Apiay y Suria presentan altas presiones netas por el confinamiento geológico de la zona.

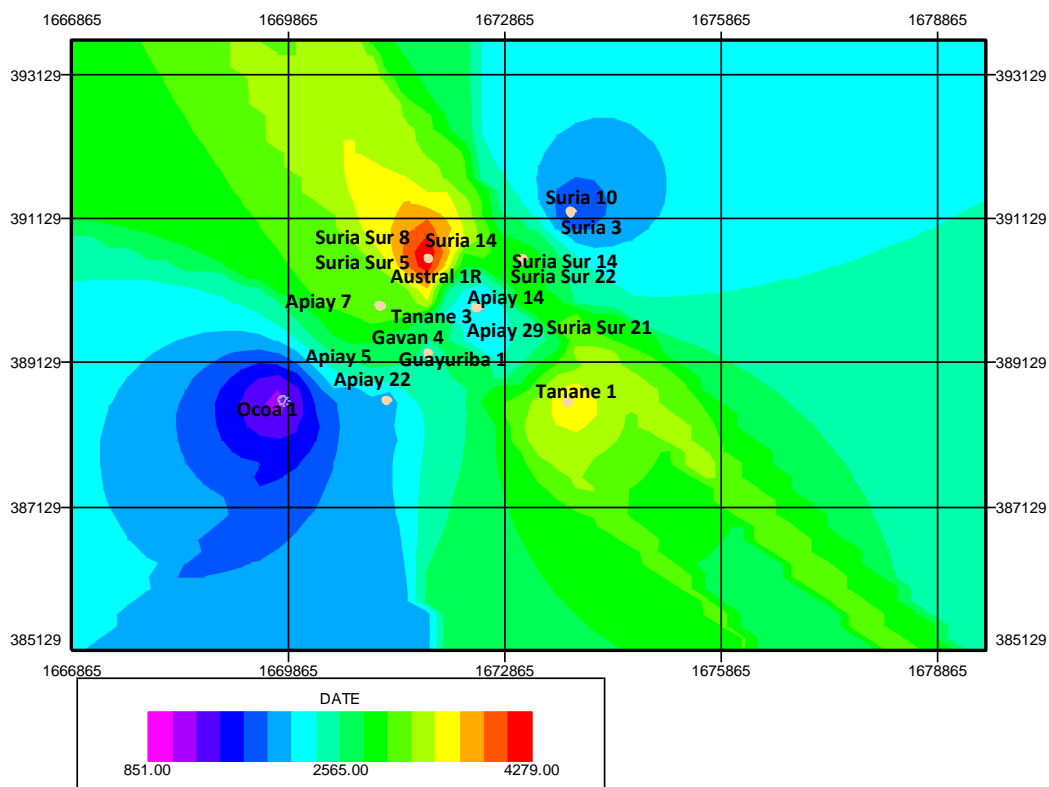
Para relacionar este factor, es necesario definir las áreas donde se encuentre un efecto negativo de la alta presión neta “mayor a 1000 psi” sobre el incremento de productividad de los pozos fracturados, o donde los resultados muestren ser

considerablemente menores a la media de los pozos fracturados en los campos Apiay y Suria.

Con ayuda de una de las herramientas “mapas de superficie” del software de análisis de producción, pronóstico y vigilancia para yacimiento y pozo: OFM (Oil Field Manager) de la compañía Schlumberger, se crea una guía en función de altas presiones netas con el fin de permitir un mejor entendimiento de las zonas que presentan estas altas presiones netas.

El color de la zona representa la intensidad de la presión neta. El rango de colores abarca desde rosado magenta a un rojo fuerte, es decir, la zona de color rojo, indica la mayor presión neta y la zona de color rosado magenta relacionará la presión neta menor. Figura 17.

FIGURA 17. Mapa de superficie en función de presiones netas de pozos fracturados de los campos Apiay y Suria.



FUENTE: Autores, Software OFM.

La menor presión neta: 851psi pertenece al pozo Tanane 3 y la presión neta mayor 4266,8 psi corresponde al pozo Suria Sur 5. Por lo cual, la zona de color magenta representa el pozo Tanane 3 y la zona de color rojo fuerte representa el pozo Suria Sur 5.

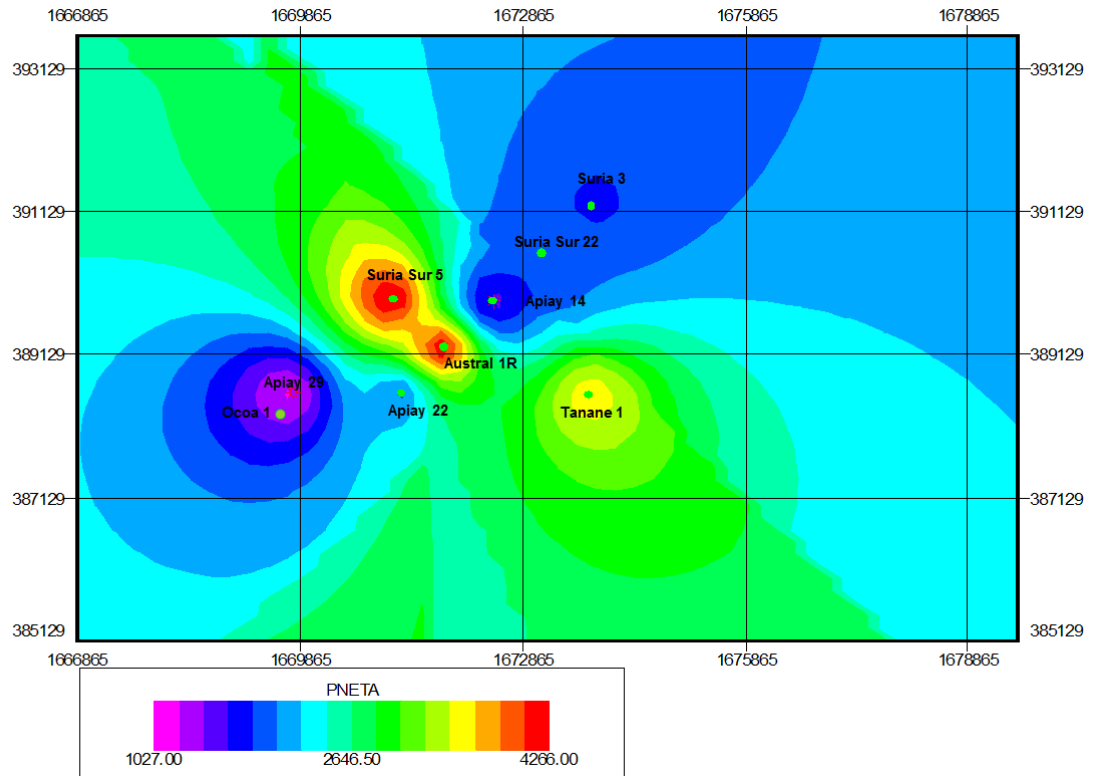
A continuación se tabulan los datos de producción y presión neta en esta área. Estos 9 pozos son el motivo de estudio en esta investigación, al no responder correctamente en producción a los pronósticos realizados.

TABLA 8. Producción post-fractura pozos estudio.

Pozo.	Pneta[psi].	Producción.		
		BOPD Antes.	BOPD esperada.	BOPD después.
Apiay 29	1027,66	51	250	73
Apiay 14	2145	79,34	269	103,85
Apiay 22	1996	26,41	400	53,61
Austral 1R	4249	0	300	196,54
Ocoa 1	1209,08	3,68	200	7
Suria Sur 22	2031	37,53	350	252,5
Tanané 1	3562	0	250	41,61
Suria 3	1804,2	30,66	250	47,27
Suria Sur 5	4266,8	126,31	350	280,65

FUENTE: Ecopetrol

FIGURA 18. Mapa de superficie en función de presiones netas de pozos fracturados de los campos Apiay y Suria de los 9 pozos que no responden correctamente en producción a los pronósticos realizados.



FUENTE: Autores, Software OFM.

Para este mapa de superficie, la menor presión neta: 1027,66 psi pertenece al pozo Apiay 29 y la presión neta mayor 4266,8 psi corresponde al pozo Suria Sur 5. Por lo cual, la zona de color magenta representa el pozo Apiay 29 y la zona de color rojo intenso representa el pozo Suria Sur 5.

Los esfuerzos tectónicos y la deformación surgen del movimiento de las placas tectónicas, así Los campos Apiay y Suria al encontrarse ubicados en el piedemonte llanero presentan una tectónica de placas activa.

La deformación tectónica es la cantidad agregada o sustraída de la componente de deformación horizontal. Si un incremento de deformaciones tectónicas es

aplicado a las formaciones rocosas, estas deformaciones añadirán una componente de esfuerzos en una roca elástica.

La tectónica agrega un componente de esfuerzos a la roca, de esta manera, el esfuerzo horizontal, además de ser afectado por la presión de poro, se verá influenciado por el componente tectónico, como se observa en las siguientes formulaciones matemáticas:

$$\sigma_h = \sigma'_h + \alpha P_r + \varepsilon_{tec} E \quad 2.1$$

Donde,

σ : Esfuerzo total (psi).

α : Constante de Biot.

ε_{tec} : Esfuerzo tectónico.

σ' : Esfuerzo efectivo (psi).

P_r : Presión de poro (psi).

E : Módulo de Young.

De otra manera:

$$\sigma_h = \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) (\sigma_v - \alpha P_r) + \alpha P_r + (\varepsilon_{tec} E) \quad 2.2$$

Donde,

ν : Relación de poisson.

σ_v : Esfuerzo de sobrecarga u overburden (psi).

α : Constante de Biot.

P_r : Presión de poro (psi).

ε_{tec} : Deformación tectónica.

E : Módulo de Young.

Si no hay presencia de fuerzas tectónicas, todos los esfuerzos serían los mismos en la dirección horizontal. Desde que vemos las fuerzas tectónicas, tendemos a notar a uno de nuestros esfuerzos horizontales será mayor que el otro, porque las fuerzas tectónicas tienden a alinearse con los componentes geológicos que las causan (fallas, deslizamientos, etc.) y por lo tanto no son iguales en todas las direcciones.

2.3.1. Constante de Biot.

La constante de Biot describe la eficiencia de la presión del fluido en contrarrestar el esfuerzo total aplicado. Modifica la ley de Terzagui, quién en 1923, introdujo el concepto de esfuerzo efectivo para la consolidación unidimensional y propuso la siguiente relación:

$$\sigma = S - P_p \quad 2.3$$

Donde,

S : Esfuerzo total aplicado.

σ : Esfuerzo efectivo que gobierna la consolidación del material.

P_p : Presión de poro (psi).

Modificada por Biot:

$$\sigma = \sigma' + \alpha P_r \quad 2.4$$

σ : Esfuerzo total (psi).

σ' : Esfuerzo efectivo (psi).

α : Constante de Biot.

P_r : Presión de poro (psi).

Por definición el rango de valores de α esta entre 0 y 1.0, usualmente asumido entre 0.7 y 1.0 para yacimientos de petróleo.

Si la constante de biot es igual a 1, esto significa que el fluido en el poro tiene una eficiencia máxima en contrarrestar el esfuerzo total del overburden y además implica que el esfuerzo efectivo de la roca es bajo, una pesimista condición para la falla de la roca.

Si la constante de biot es menor a 1, significa que la presión del fluido en el poro es menos eficiente en contrarrestar el esfuerzo total del overburden y el esfuerzo efectivo de la roca es mayor o casi igual

El esfuerzo total aplicado a la roca (S) será la combinación del esfuerzo que los granos de la roca ejercen (Esfuerzo efectivo) y el esfuerzo que los fluidos dentro del yacimiento tomarán (Presión de poro*Biot).Una constante de Biots más

grande significa que los fluidos ejercerán más esfuerzo, por lo tanto, el esfuerzo aplicado en los granos de la matriz decrecerá.

El contraste entre el mínimo esfuerzo horizontal in situ y el máximo esfuerzo horizontal in situ, genera también un efecto importante. Si los esfuerzos están en una dirección significativamente diferente de la orientación de la propagación de la fractura inicial, la fractura tomará un cambio radical en dirección en cualquier punto.

Cuando los esfuerzos horizontales son muy similares, el cambio en la dirección será acompañado con mucho ancho de fractura. Sin embargo, cuando hay un gran contraste entre estos esfuerzos, el cambio en dirección será más abrupto e introducirá una reducción dramática en ancho destacando una restricción en flujo.

Los grandes contrastes en esfuerzos horizontales son típicamente encontrados en formaciones que experimentan actividad tectónica y otras que experimentan actividad geológica. Por lo tanto, es razonable asumir que la formación Guadalupe la cual se encuentra en un área geológicamente activa o con una historia significativa de fallas, tiene una tendencia incremental hacia la tortuosidad.

La tortuosidad sumada a la fricción por perforados es equivalente a la fricción cerca a la cara de pozo o NWBF (near wellbore friction). Al encontrarse la formación Guadalupe una zona tectónicamente activa, la tortuosidad es alta y por consiguiente, la fricción cerca a la cara de pozo también lo será. En un fracturamiento, la presión de tratamiento de superficie es manejada por la presión de tratamiento de fondo (BHTP), la cual a su vez es manejada por la presión de los fluidos dentro de la fractura. La alta fricción cerca a la cara de pozo sumada a la presión de los fluidos en la fractura, hacen que la presión de fondo de tratamiento (BHTP) sea más alta de lo que debería ser. Debido a que las medidas de presión de cierre no son afectadas por la NWBF (ellas son tomadas bajo condiciones estáticas, cuando toda la presión de fricción es cero), la NWBF tiene el efecto de hacer la Presión neta más alta que lo que realmente es.

De esta manera, una zona tectónicamente activa puede destacarse como una razón de gran influencia en la presencia de presiones netas altas, ya que como se observa anteriormente, una nueva componente es agregada al esfuerzo horizontal (ε_{tec} = deformación tectónica) y ésta componente al ser alta, genera un alto contraste entre los esfuerzos horizontales, haciendo que una alta tortuosidad se presente. Esta alta tortuosidad, a su vez incrementa la fricción cercana a la cara de pozo, la cual sumada a la presión de los fluidos en la fractura, hacen que la presión de tratamiento en fondo sea más alta de lo que debería ser. Entonces, si la presión de tratamiento en fondo es alta, la presión neta también lo es.

$$P_{neta} = BHTP - P_c$$

2.5

3. CÁLCULO DEL INCREMENTO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS FRACTURADOS Y VERIFICACIÓN DE UNA POSIBLE RELACIÓN CON LA PRESIÓN NETA

En este orden de ideas y teniendo en cuenta la definición de índice de productividad como la medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir, en este capítulo se comparan los resultados de productividad en términos de índice de productividad a partir del comportamiento de producción de los pozos fracturados observado en el capítulo anterior, nueve de los cuales son motivo de estudio. Posteriormente se evalúa una posible relación existente entre el IP y la presión neta.

3.1. INDICE DE PRODUCTIVIDAD (J)

Un indicador importante del comportamiento de los pozos hidráulicamente fracturados es el Índice de Productividad (J) el cual fue desarrollado asumiendo la siguiente simplificación:

- Flujo radial al rededor del pozo
- Flujo de una sola fase
- Distribución de la permeabilidad homogénea
- Formación saturada completamente con el fluido en cuestión

La presión de producción en el fondo del pozo, P_{wf} , se conoce como FBHP (flowing bottom hole pressure) y la diferencia entre ésta y la presión estática del pozo P_s se conoce como drawdown. Ecuación 3.1.

$$\text{Drawdown} = \Delta P = P_s - P_{wf} \quad 3.1$$

La relación entre la tasa de producción de un pozo y el drawdown para esta tasa en particular es denominada índice de productividad, (J) que se simboliza con la letra J. Ecuación 3.2.

$$J = \frac{q}{P_s - P_{wf}} \left[\frac{\text{bl/día}}{\text{lb/pulg}^2} \right] \quad 3.2$$

A menos que se especifique otra cosa, el IP se basa en la producción neta de fluidos (agua, aceite). El índice de productividad específico J_s , es el número total de barriles de líquido, a condiciones de almacenamiento producidos por día por cada psi de drawdown y por cada pie de espesor de la formación productora. Es decir:

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{q}{h(P_s - P_{wf})} \left[\frac{\text{bl/día}}{\text{lb/pulg}^2} \right] \quad 3.3$$

Donde,

h= espesor de la capa productora medido en pies.

Para el flujo radial de un líquido homogéneo de poca compresibilidad dentro de un yacimiento horizontal y uniforme, se tienen las siguientes expresiones:

$$J = \frac{q}{(P_s - P_{wf})} = \frac{0,0070802kh}{B_o \mu \ln(r_e/r_w)} \left[\frac{\text{bl/día}}{\text{lb/pulg}^2} \right] \quad 3.4$$

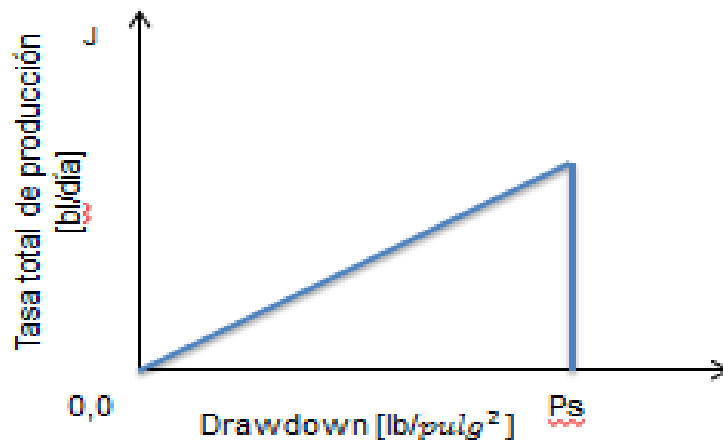
$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{0,0070802k}{B_o \mu \ln(r_e/r_w)} \left[\frac{\text{bl/día}}{\text{lb/pulg}^2} \right] \quad 3.5$$

La mayoría de los parámetros a la izquierda son constantes, lo que permite juntarlos en un solo coeficiente llamado Índice de productividad (J)

$$q = J (P_s - P_{wf}) \quad 3.6$$

Esta ecuación de estado nos dice que el influjo de líquido en el pozo es directamente proporcional al drawdown, por tanto, la relación entre q y ΔP es una línea recta que pasa por el origen y tiene una pendiente J. Figura 19.

FIGURA 19. Gráfica de la tasa de producción contra el drawdown: índice de productividad constante.



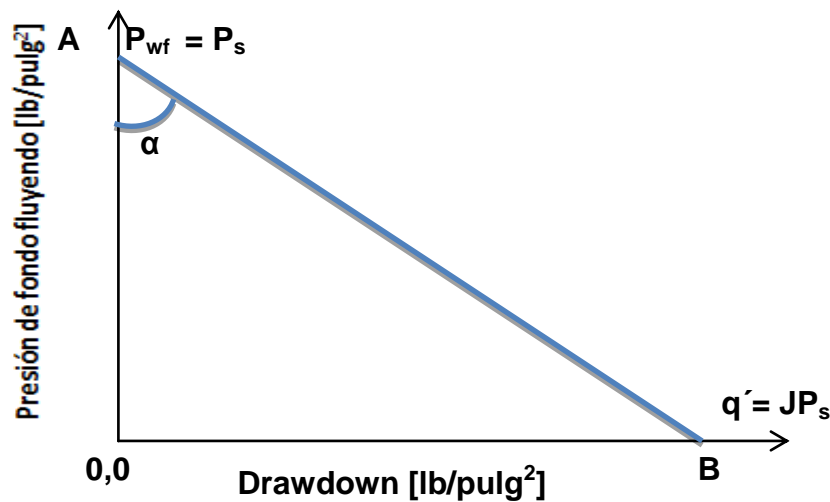
FUENTE. NIND, T.E.W. Modificada de Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros.

Para un momento de la vida del yacimiento, P_s tiene un valor específico, por lo que si J es una constante, al graficar P_{wf} contra q se obtiene una línea recta. Figura 20. El ángulo que forma esta línea con el eje de presión es tal que:

$$\text{Tan}\alpha = \frac{OB}{OA} = J$$

3.7

FIGURA 20. Representación gráfica del J.



FUENTE. NIND, T.E.W. Modificada de Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros.

El punto final de la línea de J es la presión promedio de reservorio (P_s) a caudal cero. El máximo caudal es el Potencial Absoluto de flujo a Pozo (Absolute Open Flow Potential –AOFP) y representa el máximo caudal cuando la presión dinámica de yacimiento se lleva a cero.

Cabe resaltar el comportamiento en el figura 20. Se refiere al comportamiento de la formación, es decir, a la reacción de la formación a un drawdown de presión en un pozo, de tal manera que al referirse al potencial del pozo se habla en realidad de potencial de formación, lo que se presenta cuando FBHP es cero.

3.1.1. CÁLCULO DEL INCREMENTO EN EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD PARA LOS POZOS FRACTURADOS EN EL HORIZONTE K1 INFERIOR DE LOS CAMPOS APIAY Y SURIA.

A los nueve pozos fracturados, de nuestro interés como motivo de estudio, en el horizonte K1 inferior, es necesario calcularles el índice de productividad pre y post fractura para luego identificar numéricamente el incremento o posible decremento de éste.

El cálculo del índice de productividad para los pozos se realiza mediante la siguiente expresión matemática, citada anteriormente:

$$J = \frac{q}{(P_s - P_{wf})} \quad 3.8$$

Donde,

q: Caudal total de fluidos

Ps: Presión de yacimiento [psi].

Pwf: Presión de fondo fluyendo [psi].

El incremento del índice de productividad relaciona el índice de productividad (J) post y pre fractura de ésta manera:

$$J \text{ Incremental} = \frac{J_{\text{postfractura}}}{J_{\text{prefractura}}} \quad 3.9$$

A continuación se tabulan los datos correspondientes a presión de yacimiento, presión de fondo fluyendo, los cuales fueron recolectados a través de una revisión exhaustiva de los informes de fracturamiento para cada pozo facilitados por Ecopetrol-ICP, necesarios para el cálculo respectivo de (J) pre y post fractura. Tabla 9.

TABLA 9. Cálculo de J incremental.

Pozo	Ps [psi]	Pwf [psi]	J		J Incremental
			Pre-fractura	Pos-fractura	
Apiay 29	4159	2501	0,871222793	0,292968771	0,336
Apiay 14	3400	1634	0,04957106	0,08406847	1,6959182
Apiay 22	3600	2050	0,07131957	0,20119484	2,8210327
Austral 1R	4896	3238	0	1,06175668	-----
Suria Sur 22	2895	1237	0,06559409	0,17800654	2,7137588
Tanane 1	4800	3142	0	0,04571698	-----
Suria 3	4100	2442	1,36079428	0,30098914	0,22118637
Suria sur 5	4401	2743	6,13307188	0,46759995	0,07624237
Ocoa 1	3846	2188	0,10774375	0,10455039	0,97036156

FUENTE: Autores.

El índice de productividad (J) prefractura es un promedio de todos los J calculados (ecuación 3.8) para cada mes con el caudal total (agua aceite) antes de realizado el trabajo de fracturamiento en cada pozo. Y el J pos fractura es el promedio de todos los J calculados con la información de producción de cada mes con el caudal total posterior al trabajo de fracturamiento realizado en cada pozo. El índice de productividad incremental (J incremental), es determinado con la ecuación 3.9.

En la tabla 9, los pozos Tanane 1 y Austral 1R no tienen un índice de productividad incremental puesto que no estaban produciendo antes de realizar el trabajo de fracturamiento y por consiguiente el valor del índice de productividad pre-fractura es cero. Siendo el valor de índice de productividad pos-fractura el que indica el rendimiento del trabajo de fracturamiento realizado.

Estos pozos presentan alta presión neta, mayor a 1000, y una producción menor a la esperada. En la tabla se observa que en algunos pozos el incremento del J es bajo y en otros este índice no aumenta, por el contrario decrece. Para lo que es conveniente desde un punto de vista analítico, realizar un examen que evalúe la influencia de este parámetro: presión neta, en el incremento de productividad, que como se mencionó en el anterior capítulo no es la esperada después del tratamiento.

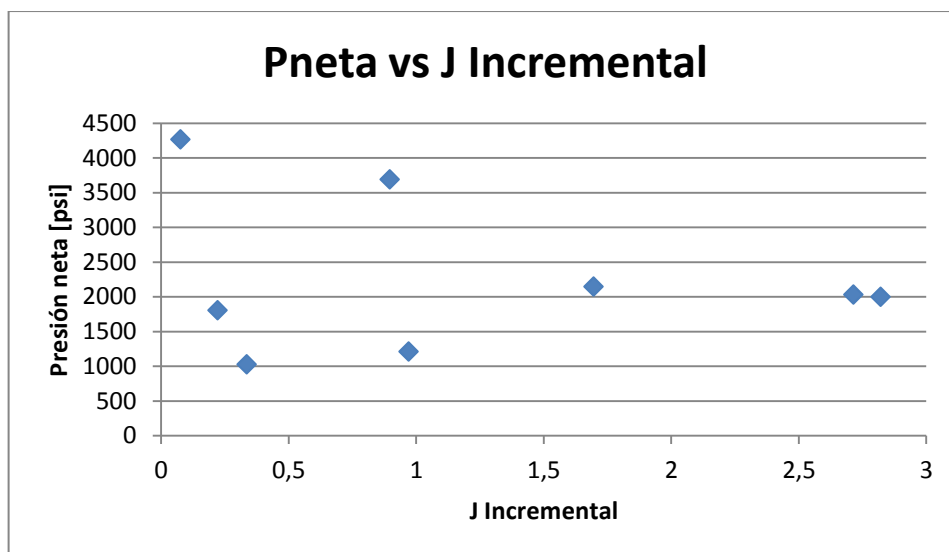
Este examen se refiere a la generación de una gráfica a partir de la cual puedan encontrarse relaciones directas o proporcionales con respecto a los parámetros estudiados, en este caso, presión neta e incremento de productividad. Tabla 10. Figura 21.

TABLA 10. Presión neta e incremento de productividad.

Pozo	Pneta	J incremental
Suria Sur 5	4266,8	0,07624237
Suria 3	1804,2	0,22118637
Apiay 29	1027,66	0,336
Tanane 1	3562	-----
Ocoa 1	1209,07	0,97036156
Austral 1R	4249	-----
Apiay 14	2145	1,6959182
Suria Sur 22	2031	2,7137588
Apiay 22	1996	2,8210327

FUENTE: Autores

FIGURA 21. Pneta vs Índice de productividad incremental para “q” total (aceite, agua).



FUENTE: Autores

En la figura no se observa ninguna tendencia a partir de la cual se puedan relacionar la presión neta y el incremento de productividad, por lo que se indaga una posible razón que pueda ser la causante de esta disparidad.

En el historial de producción de los nueve pozos fracturados se puede notar claramente que la producción de agua es mucho mayor a la producción de aceite durante la vida del yacimiento (Tabla 11), pero antes de realizar el tratamiento, la producción de agua era aún mayor que después de este, lo que podría ser un indicador de la realización de una operación de control de agua. Teniendo en cuenta esta secuencia, al disminuir la producción de agua después de la fractura, el caudal total de fluidos es menor y también el índice de productividad, al ser calculado con éste caudal de fluido total (aceite + agua).

TABLA 11. Producción de aceite y agua pre y pos fractura de los pozos estudio.

pozo	Produccion			Produccion			Produccion		
	BOPD antes	esperada BOPD	BOPD despues	BFPD antes	BFPD esperada	BFPD despues	BWPD antes	BWPD esperada	BWPD despues
Apiay 29	51	250	73	1511,28	7380,54	1225,95	1460,28	7130,54	1152,95
Apiay 14	79,34	269	103,85	80,80	273,86	291,28	1,46	4,86	187,43
Apiay 22	26,41	400	53,61	87,44	1321,84	296,61	61,03	921,84	243
Austral 1R	0	300	196,54	0,00	1493,74	1961,28	0	1193,74	1674,74
Ocoa 1	3,68	200	7	152,12	8201,58	243,65	148,44	8001,58	236,65
Suria Sur 22	37,53	350	252,5	121,32	1128,66	542,65	83,79	778,66	290,14
Tanané 1	0	250	41,61	0,00	417,03	62,62	0	167,03	21,01
Suria 3	30,66	250	47,27	2169,63	17212,93	1641,31	2138,97	16962,93	1594,04
Suria Sur 5	126,31	350	280,65	10342,55	1166,30	878,11	10216,24	816,30	597,46

FUENTE: Ecopetrol.

De la literatura se conoce que a menos que se especifique otra cosa, el índice de productividad (J) se basa en la producción neta de fluidos (agua, aceite) pero de acuerdo a la razón expuesta anteriormente, el índice de productividad se calcula solamente con el caudal de aceite. Ecuación 3.8

A estas condiciones se tiene entonces. Tabla 10. Figura 22.

TABLA 12. Presión neta y J incremental con Qo.

Pozo	Pneta	J Incremental con qo
Apiay 29	1027,66	0,11656735
Apiay 14	2145	0,5921313
Ocoa 1	1209,07	0,76380883
Austral 1R	4249	-----
Tanane 1	3562	-----
Apiay 22	1996	0,81635817
Suria 3	1804,2	0,91042644

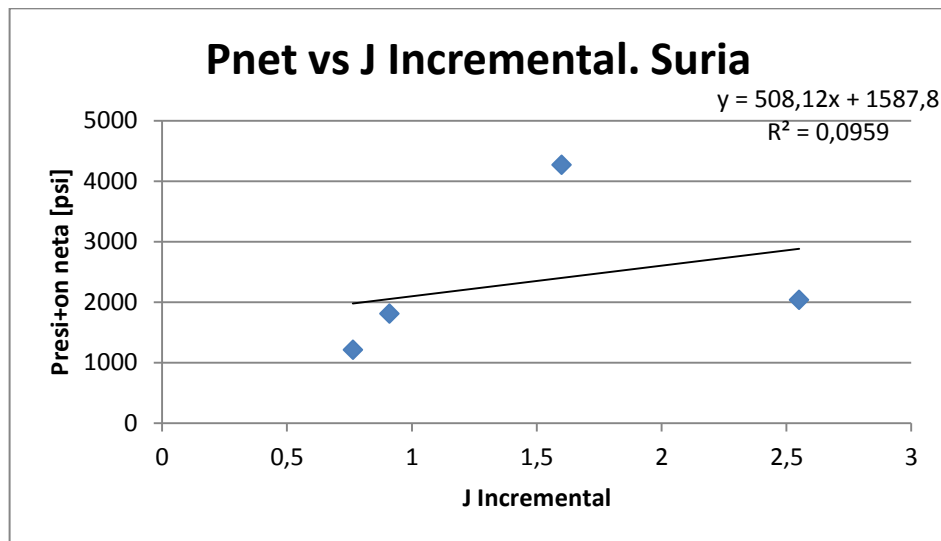
Suria Sur 5	4266,8	1,59998814
Suria Sur 22	2031	2,55081996

FUENTE: Autores

Este índice de productividad (tabla 12) es calculado con el caudal de aceite, haciendo más fácil visualizar el rendimiento del trabajo de fracturamiento realizado en cada pozo en cuanto al incremento de producción de aceite.

Con las siguientes gráficas se busca obtener una expresión matemática que modele el comportamiento del Índice de productividad incremental para Q_o en presencia de altas presiones netas en los campos Apiay y Suria.

FIGURA 22. Pnet. vs J Incremental para q_o , Suria.



FUENTE: Autores.

En esta gráfica obtenida para Suria no se observa una proporcionalidad en la tendencia. Por una parte, los campos Ocoa 1, Suria 3 y Suria sur 22 muestran una relación directa, indicando que al tener una alta presión neta se tiene un alto Índice de productividad incremental para Q_o , pero el pozo Suria sur 22 interrumpe este

comportamiento lineal, lo que podría deberse a la conductividad adimensional de fractura en conjunto con la longitud de fractura, parámetros que controlan el comportamiento de producción de los pozos fracturados.

La siguiente tabla incluye dichos parámetros además de presión neta, J Incremental total e J Incremental para q_o

TABLA 13. Parámetros necesarios. Campo Suria.

Pozo	Presión neta[psi]	J incremental total	J Incremental para q _o	Conductividad adimensional de fractura	Longitud propantada de fractura
Ocoa 1	1209,07	0,976	0,7638	2,6	192
Suria 3	1804,2	0,22118637	0,91042644	1,1	262
Suria sur 5	4266,8	0,07624237	1,59998814	0,45	105
Suria sur22	2031	2,7137588	2,55081996	1,7	104

FUENTE: Ecopetrol.

A pesar que Ocoa 1 es el pozo con mayor conductividad adimensional de fractura, es decir, que la fractura tiene capacidad de conducir al pozo el doble del volumen de flujo que la formación le suministra, es el que presenta menor Índice de productividad incremental para el aceite, esto se debe a que esa capacidad que tiene la fractura de transportar el fluido que la formación le aporta, es aprovechada en mayor parte por el agua, pues la producción de agua es muy alta comparada con la producción de aceite, antes y después de realizarse el tratamiento, de aquí las diferencias numéricas entre el J incremental total y el J incremental para q_o; comportamiento también presentado por Suria 3 y Suria sur 5.

La conductividad adimensional de fractura del pozo Suria sur 22 es óptima (1,7), lo cual asegura un excelente transporte del fluido desde la formación hacia el pozo. Este es el pozo que presenta mayor J incremental para el q_o, porque a pesar de producir volúmenes considerables de agua, la producción de aceite es mayor

comparada a la producción de aceite de los demás pozos fracturados estudiados en esta zona.

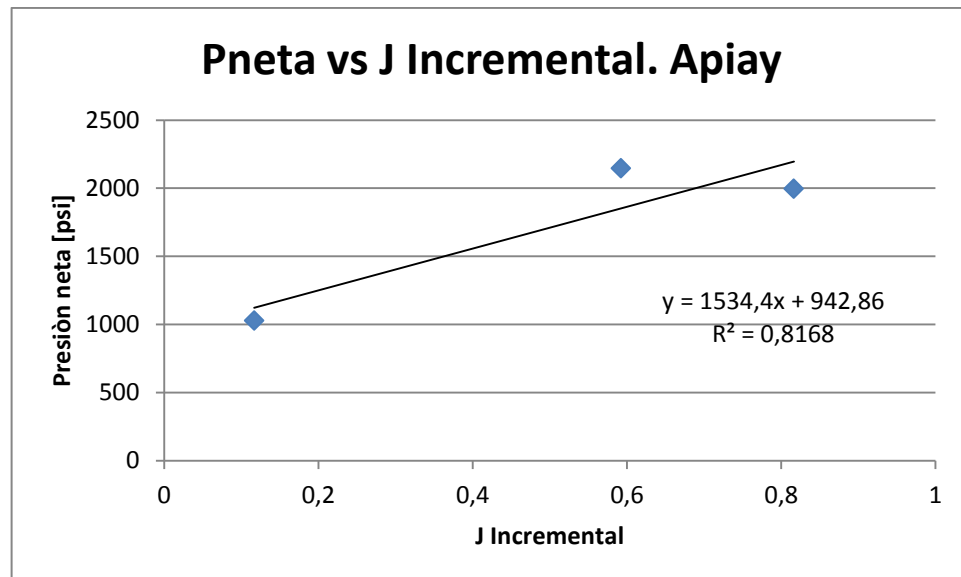
En el capítulo 4, estos parámetros, conductividad adimensional de fractura y longitud propantada de fractura son analizados y relacionados con la producción de los pozos.

Se tiene entonces la ecuación que modela el comportamiento de estos pozos fracturados en el campo Suria:

Campo Suria:

$$P_{net} = 508,12 (IP \text{ incremental}) + 1587,8 \quad 3.11$$

FIGURA 23. Pnet vs IP Incremental para qo, Apiay



FUENTE: Autores.

Para analizar el comportamiento de los pozos presentado en la gráfica, es necesario contar con los siguientes datos:

TABLA 14. Parámetros necesarios. Campo Apiay.

Pozo	Presión neta[psi]	J incremental total	J Incremental para q _o	Conductividad adimensional de fractura	Longitud propantada de fractura
Apiay 22	1996	2,8210327	0,81635817	2,62	209,04
Apiay 14	2145	1,6959182	0,5921313	2,1	350
Apiay 29	1027,66	0,336	0,11656735	1,6	251

FUENTE: Ecopetrol.

En esta gráfica obtenida para Apiay no se observa una relación directa ni proporcional, además, no existe relación de la presión neta con la conductividad adimensional de fractura ni con la longitud propantada de fractura.

El pozo Apiay 29 tiene una buena conductividad adimensional de fractura, pero es quien presenta menor J incremental para q_o, esto es debido a que el tiempo de producción de aceite después de realizado el tratamiento fue muy corto comparado con la producción pos fractura de los demás pozos.

Para estos pozos fracturados en el campo Apiay, se observa que a mayor conductividad adimensional de fractura, mayor J incremental para q_o.

Según la tendencia de la línea para la figura 23, la ecuación que modela el comportamiento de estos pozos fracturados en el campo Apiay es la siguiente:

Campo Apiay:

$$P_{net} = 1534,4 (J \text{ Incremental}) + 942,86 \quad 3.12$$

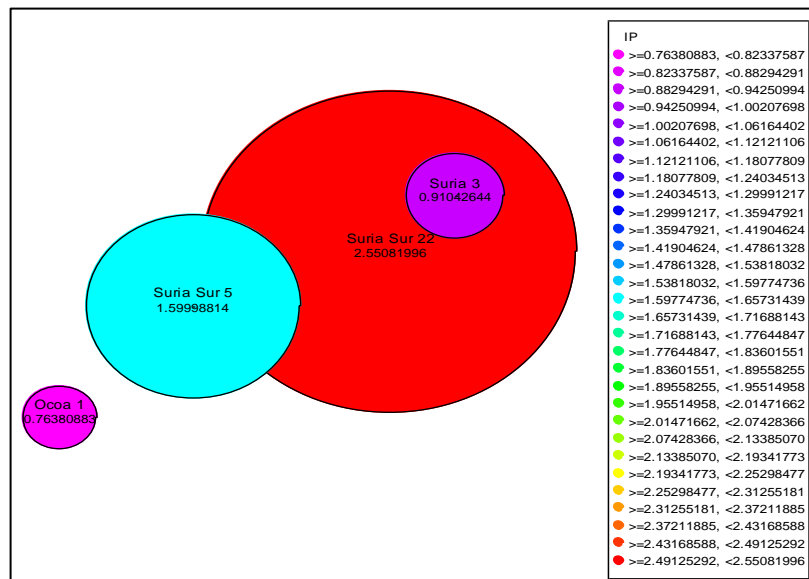
Matemáticamente no puede definirse una relación directa entre la presión neta y el índice de productividad, al no verse una tendencia definida en las figuras 22 y 23, por lo tanto, es necesario indagar los factores que pueden estar involucrados en la

baja productividad de los pozos estudiados entre los que puedan estar: permeabilidad de formación, longitud, ancho, altura y conductividad efectiva de fractura que se analizan en el próximo capítulo.

Para cada campo se generó un mapa de burbuja en función del incremento del índice de productividad para identificar los pozos donde se presente mayor y menor J incremental.

En estos mapas, la burbuja de mayor tamaño representa mayor incremento y la de menor tamaño relaciona un menor incremento del índice de productividad. Figura 24 y 25. Para el siguiente mapa de burbuja, figura 24, el menor incremento de productividad: 0,763 pertenece al pozo Ocoa 1 y el incremento de índice de productividad mayor 2.550 corresponde al pozo Suria Sur 22. Por lo cual, la burbuja de menor tamaño color magenta representa el pozo Ocoa 1 y la burbuja más grande color rojo fuerte representa el pozo Suria Sur 22.

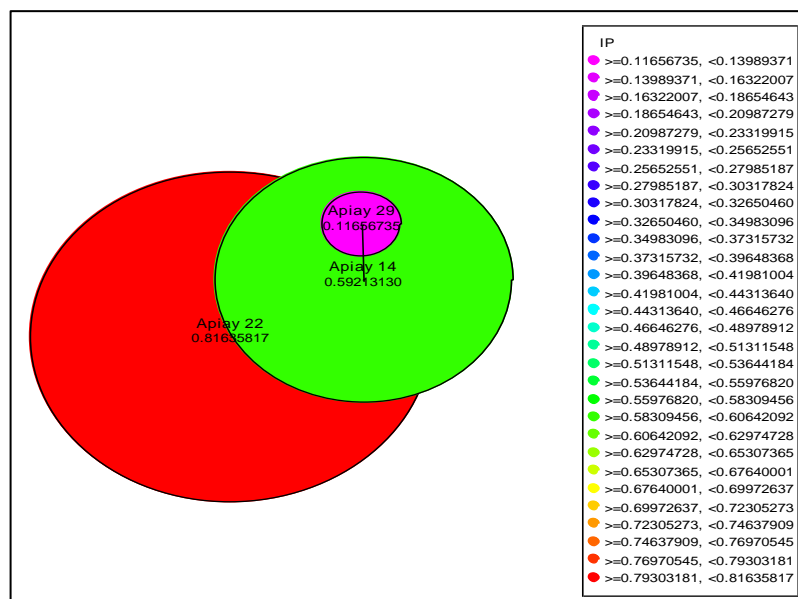
FIGURA 24. Mapa de burbuja en función del incremento del índice de productividad para pozos fracturados en el campo Apiay y Suria.



FUENTE: Autores, Software OFM.

En el siguiente mapa de burbuja, figura 25, el menor incremento de productividad: 0,116 pertenece al pozo Apiay 29 y el incremento de índice de productividad mayor 0,816 corresponde al pozo Apiay 22. Por lo cual, la burbuja de menor tamaño color magenta representa el pozo Apiay 29 y la burbuja más grande color rojo fuerte representa el pozo Apiay 22.

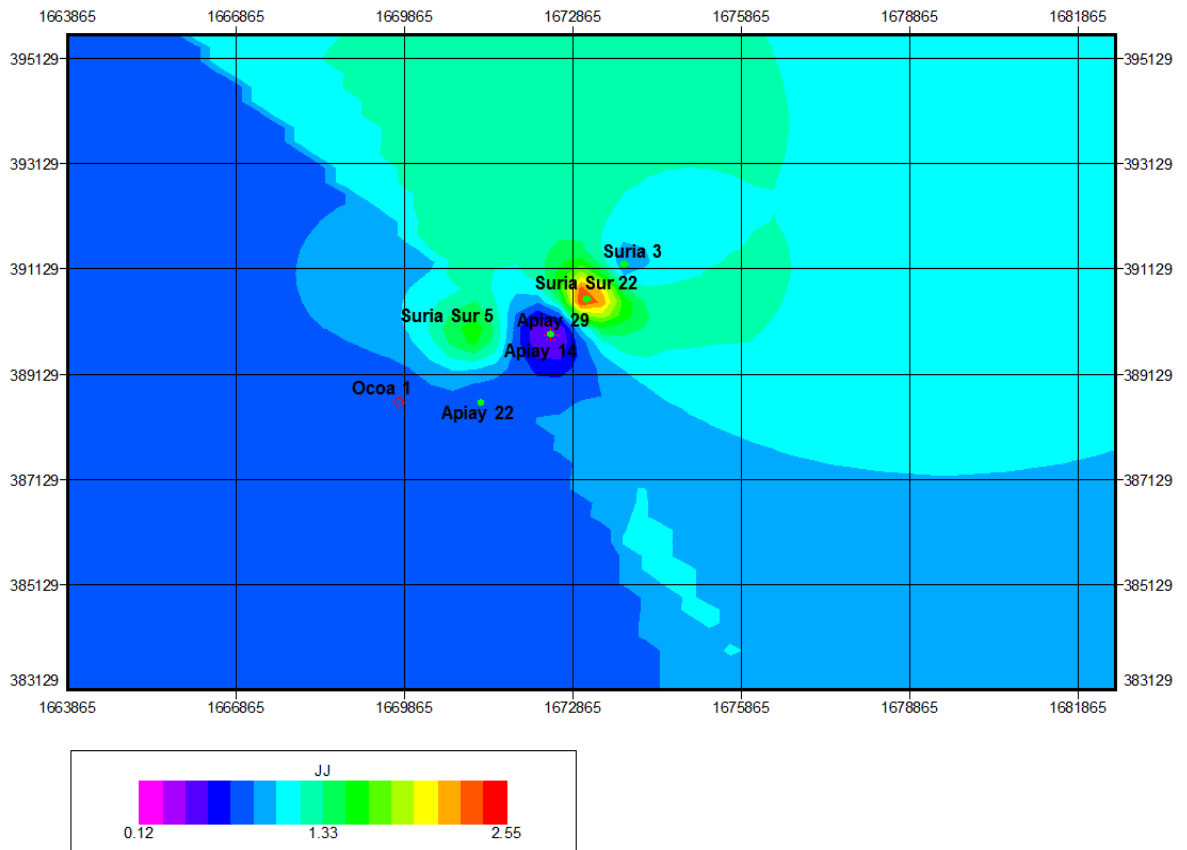
FIGURA 25. Mapa de burbuja en función del incremento del índice de productividad para pozos fracturados en el campo Apiay.



FUENTE: Autores, Software OFM.

Se generó también un mapa de superficie para ambos campos con el fin de obtener una guía en función del índice de productividad incremental para Q_o , que se presenta a continuación.

FIGURA 26. Guía en función del índice de productividad (J) incremental para Qo.



FUENTE: Autores, Software OFM

4. EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN ACUMULADA DE LOS POZOS FRACTURADOS EN EL HORIZONTE K1 INFERIOR DE LOS CAMPOS APIAY Y SURIA TENIENDO EN CUENTA LOS VALORES DE PRESIÓN NETA E ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.

Es importante analizar el comportamiento pre y pos fractura de los 9 pozos fracturados que son motivo de estudio, a partir de curvas de declinación , las cuales funcionan como indicio, primero, al justificar la realización del tratamiento y segundo, al ofrecer una herramienta clave que dependiendo de su mantenimiento relacione factores importantes como, la conductividad y longitud de la fractura que a su vez puedan presentar relación con las presiones netas y su posterior incremento de productividad.

4.1. DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN.

La declinación de producción tiene lugar desde el momento que el yacimiento disminuye su capacidad de producción, producto de una caída de la presión interna lo que conlleva a una reducción de los niveles energéticos del mismo, que reduce el desplazamiento de los hidrocarburos hacia los pozos productores. Para evaluar la declinación de producción de pozos, yacimiento o campo se usan curvas de declinación de producción, las cuales constituyen el método más sutil y sencillo.

Existen dos tipos de tasas de declinación.

4.1.1. Tasa de declinación nominal

Es generada de la pendiente negativa de la curva formada por el logaritmo natural de la tasa de producción versus el tiempo. La declinación nominal es una función continua usada para derivar otras relaciones matemáticas.

Es el cambio fraccional de la tasa de producción respecto al tiempo, conocida también como el índice o relación de pérdida

$$D = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -\frac{d \ln q}{dt} \quad 4.1$$

4.1.2. Tasa de declinación efectiva

Representa la caída en la tasa de producción de q_i a q_1 dividido por la tasa de producción al comienzo del periodo. Si el periodo es un mes, la tasa de declinación es “declinación efectiva mensual, (*TDEM*)”. Si el periodo es un año, será “declinación efectiva anual, (*TDEA*)”. La declinación efectiva es una función paso a paso y por lo tanto es usualmente una mejor representación a las prácticas de producción actuales.

Para evaluar la declinación de producción de pozos, yacimientos o campos se usan curvas de declinación de producción, las cuales constituyen el método más sutil y sencillo.

4.2. CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN.

Las curvas de declinación de producción son un método empírico para estudiar el comportamiento actual del campo y predecir el futuro, representan uno de los métodos dinámicos de cálculos más usados en la Ingeniería de Yacimientos. Este método está basado en la extrapolación del comportamiento de la curva de

producción. Esta curva se obtiene por lo general, graficando la tasa de producción o producción acumulada (Eje de las Ordenadas) en función del tiempo como variable independiente (Eje de las Abscisas). Es importante destacar que para propósitos de extrapolación la tasa de producción debe ser función de la variable independiente y debe variar de manera uniforme y definible.

El análisis de las curvas de declinación de producción representa una herramienta útil y rápida para predecir en forma aproximada la futura capacidad de producción de los pozos, yacimientos y campos. Las curvas de declinación de producción suponen que todos los factores que han afectado la producción en el pasado lo continuarán haciendo en el futuro. Esto permite hacer la extrapolación del comportamiento pasado, lo cual es la base matemática de este procedimiento predictivo.

Deben prevalecer condiciones estables de producción del yacimiento con el fin de extrapolar las curvas de declinación con cierto grado de exactitud. Esta condición se consigue si los mecanismos de producción del yacimiento no son alterados. Sin embargo, cuando se realiza algún proyecto para mejorar el recobro de petróleo, o gas como perforación de pozos, inyección de fluidos, fracturamiento y acidificación, las curvas de declinación pueden ser usadas para estimar el comportamiento del pozo o yacimiento antes y después del proceso o trabajo de estimulación realizado, y así comparar el comportamiento y evaluar económicamente el cambio realizado.

4.2.1. Tipos de curvas de declinación.

4.2.1.1. Declinación exponencial.

La declinación exponencial, llamada también declinación geométrica o semilogarítmica, por su sencillez y porque la mayoría de los pozos siguen una declinación constante en gran parte de su vida productiva, es quizás uno de los métodos más utilizados para evaluar la historia de producción de un yacimiento y sus reservas.

La declinación exponencial, puede definirse como el valor constante que toma la tasa instantánea de producción, al no variar con el tiempo. Es decir, es el cambio que se experimenta en la producción con el tiempo y representa un porcentaje invariable de la tasa de producción.

$$D = D_i = Cte \quad 4.2$$

La descripción matemática de la curva de declinación exponencial se simplifica mediante el uso de la rapidez de la declinación, D , que no es más que la pendiente de la recta obtenida al graficar (q) contra el tiempo (t) en escala semi-log.

$$D = -\frac{d(\ln q)}{dt} = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} \quad 4.3$$

Para llegar a la ecuación exponencial se integra la rapidez de la declinación:

$$-\int_{t_i}^t D dt = \int_{q_{oi}}^{q_o} d \ln q \quad 4.4$$

$$-(D)(t - t_i) = \ln q_o - \ln q_{oi} \quad 4.5$$

$$e^{-(D)(t-t_i)} = e^{\ln\left(\frac{q_o}{q_{oi}}\right)} \quad 4.6$$

$$\left(\frac{q_o}{q_{oi}}\right) = e^{-(D)(t-t_i)} \quad 4.7$$

$$q_o = q_{oi} * e^{-D(t-t_i)} \quad 4.8$$

Donde,

q_o : Tasa de producción de aceite (bpd).

q_{oi} : Tasa de producción de aceite inicial (bpd).

D : Rapidez de la declinación (días⁻¹).

t : Tiempo (días).

t_i : Tiempo inicial (días).

Este tipo de declinación ocurre generalmente cuando el yacimiento produce sólo por la expansión del gas disuelto en el petróleo, lo cual significa que la presión del yacimiento excede al punto de burbujeo. Bajo estas condiciones el factor de compresibilidad, la permeabilidad y la viscosidad son constantes. Por debajo del punto de burbujeo, si el yacimiento produce bajo condiciones de empuje por gas en solución, todos los factores antes mencionados, cambian a variables y no puede obtenerse una ecuación de declinación. Sin embargo, es frecuente encontrar que los pozos continúan produciendo con una declinación a porcentaje constante, pero el factor de declinación es insignificamente más pequeño que durante el período por encima del punto de burbujeo.

4.2.1.2. Declinación hiperbólica.

Este tipo de declinación ocurre generalmente después que el drenaje por gravedad se ha convertido en el mecanismo dominante de empuje y usualmente tiene lugar durante dos niveles tardíos de agotamientos. La declinación puede cambiar a exponencial nuevamente en las etapas tardías.

Este método de análisis, considera que la declinación lejos de permanecer invariable con el tiempo, es una medida proporcional a la tasa de producción.

El uso de este método, por su complejidad, no era muy atractivo; sin embargo, la aparición del computador solucionó lo tedioso que implica la determinación de las constantes de la ecuación hiperbólica.

Este tipo de curva de declinación utiliza las siguientes ecuaciones:

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q_o}{q_{oi}}\right)^n \quad 4.9$$

$$D = D_i * \left(\frac{q_o}{q_{oi}}\right)^n \quad 4.10$$

Donde, n y D son constantes.

n, representa a una constante de declinación la cual es positiva, $0 \leq n \leq 1$

D_i , es la velocidad de declinación en el momento en el que predomina q_i y el tiempo t es el lapso que tarda en reducirse q_i a q.

$$q_o = \frac{q_{oi}}{(1+nD_it)^{\frac{1}{n}}} \quad 4.11$$

4.2.1.3. Declinación armónica.

En algunas oportunidades el factor de declinación no es constante y decrece proporcionalmente con la tasa de producción (q), esto es conocido como declinación armónica. En pocos casos reales, encontramos que la declinación armónica se adapta al comportamiento de la historia de producción de un yacimiento.

La declinación armónica es un caso particular de a declinación hiperbólica, en

este caso el valor de la constante de declinación n es igual a 1.

Este tipo de declinación es común en yacimientos que producen por segregación gravitacional, y en yacimientos de petróleo de alta viscosidad que producen por empuje de un acuífero. Debido a que la relación de movilidades es desfavorable, la irrupción del agua ocurre tempranamente y el volumen de producción de petróleo será obtenido con altos cortes de agua. Si la tasa total de fluidos se mantiene constante luego que la cantidad de agua se ha incrementado en el fluido total, se tiene como consecuencia que la producción de petróleo declina. Esta declinación sobre un período apreciable puede ser descrita por una declinación armónica. Dependiendo de diversos factores, pero principalmente de la relación de movilidades, la curva de producción eventualmente declinará en forma curva según esta tendencia de declinación armónica.

$$D = D_i * \frac{q_o}{q_{oi}} \quad 4.12$$

4.3. DIAGNÓSTICO PRE Y POSFRACTURA PARA LOS NUEVE POZOS FRACTURADOS.

En el capítulo anterior, se dedujo que no existe una relación directa entre la alta Presión neta y el incremento de producción pos fractura del pozo, por lo que es necesario recurrir a otros factores que puedan justificar el comportamiento no esperado de producción para cada pozo fracturado en la zona de estudio.

A continuación se describe la incidencia de cada factor en la creación de la fractura, lo que puede posteriormente relacionarse con la producción.

4.3.1. Factores que pueden justificar el comportamiento no esperado de producción para cada pozo fracturado en la zona de estudio.

4.3.1.1. Permeabilidad de formación (K).

La permeabilidad de formación es quien controla la respuesta de la formación a la fractura, afecta el tamaño y la forma de la fractura requerida para maximizar el incremento de producción obtenido del fracturamiento.

Las formaciones de baja permeabilidad requieren estimulación porque la permeabilidad de la formación no es lo suficientemente alta para que el pozo produzca naturalmente a tasas económicas. Sin embargo, el yacimiento contiene reservas significativas y una producción suficiente no puede ser obtenida simplemente por pozos fracturados. En estas formaciones es fácil producir una fractura que es algunas veces más conductiva que la formación. Las fracturas en estos yacimientos de baja permeabilidad son diseñadas por longitud.

En formaciones de alta permeabilidad la producción es restringida por efectos alrededor del pozo causado por el fenómeno dual del daño (van Everdingen and Hurst, 1949 y Van Everdingen, 1953), y el incremento de restricción de flujo cuando se acerca al pozo. Las fracturas en estas formaciones son diseñadas cortas y altamente conductivas, que a su vez significa usualmente maximizar el ancho de fractura propantada.

Cada formación tiene una combinación específica de longitud y ancho propantado que debe ser diseñado. Para cada combinación de formación y permeabilidad propantada hay una combinación específica de longitud y ancho propantado. El

fracturamiento en estas formaciones se realiza para mejorar el flujo cerca a la cara de pozo o para controlar arena.

4.3.1.2. Módulo de Young.

A fin de que la fractura se propague se debe obtener ancho, en mayor o menor medida. Con el fin de lograrlo, la roca a ambos lados de la fractura tiene que ser desplazada.

El Módulo de Young define cuánta energía es requerida para lograr este desplazamiento el cual es un concepto mecánico clásico de fractura elástica lineal. Las rocas con alto Módulo de Young requieren más energía (presión neta) para desplazar. En estas formaciones las fracturas tienden a ser relativamente estrechas y la roca es dura. Por el contrario, las rocas con bajo Módulo de Young requieren menos energía para producir ancho. Las fracturas tienden a ser relativamente anchas y la roca es más plástica.

4.3.1.3. Tortuosidad.

Fricción cerca a la cara de pozo (NWBF), es un término que abarca un número de efectos que actúan para restringir el paso de flujo entre el pozo y el cuerpo de la fractura o fracturas. La fricción cercana a la cara de pozo es la suma de los efectos causados por la tortuosidad y la fricción por perforados.

La tortuosidad es la causa principal para presentarse screen-outs. La idealización sería una conexión recta, lisa y amplia entre las perforaciones y el cuerpo de la fractura o fracturas. Sin embargo, algunas veces éste no es el caso y el paso del fluido es restringido, el cual puede restringirse tanto que algunas veces afecta el tratamiento.

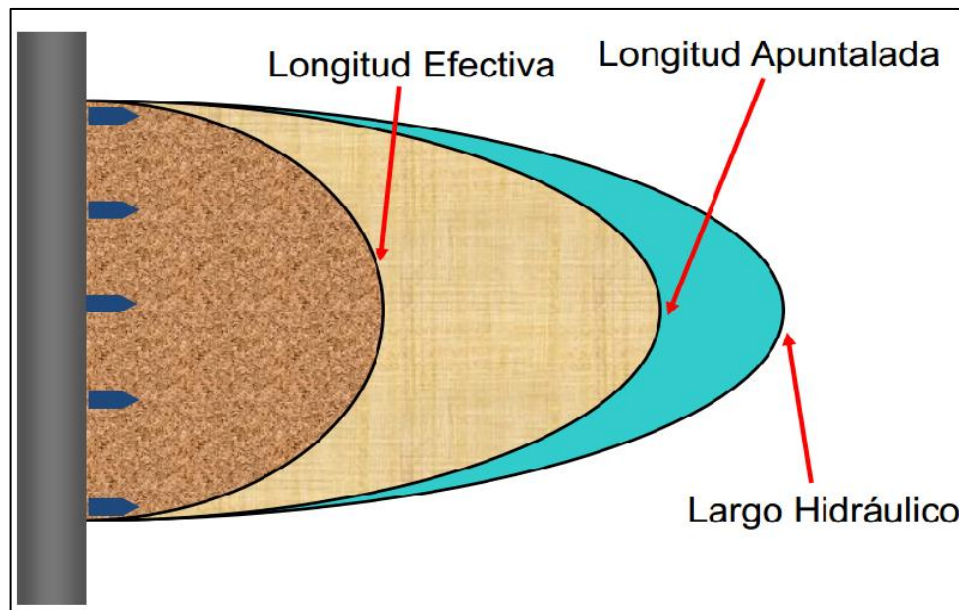
En formaciones altamente permeables la conectividad fractura-pozo es crucial y aliviar la tortuosidad es esencial; en formaciones de baja permeabilidad es menos crítico pero aun deseado.

Las formaciones duras y frágiles tienen alto módulo de Young y baja dureza de fractura, estas formaciones tienden a ser más susceptibles a la tortuosidad que aquellas que son plásticas y dúctiles, lo que se debe a que es más fácil crear y propagar fracturas en materiales frágiles y duros.

4.3.1.4. Longitud de la fractura (X_f).

Una fractura más larga contacta más parte de la formación y así aumenta la productividad.

FIGURA 27. Longitudes de fractura



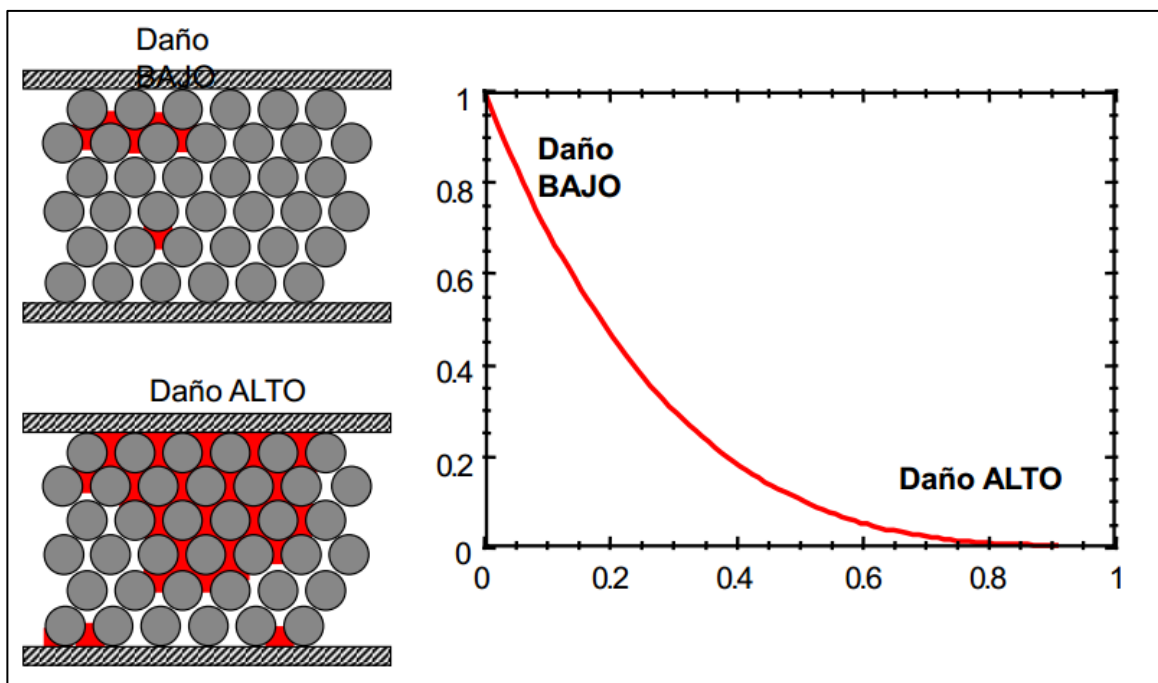
FUENTE: Documento fractura hidráulica, Geociencias 2012.

4.3.1.5. Conductividad de la fractura (KfW).

Con el fin de aumentar el rendimiento de un pozo, la fractura debe ser capaz de llevar consigo más petróleo que la formación, así la capacidad de flujo de fractura o la conductividad de la fractura deben ser bastante altos. La conductividad se ve afectada por el daño a la formación de manera que una formación en la que se presente mayor daño tendrá una menor conductividad efectiva que una en la que el daño sea reducido. Tal como se observa en la Figura 27.

“La Conductividad de fractura junto a la longitud de fractura controlan el comportamiento de producción de los pozos fracturados.”

FIGURA 28. Conductividad de fractura



FUENTE: Documento Fractura hidráulica, Geociencias 2012.

4.3.1.6. Conductividad adimensional de fractura (C_{fD}).

La conductividad adimensional de fractura, C_{fD} , es una medida de qué tan conductiva es la fractura comparada con la formación.

Para comenzar, la conductividad dimensional de fractura:

$$C_f = W_{ave}K_f \quad 4.13$$

Donde,

W_{ave} : Promedio de ancho propantado (ft).

K_f : Permeabilidad de la fractura (mD).

La conductividad dimensional de fractura es la capacidad del flujo de fractura. La conductividad adimensional de fractura es calculada de la conductividad de fractura:

$$C_{fD} = \frac{C_f}{X_f k} = \frac{W_{ave}K_f}{X_f k} \quad 4.14$$

Donde,

X_f : Longitud de fractura (ft).

k : Permeabilidad de la formación (mD).

Esta ecuación compara la habilidad de la fractura para transportar fluidos al pozo (numerador) con la habilidad de la fractura para transportar fluidos a la fractura (denominador).

$$C_{fD} = \frac{\text{Capacidad de entrega de la fractura al pozo}}{\text{Capacidad de entrega del yacimiento a la fractura}} \quad 4.15$$

C_{fD} : Es la variable principal usada en el diseño de fractura y tiene una influencia masiva en la producción post-tratamiento.

La conductividad adimensional de fractura es una variable importante usada en el diseño de fractura y tiene una influencia masiva en la producción después de realizado el tratamiento.

4.3.2. CURVAS DE DECLINACIÓN PARA LOS POZOS FRACTURADOS.

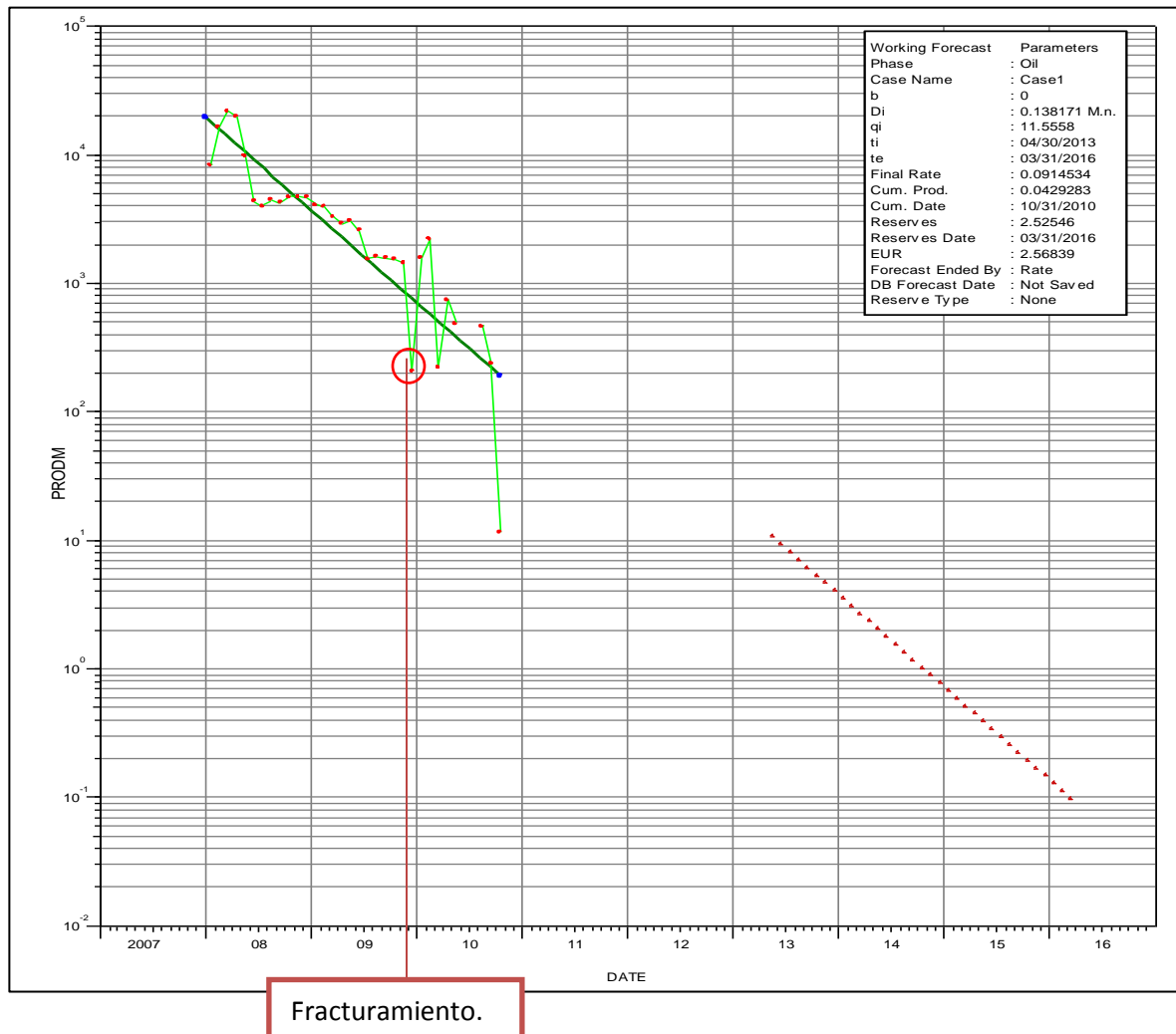
El módulo de OFM utilizado para la generación de las curvas de declinación de los nueve pozos, permite realizar análisis de curvas de declinación tanto para pozos como para yacimientos utilizando varios tipos de curvas de declinación como por ejemplo: Exponencial, hiperbólica, armónica; facilitando los cálculos de reservas, declinación y predicciones del comportamiento de producción.

A continuación se presenta cada pozo con su respectiva curva de declinación y análisis de producción.

4.3.2.1. Apiay 29.

La curva de declinación correspondiente al pozo Apiay 29 es de tipo exponencial al presentar nulo el término b , ($b=0$). Figura 28, con una tasa de declinación inicial equivalente a 0,138.

FIGURA 29. Curva de declinación de producción del pozo fracturado Apiay 29.



FUENTE: Autores. Software OFM.

En la tabla 15 se presentan los datos de producción que se tiene de cada mes del pozo Apiay 29. El valor resaltado en amarillo representa el mes en el que se realizó el trabajo de fracturamiento hidráulico. Los datos no consignados en la tabla en este caso la producción para el mes de junio y julio de 2010 no se obtuvieron de la información suministrada.

TABLA 15. Datos de producción Apiay 29.

Fecha	AÑO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Produccion mensual Bb/M	2008	8385,9	16332,0	22112,3	19876,9	9889,9	4354,1	4020,8	4481,2	4252,5	4750,7	4754,3	4657,0
Produccion mensual Bb/M	2009	4112,6	3978,2	3316,5	2909,9	3046,8	2589,1	1553,3	1617,2	1570,7	1540,0	1456,3	206,2
Produccion mensual Bb/M	2010	1578,3	2225,7	220,5	749,0	486,6			464,7	240,8	11,6		

FUENTE: Ecopetrol.

Para Apiay 29 se observa un comportamiento de declinación de la tasa de producción. Con una producción inicial mensual de 8385 Bbl registrada para la fecha 1 de Enero de 2008, la cual aumenta al siguiente mes siguiendo un comportamiento de producción natural del pozo, que tiempo después desciende como es de esperarse. Se consideran como causas que influyen en el descenso de la capacidad de producción: la disminución de los niveles energéticos del yacimiento y la caída de producción debido a los factores mecánicos, los cuales son inherentes a la formación, como: arenamiento, daño a la formación o deterioro de la tubería de producción.

Este pozo siguió una declinación natural de producción con niveles de producción en Mayo de 2008: 9889 barriles y Julio de 2009: 1553 barriles antes de realizarse el tratamiento. Pero para el mes de Diciembre del 2009 se registró una producción mensual muy baja de 206 Bb, razón por la cual este pozo fue sometido a estimulación. El fracturamiento hidráulico se realizó en ese mismo

mes, con la finalidad de aumentar nuevamente la producción del pozo. Con la simulación del tratamiento se esperaba una producción de 250 BOPD o 7602 barriles mensuales, pero la producción obtenida fue 73 BOPD ó 2219 barriles mensuales, menor a la esperada.

El comportamiento de producción pos fractura no sigue la línea de tendencia de pronóstico, por el contrario presenta puntos muy bajos de producción. En el capítulo anterior, se dedujo que no existe una relación directa entre la alta Presión neta y la producción postfractura del pozo, por lo que es necesario recurrir a otros factores que puedan justificar el comportamiento no esperado de producción.

Es necesario tabular características de la formación y de la fractura para lograr un análisis detallado de la producción del pozo que no es la esperada. Para el pozo fracturado Apiay 29 se tiene:

TABLA 16. Características Apiay 29.

Pozo	Apiay 29
Formación	Guadalupe K1
Permeabilidad de formación K [mD]	10
Longitud de fractura [ft]	251
Altura de fractura [ft]	68,76
Ancho de fractura [in]	0,11
Conductividad efectiva de fractura [mD-ft]	2295
Conductividad adimensional	2,62
Módulo de Young	4,8 e6
Presión neta [psi]	1027,66
J incremental total	0,336

J incremental al aceite	0,116
-------------------------	-------

FUENTE: Recopilado de fracturamientos en Apiay, Ecopetrol.

La formación Guadalupe del pozo Apiay 29 tiene una permeabilidad de 10 mD, la cual se considera baja y un Módulo de Young alto, por lo que en este escenario se busca una fractura larga. Una fractura larga permitiría contactar mayor longitud del yacimiento, por ende, la producción del pozo aumentaría.

Esta fractura necesitó una cantidad significativa de propante para ocupar la longitud existente y obtener una entrega del yacimiento a la fractura capaz de ser transportado a través de la longitud de la fractura, lo que implica una conductividad adimensional mayor a la unidad.

El J incremental calculado con el flujo total es 0,336. Este valor de IP es mayor al IP incremental calculado para el aceite, ya que luego de crear la fractura la producción de agua incrementó, lo que podría atribuirse a la cercanía a un contacto agua-petróleo, para lo que se recomienda controlar la altura de la fractura.

A pesar que la fractura es larga, que tiene buena conductividad efectiva y un buen valor de conductividad adimensional, el incremental de índice de productividad al aceite no es alto, con valor de 0,116. Este problema de producción podría atribuirse entonces, a daño asociado a residuos de gel, al procedimiento de flowback del gel o al arranque del pozo. Es necesario entonces, realizar un análisis a detalle de los factores operacionales que involucran el fracturamiento hidráulico en el pozo.

4.3.2.2. Apiay 14.

TABLA 17. Datos de producción del pozo Apiay 14.

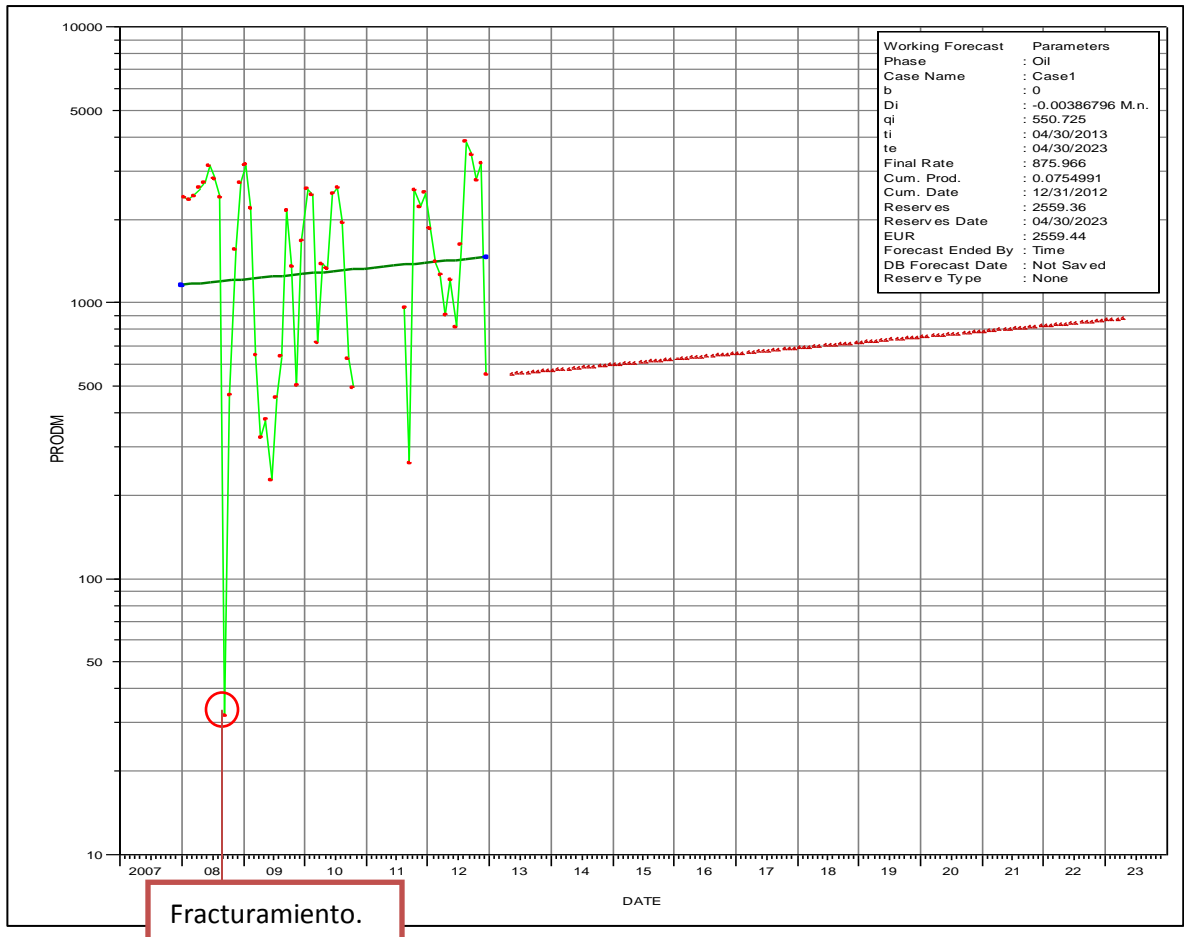
Fecha	AÑO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Produccion mensual Bb/M	2008	2413,6	2368,3	2440,4	2605,8	2724,4	3147,1	2819,3	2412,7	31,9	461,6	1565,8	2729,9
Produccion mensual Bb/M	2009	3158,1	2195,3	645,0	323,3	377,1	227,8	452,8	638,3	2168,5	1354,2	499,3	1667,1
Produccion mensual Bb/M	2010	2587,0	2468,4	718,3	1383,4	1328,6	2483,9	2625,0	1958,4	627,7	490,5		

FUENTE: Ecopetrol.

En la tabla 17 se presentan los datos de producción que se tiene de cada mes del pozo Apiay 14. El valor resaltado en amarillo representa el mes en el que se realizó el trabajo de fracturamiento hidráulico.

La curva de declinación correspondiente al pozo Apiay 14 es de tipo exponencial al presentar el término b nulo, tal como se observa en la Figura 29, con una tasa de declinación inicial equivalente a -0,038.

FIGURA 30. Curva de declinación de producción del pozo fracturado Apiay 14.



FUENTE: Autores, Software OFM.

La curva de declinación perteneciente al pozo Apiay 14, se inicia con una producción inicial mensual de 2413 barriles registrada para la fecha 1 de Enero de 2008, la cual presenta un aumento en los cinco meses siguientes obedeciendo un comportamiento de producción natural del pozo, al sexto mes la producción desciende abruptamente 31,9305 barriles mensuales y se registra a la fecha 1 de Septiembre de 2008.

Esta gran caída de producción pudo ser ocasionada por un alto daño en la formación, razón por la cual se decidió realizar en el mismo mes el fracturamiento hidráulico, con la finalidad de aumentar nuevamente la producción del pozo. El objetivo principal del tratamiento para el pozo Apiay 14 fue crear un canal conductivo en la formación en el horizonte K1, por medio de la cual fuera posible exponer mayor área de la formación al flujo y aumentar la producción desde la formación hacia la fractura y desde la fractura hacia el pozo. La producción esperada que arrojó la simulación del tratamiento fue de 269 BOPD o 8180 barriles mensuales, pero la producción obtenida fue 103 BOPD ó 3132 barriles mensuales, menor a la esperada.

El comportamiento de producción postfractura no sigue la línea de tendencia de pronóstico, por el contrario presenta puntos aleatorios de alta y baja producción. Al conocer la no influencia entre la alta Presión neta y la producción postfractura del pozo, se recurre a otros factores que puedan justificar el comportamiento no esperado de producción.

Las características de la formación y de la fractura para el pozo Apiay 14 se tabulan a continuación, para lograr un análisis detallado de la producción del pozo que no es la esperada.

TABLA 18. Características Apiay 14.

Pozo	Apiay 14
Formación	Guadalupe
Permeabilidad de formación K [mD]	7
Concentración de propante [ppa]	5
Longitud de fractura [ft]	350
Ancho de fractura [in]	0,34
Conductividad efectiva de fractura [mD-ft]	2481

Conductividad adimensional	2,1
Módulo de Young	3,625 e6
Presión neta [psi]	2145
J incremental total	1,695
J incremental al aceite	0,592

FUENTE: Recopilado de fracturamientos en Apiay, Ecopetrol.

De acuerdo al registro de temperatura tomado luego del Datafrac, puede inferirse que la fractura creció en todos los perforados. En el análisis del fracturamiento hidráulico, se observó la generación de múltiples fracturas, lo que causó tortuosidad y a su vez un aumento en el valor de presión neta. Se determinó alta fricción tanto en el near wellbore (1380 psi) como en los perforados (436 psi).

El fluido de fractura base agua cumplió con su objetivo de crear geometría de fractura y sostener la arena dentro de la formación. La propiedad de flujo de la fractura es óptima dado su valor de factor de conductividad adimensional C_{fD} correspondiente a 2,1. Este valor de coeficiente adimensional indica una relación correcta entre la capacidad de flujo de la fractura hacia el pozo y la capacidad de entrega del yacimiento a la fractura, es decir, la fractura es capaz de conducir el doble de lo que le aporta el yacimiento.

Para las condiciones de la fractura generada o trabajo realizado, el incremento del Índice de productividad es el adecuado, equivalente a 1,695. El historial de producción del pozo revela que la producción de agua después de la fractura es mucho mayor que la de aceite, y este incremento en el índice de productividad se debe al incremento de la producción de agua. Tal vez la fractura se encuentra muy cercana a un contacto agua-aceite y la fractura irrumpió, por tanto, el agua está llegando a superficie. Es importante controlar en este caso el crecimiento en altura de la fractura.

4.3.2.3. Apiay 22.

En la tabla 19 se presentan los datos de producción que se tiene de cada mes del pozo Apiay 22. El valor resaltado en amarillo representa el mes en el que se realizó el trabajo de fracturamiento hidráulico. Los datos no consignados en la tabla no se obtuvieron de la información suministrada.

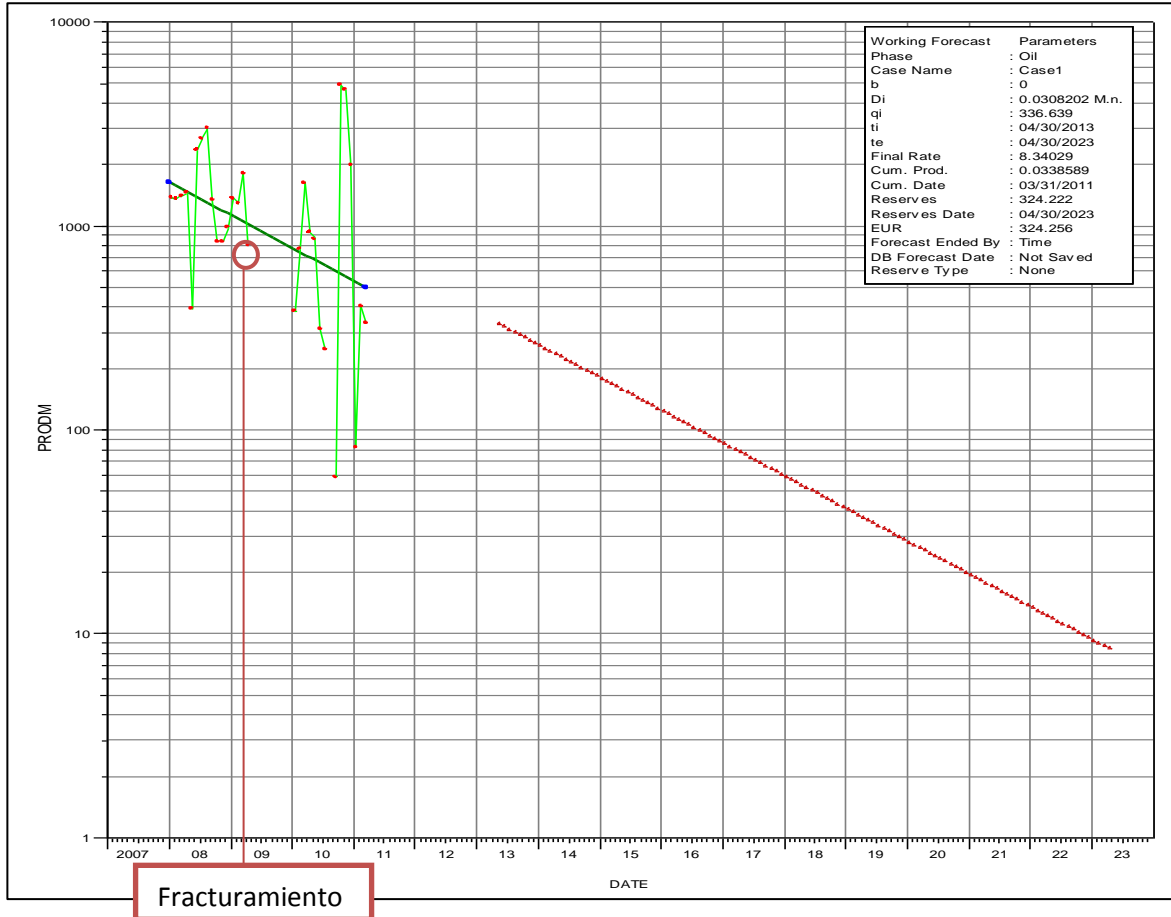
TABLA 19. Datos de producción del pozo Apiay 22.

Fecha	AÑO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Produccion mensual Bb/M	2008	1376,1	1357,5	1395,8	1453,0	394,1	2364,4	2692,5	3016,7	1353,5	840,8	843,9	987,7
Produccion mensual Bb/M	2009	1371,8	1291,8	1817,6	803,1								
Produccion mensual Bb/M	2010	381,9	770,0	1630,3	930,2	863,3	313,5	249,4		59,0	4931,3	4667,9	1990,3

FUENTE: Ecopetrol

Para el pozo Apiay 22 la curva de declinación es de tipo exponencial al presentar el término b igual a cero, Figura 30, con una tasa de declinación inicial equivalente a 0,030.

FIGURA 31. Curva de declinación de producción del pozo fracturado Apiay 22.



FUENTE: Autores, Software OFM.

Para el pozo Apiay 22, la curva de declinación obedece un comportamiento de declinación de la tasa de producción, con una producción inicial mensual de 1376 barriles registrada para la fecha 1 de Enero de 2008, la cual aumenta los tres meses siguientes obedeciendo un comportamiento de producción natural del pozo, al quinto y décimo mes se registran caídas de producción y un subsecuente aumento que podría indicar intervención del personal, por ejemplo, con manipulación de la bomba, al aumentar su frecuencia. La producción del pozo

disminuye naturalmente debido al agotamiento de los niveles energéticos del yacimiento.

Pero para el mes de Abril del 2009 se registró una producción mensual muy baja, de 803 barriles, razón por la cual este pozo fue sometido a estimulación. El fracturamiento hidráulico se realizó en ese mismo mes, con la finalidad de aumentar nuevamente la producción del pozo. La producción esperada luego del fracturamiento era de 400 BOPD o 12164 barriles mensuales, pero la producción obtenida fue 53 BOPD ó 1611 barriles mensuales, menor a la esperada.

Luego de realizado el tratamiento no se tienen datos de producción hasta el mes de enero de 2010. A Partir de este mes se observan altibajos en la producción del pozo lo que podría deberse a un aumento en la frecuencia de la bomba, a que no se instaló la bomba de manera correcta después del tratamiento, ésta pudo haberse dañado cuando se sacó para realizarse el tratamiento o que el GOR producido de la formación pudo aumentar como consecuencia del tratamiento, dando como resultado una reducción en la eficiencia de la bomba.

De igual manera, para lograr un análisis detallado de la producción del pozo que no es la esperada, las características de la formación y de la fractura para el pozo Apiay 22 se tabulan a continuación.

TABLA 20. Características Apiay 22.

Pozo	Apiay 22
Formación	Guadalupe
Permeabilidad de formación K [mD]	13
Concentración de propante [ppa]	6,75
Longitud de fractura [ft]	209,04
Altura de fractura [ft]	45,7

Ancho de fractura [in]	0,163
Conductividad efectiva de fractura [mD-ft]	3557,5
Conductividad adimensional	1,6
Módulo de Young	3,5 e6
Presión neta [psi]	1996
J incremental total	2,821
J incremental al aceite	0,816

FUENTE: Recopilado de fracturamientos en Apiay, Ecopetrol.

El objetivo del tratamiento es crear una fractura que tenga suficiente conductividad y longitud para incrementar la productividad. Un fracturamiento hidráulico en esta formación de baja permeabilidad y Módulo de Young relativamente alto, busca la creación de una fractura larga que contacte mayor parte del yacimiento. El diseño de esta fractura se realiza en busca de una longitud que garantice un factor de conductividad adimensional mayor a uno, que incremente la capacidad de transporte de fluido desde la fractura hacia el pozo en toda la longitud, para lo cual se utiliza una concentración de propano de 6,75 ppa que mejore el paso de fluidos a través de la fractura.

Este pozo presenta un factor de conductividad de fractura adimensional mayor a uno, por lo que se observa un índice de productividad incremental con el fluido total producido de 2,821, lo que quiere decir, que el índice de productividad después de realizado el fracturamiento incrementó 2,8 veces. Pero la producción de aceite de este pozo no es la esperada, en superficie se obtiene muy poco aceite, menor al deseado, este inconveniente radica en la producción de agua, pues en el historial de producción del pozo, se identifica un aumento en el caudal de agua lo que a su vez incrementa el índice de productividad para fluidos totales después del tratamiento.

Al calcular el índice de productividad incremental para el aceite 0,816 se evidencia un incremental menor, lo cual corrobora que la producción de agua, la cual es mayor a la de aceite después del tratamiento, es quien aumenta el J total. Esto justifica la cantidad de aceite en superficie.

Por otra parte, se puede afirmar que con todas las condiciones de fractura y formación, el tratamiento fue bueno en cuanto a la generación de geometría de fractura y el índice de productividad incremental para fluidos totales es el deseado, aunque la producción de aceite no es la esperada. Esto es debido probablemente a que se generó la fractura cerca de un contacto agua-petróleo y el crecimiento en altura facilitó la producción de agua. Se recomienda controlar el crecimiento en altura de fractura en estas zonas o emplear pre-pad con sistemas controladores del flujo de agua.

4.3.2.4. Suria Sur 22

En la tabla 21 se presentan los datos de producción que se tiene de cada mes del pozo Suria Sur 22. El valor resaltado en amarillo representa el mes en el que se realizó el trabajo de fracturamiento hidráulico. Los datos no consignados en la tabla no se obtuvieron de la información suministrada.

TABLA 21. Datos de producción del pozo Suria Sur 22.

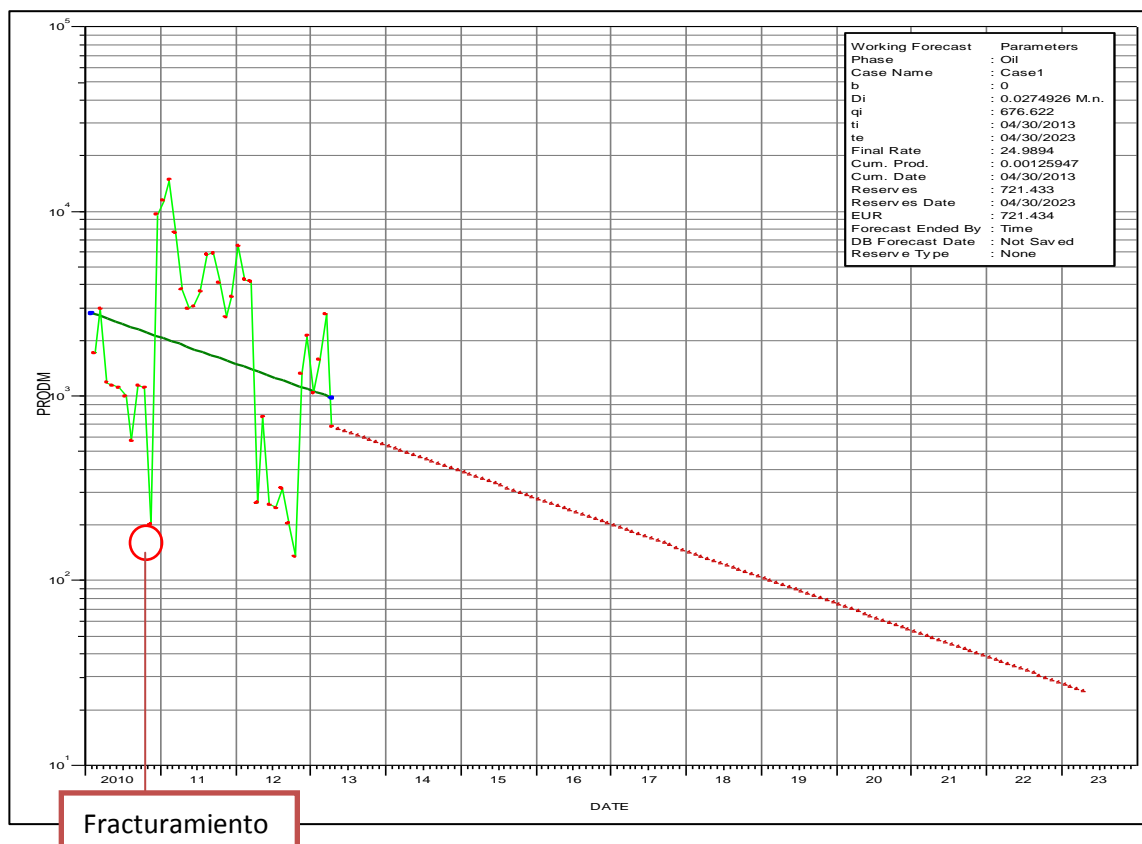
Fecha	AÑO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Produccion mensual Bb/M	2010		1712,1	2981,7	1178,7	1139,8	1106,6	991,4	570,8	1141,3	1105,4	200,4	9598,6
Produccion mensual Bb/M	2011	11512,0	14737,6	7678,8	3767,5	2976,5	3069,3	3699,1	5795,5	5943,9	4106,6	2679,4	3463,4
Produccion mensual Bb/M	2012	6504,1	4251,0	4186,5	262,4	767,2	258,2	247,2	316,3	203,1	135,3	1324,4	2106,5

FUENTE: Ecopetrol.

Para el pozo Suria Sur 22 la curva de declinación es de tipo exponencial al presentar el término b igual a cero, Figura 31, con una tasa de declinación inicial equivalente a 0,027.

Esta curva de declinación del pozo Suria Sur 22 inicia con una producción inicial mensual de 1712 barriles registrada para la fecha 1 de Febrero de 2010, la cual presenta un aumento al mes con un comportamiento de producción natural del pozo, en los siete meses siguientes se observa un descenso en la producción hasta llegar a una producción de 200 barriles mensuales que se registra al mes de Noviembre de 2010.

FIGURA 32. Curva de declinación de producción el pozo fracturado Suria sur 22.



FUENTE: Autores, Software OFM.

En noviembre de 2010 se fractura la formación para aumentar la producción de Suria Sur 22 obteniendo resultados satisfactorios los dieciséis meses siguientes, a partir de los cuales se observa una fluctuación que no obedece la línea de tendencia, finalizando con una posible estabilización de la producción

Las características de la formación y de la fractura para el pozo Suria Sur 22 se tabulan a continuación, para lograr un análisis detallado de la producción del pozo que no es la esperada.

TABLA 22. Características Suria Sur 22.

Pozo	Suria sur 22
Formación	Guadalupe
Permeabilidad de formación K [mD]	42
Concentración de propante [ppa]	9
Longitud de fractura [ft]	104
Altura de fractura [ft]	52
Ancho de fractura [in]	0,21
Conductividad efectiva de fractura [mD-ft]	4422
Conductividad adimensional	1,7
Módulo de Young	----
Presión neta [psi]	2031
J incremental total	2,71
J incremental al aceite	2,55

FUENTE: Recopilado de fracturamientos en Suria, Ecopetrol.

En el grupo de pozos analizados, el pozo Suria Sur 22 presenta el mayor valor de permeabilidad, la fractura generada es ancha y corta debido a la facilidad con la cual el fluido fracturante fisura la formación. Para este tipo de tratamiento, generar

suficiente conductividad de fractura es más importante que generar longitud de fractura (la capacidad de entrega del yacimiento a la fractura es alta).

Esta fractura presenta la mayor conductividad (4422 mD-ft), menor longitud (104 ft) y una buena conductividad de fractura adimensional (1,7), lo que indica un buen transporte del fluido que llega a la fractura al pozo por parte de la formación, es decir, el fluido que la formación lleva a la fractura de esta se transporta al pozo con una capacidad 1,7 veces mayor a la entrega.

El pozo Suria Sur 22 es el pozo fracturado con mayor índice de productividad incremental total y para el aceite. Se generó un canal conductivo al remover un daño y fue acertado llegar a una concentración de propante de 9 ppa, pues la conductividad adimensional de fractura tiene un valor de 1,7, es decir, esta fractura no necesitó mucha longitud por ser ancha, y tener alta concentración de propante, que aumentó la capacidad de flujo de fluidos desde la fractura hacia el pozo.

De los pozos estudiados este es el más exitoso, no se presentó mayor caudal de agua que de aceite después de realizado el tratamiento, lo que puede identificarse al comparar los dos incrementales de índice de productividad, tanto para el caudal postfrac total como para el caudal postfrac de aceite.

4.3.2.5. Suria 3.

En la tabla 23 se presentan los datos de producción que se tiene de cada mes del pozo Suria 3. El valor resaltado en amarillo representa el mes en el que se realizó el trabajo de fracturamiento hidráulico. Los datos no consignados en la tabla no se obtuvieron de la información suministrada.

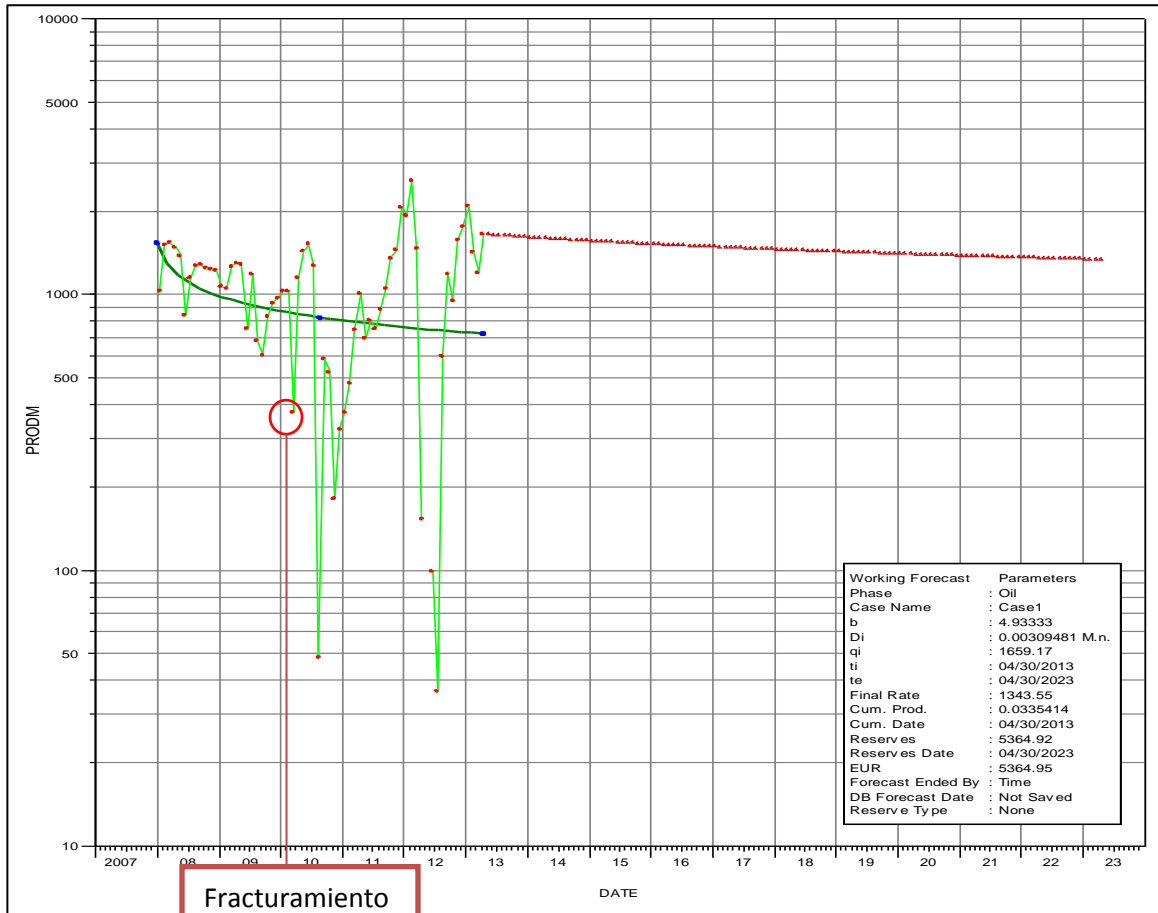
TABLA 23. Datos de producción del pozo Suria 3.

Fecha	AÑO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Produccion mensual Bb/M	2008	1026,3	1510,5	1544,5	1484,6	1383,0	840,8	1147,1	1276,3	1287,9	1243,5	1231,3	1223,4
Produccion mensual Bb/M	2009	1068,9	1052,5	1266,6	1300,6	1280,6	749,3	1190,9	678,8	602,4	828,7	932,4	968,6
Produccion mensual Bb/M	2010	1026,6	1030,9	372,5	1153,1	1437,5	1521,4	1274,5	48,0	581,7	523,4	181,2	324,5
Produccion mensual Bb/M	2011	374,7	477,7	742,6	1013,3	690,6	808,3	748,7	881,3	1048,2	1358,1	1453,9	2074,0
Produccion mensual Bb/M	2012	1938,0	2579,7	1465,5	153,0		99,1	36,5	598,8	1189,9	950,9	1571,0	1756,5

FUENTE: Ecopetrol.

La curva de declinación correspondiente al pozo Suria 3 es de tipo hiperbólico al presentar el término b equivalente a 4,93 y una curvatura ascendente, Figura 32, con una tasa de declinación inicial equivalente a 0,0030.

FIGURA 33. Curva de declinación de producción del pozo fracturado Suria 3.



FUENTE: Autores, Software OFM.

Para el pozo Suria 3 se observa un comportamiento de declinación de la tasa de producción, con una producción inicial mensual de 1026 barriles registrada para la fecha 1 de Enero de 2008, la cual presenta un aumento y subsiguiente declinación obedeciendo un comportamiento de producción natural del pozo antes de ser fracturado

Para el mes de Marzo del 2010 se registró una producción mensual muy baja de 372 barriles, razón por la cual este pozo fue sometido a estimulación. El fracturamiento hidráulico se realizó en ese mismo mes, con la finalidad de aumentar nuevamente la producción del pozo. Con la simulación del tratamiento

se esperaba una producción de 250 BOPD o 7602 barriles mensuales, pero la producción obtenida fue 47 BOPD ó 1429 barriles mensuales, menor a la esperada.

El comportamiento de producción postfractura no sigue la línea de tendencia de pronóstico, por el contrario presenta puntos aleatorios de alta y baja producción. Al conocer que no existe una influencia entre la alta Presión neta y la producción postfractura del pozo, se recurre a otros factores que puedan justificar el comportamiento no esperado de producción.

Para lograr un análisis detallado de la producción del pozo que no es la esperada, las características de la formación y de la fractura para el pozo Suria 3 se tabulan a continuación.

TABLA 24. Características Suria 3.

Pozo	Suria 3
Formación	Guadalupe
Permeabilidad de formación K [mD]	20
Concentración de propante [ppa]	7
Longitud de fractura [ft]	262
Altura de fractura [ft]	54
Ancho de fractura [in]	0,31
Conductividad efectiva de fractura [mD-ft]	940
Conductividad adimensional	1,1
Módulo de Young	4,74 e6
Presión neta [psi]	1804
J incremental total	0,22
J incremental al aceite	0,91

FUENTE: Recopilado de fracturamientos en Suria, Ecopetrol.

En esta formación de permeabilidad media – alta, la fractura es relativamente larga; y teniendo en cuenta la ecuación 4.15 de conductividad adimensional de fractura, si la longitud de fractura es alta es necesario igualar el valor de este factor de conductividad adimensional de fractura a uno o mayor a la unidad, aumentando la concentración de propante. Por esta razón, se utilizó una concentración de propante alta (7 ppa) en comparación a la utilizada en los demás pozos fracturados analizados, con el fin de generar buena permeabilidad en la fractura o paso de fluidos desde la fractura hacia el pozo.

Se evidencia un índice de productividad incremental de fluido total (0,22) menor al índice de productividad incremental para el aceite (0,91) debido a que la producción de agua después de realizado el tratamiento es mayor a la de aceite y esta a su vez es mayor a la producción de agua antes de fracturarse la formación.

4.3.2.6. Suria Sur 5.

En la tabla 25 se presentan los datos de producción que se tiene de cada mes del pozo Suria Sur 5. El valor resaltado en amarillo representa el mes en el que se realizó el trabajo de fracturamiento hidráulico.

TABLA 25. Datos de producción del pozo Suria Sur 5.

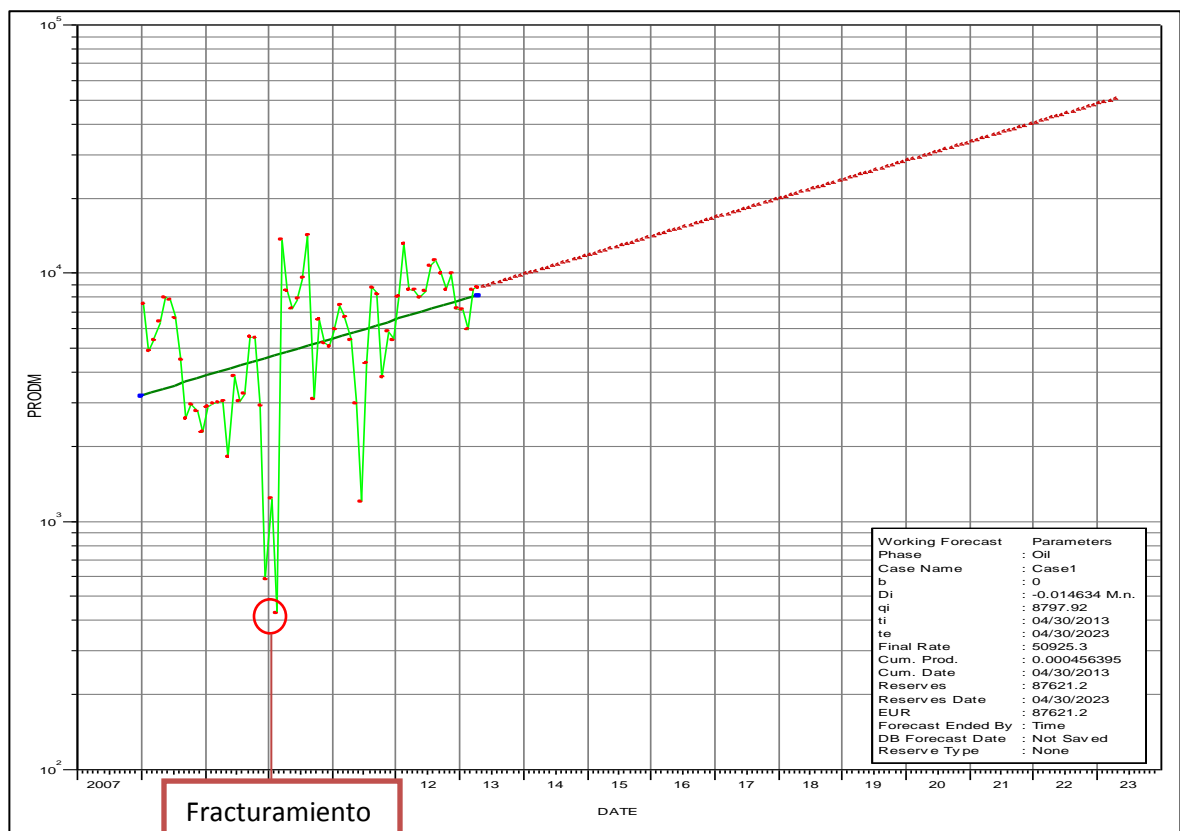
Fecha	AÑO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Produccion mensual Bb/M	2008	7558,1	4857,1	5400,8	6368,5	8021,2	7810,5	6602,3	4493,4	2608,3	2962,2	2794,1	2287,4
Produccion mensual Bb/M	2009	2889,0	2985,3	3015,8	3049,2	1811,2	3841,1	3045,3	3278,8	5538,3	5512,4	2939,7	587,5
Produccion mensual Bb/M	2010	1237,7	429,1	13654,1	8534,6	7219,9	7885,3	9582,8	14231,0	3123,7	6498,0	5231,4	5079,4
Produccion mensual Bb/M	2011	5978,6	7436,8	6654,3	5363,7	2991,7	1205,5	4335,6	8757,2	8262,1	3810,1	5816,5	5391,1
Produccion mensual Bb/M	2012	8038,0	13194,0	8620,9	8570,1	7986,0	8498,7	10726,2	11268,7	10039,3	8618,5	9988,5	7210,5

FUENTE: Ecopetrol

La curva de declinación correspondiente al pozo Suria Sur 5 es de tipo exponencial al presentar el término b nulo y una curvatura ascendente, Figura 33, con una tasa de declinación inicial equivalente a $-0,014$.

Esta curva del pozo Suria Sur 5 inicia con una producción inicial mensual de 7558 barriles registrada para la fecha 1 de Febrero de 2008, la cual presenta un comportamiento fluctuante antes del fracturamiento; se observa un descenso en la producción hasta llegar a una producción de 429 barriles mensuales que se registra al mes de Febrero de 2010, momento en el cual se realiza el tratamiento de fractura para mejorar la productividad del pozo.

FIGURA 34. Curva de declinación de producción del pozo fracturado Suria Sur 5.



FUENTE: Autores, Software OFM.

El comportamiento de producción posfractura no sigue la línea de tendencia de pronóstico, por el contrario presenta puntos aleatorios de alta y baja producción. Al conocer que no existe una influencia entre la alta Presión neta y la producción postfractura del pozo, se recurre a otros factores que puedan justificar el comportamiento no esperado de producción.

Para analizar estos factores a continuación se tabula cierta información importante del pozo Suria sur 5.

TABLA 26. Características Suria sur 5.

Pozo	Suria sur 5
Formación	Guadalupe
Permeabilidad de formación K [mD]	3
Concentración de propante [ppa]	4
Longitud de fractura [ft]	105
Altura de fractura [ft]	53,6
Ancho de fractura [in]	0,06
Conductividad efectiva de fractura [mD-ft]	710
Conductividad adimensional	0,45
Módulo de Young	4,74 e6
Presión neta [psi]	1804
J incremental total	0,076
J incremental al aceite	1,59

FUENTE: Recopilado de fracturamientos en Suria, Ecopetrol.

Esta formación es la que presenta menor permeabilidad en el grupo de pozos fracturados analizados. En yacimientos de baja permeabilidad se diseña una fractura larga, pero en este pozo se presenta una fractura corta con concentración

de propante relativamente bajo. Se debe realizar un análisis más detallado que busque establecer si la longitud de fractura alcanzada fue deficiente para la baja permeabilidad del yacimiento. Estas condiciones causan una baja comunicación entre el aporte de la formación a la fractura y el transporte desde la fractura hacia el pozo, por lo cual, el factor de conductividad adimensional de fractura es bajo (0,45).

Se evidencia un índice de productividad incremental para el flujo total muy bajo (0,076) ya que teniendo en cuenta el historial de producción del pozo, puede identificarse una operación de control de agua con el tratamiento de fracturamiento, pues se observa una disminución del caudal de agua luego de realizada la fractura. Por ende, el J para el fluido total después del tratamiento es menor al registrado antes de este, lo que ocasiona un índice de productividad incremental para fluido total muy pequeño.

Por otra parte, se obtiene un índice de productividad incremental para el aceite mayor, por la misma razón, el aceite después del tratamiento aumento y no se tiene en cuenta la producción de agua.

Al obtenerse un factor de conductividad adimensional de fractura bajo y fractura corta, la producción actual no es la esperada.

4.3.2.7. Ocoa 1.

En la tabla 27 se presentan los datos de producción que se tiene de cada mes del pozo Ocoa 1. El valor resaltado en amarillo representa el mes en el que se realizó el trabajo de fracturamiento hidráulico. Los datos no consignados en la tabla no se obtuvieron de la información suministrada.

TABLA 27. Datos de producción del pozo Ocoa 1.

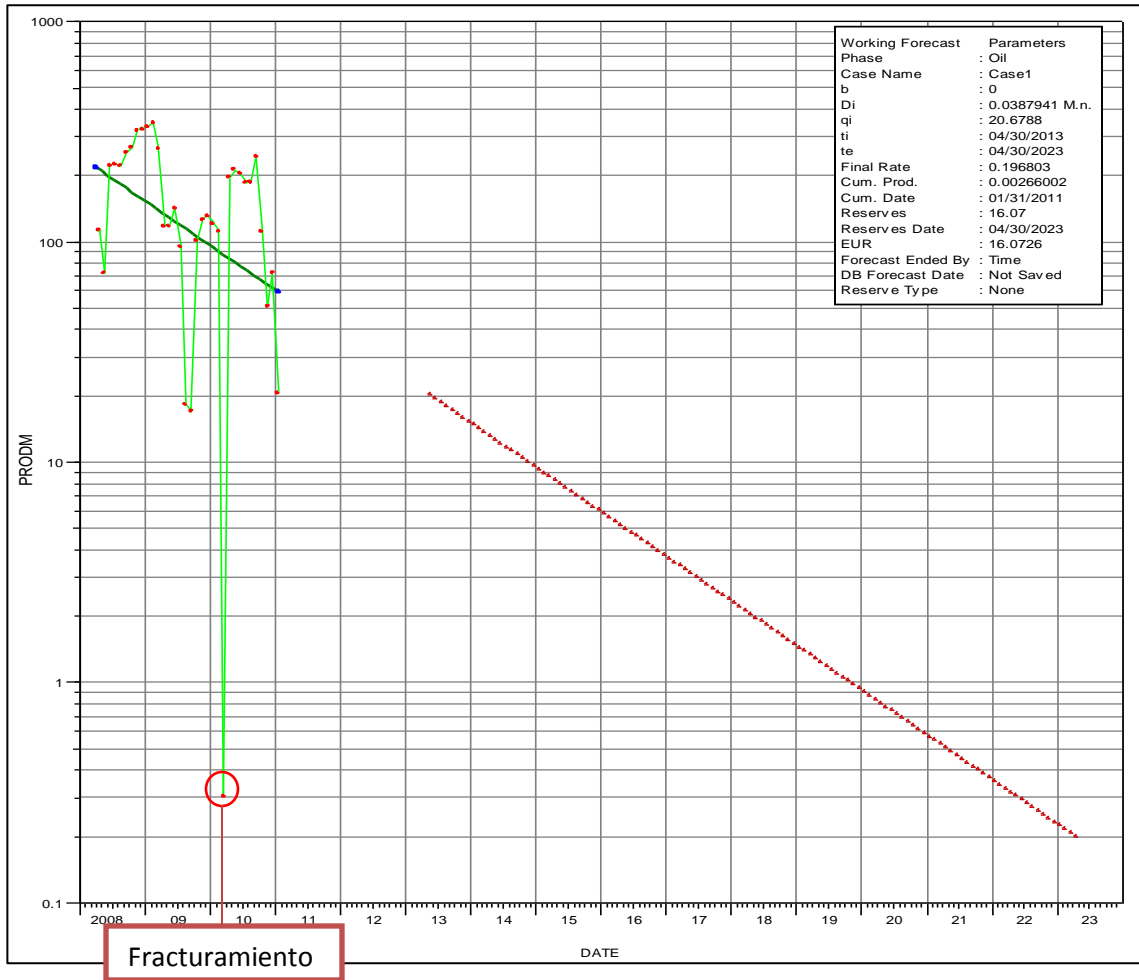
Fecha	AÑO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Produccion mensual Bb/M	2008				112,5	72,1	222,9	225,6	221,7	254,2	267,6	321,7	326,0
Produccion mensual Bb/M	2009	333,9	344,8	266,4	118,0	118,3	142,6	95,5	18,2	17,0	101,6	125,9	131,7
Produccion mensual Bb/M	2010	121,3	111,9	0,3	195,5	212,9	205,6	185,2	187,0	245,4	111,6	50,8	72,4

FUENTE: Ecopetrol.

La curva de declinación para el pozo Ocoa 1 es de tipo exponencial al presentar el término b equivalente nulo, Figura 34, con una tasa de declinación inicial equivalente a 0,0030.

Para el pozo Ocoa 1 se observa un comportamiento de declinación de la tasa de producción, con una producción inicial mensual de 112 barriles registrada para la fecha 1 de Abril de 2008, la cual disminuye al siguiente mes. Consecutivamente aumenta evidenciando manipulación de las condiciones de la bomba tiempo después desciende como es de esperarse. Se consideran como causas que influyen en el descenso de la capacidad de producción: la disminución de los niveles energéticos del yacimiento y la caída de producción debido a los factores mecánicos, los cuales son inherentes a la formación, como: arenamiento, daño a la formación o deterioro de la tubería de producción.

FIGURA 35. Curva de declinación de producción del pozo fracturado Ocoa 1.



FUENTE: Autores, Software OFM.

Para el mes de Abril del 2010 se registró una caída abrupta de producción mensual de 0,3 barriles, razón por la cual este pozo fue sometido a estimulación. El fracturamiento hidráulico se realizó en ese mismo mes, con la finalidad de aumentar la producción del pozo. Con la simulación del tratamiento se esperaba una producción de 200 BOPD o 6082 barriles mensuales, pero la producción obtenida fue 7 BOPD ó 212 barriles mensuales, mucho menor a la esperada.

La línea de tendencia de pronóstico no es seguida por el comportamiento de producción posfractura, se presentan aumentos seguidos de descensos en producción. Al no existir una relación directa entre la alta Presión neta y la producción posfractura del pozo, es necesario recurrir a otros factores que puedan justificar el comportamiento no esperado de producción.

Las características de la formación y de la fractura se tabulan a continuación para lograr un análisis detallado de la producción del pozo que no es la esperada. Para el pozo fracturado Ocoa 1 se tiene:

TABLA 28. Características Ocoa 1.

Pozo	Ocoa 1
Formación	Guadalupe
Permeabilidad de formación K [mD]	21
Concentración de propante [ppa]	6
Longitud de fractura [ft]	192
Altura de fractura [ft]	78,5
Ancho de fractura [in]	0,15
Conductividad efectiva de fractura [mD-ft]	2561
Conductividad adimensional	2,6
Módulo de Young	4,8 e6
Presión neta [psi]	1209
J incremental total	0,97
J incremental al aceite	0,76

FUENTE: Recopilado de fracturamientos en Suria, Ecopetrol.

Esta formación presenta una permeabilidad de media a alta y se obtiene un valor de conductividad adimensional de 2,6, lo cual quiere decir, que la capacidad de transportar el fluido desde la fractura hacia el pozo es el doble de la capacidad de

transportar el fluido desde la formación a la fractura. En este tratamiento no se necesitó longitud de fractura, sino optimizar la permeabilidad o el paso de fluidos a través de la fractura, por tal razón se utilizó una concentración de propante alta sumado a la existencia de ancho generado.

En los índices de productividad incremental se observa una pequeña diferencia numérica, lo que relaciona un caso parecido al del pozo Suria Sur 5, la producción de agua luego del tratamiento disminuye en menor medida y la de aceite aumenta.

Para las condiciones de geometría de fractura y demás características, el Índice de productividad incremental es el deseado, se controla la producción de agua y este es casi igual a la unidad.

4.3.2.8. Austral 1R.

En la tabla 29 se presentan los datos de producción que se tiene de cada mes del pozo Austral 1R. El valor resaltado en amarillo representa el mes en el que se realizó el trabajo de fracturamiento hidráulico. Los datos no consignados en la tabla no se obtuvieron de la información suministrada.

TABLA 29. Datos de producción del pozo Austral 1R.

Fecha	AÑO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Produccion mensual Bb/M	2009											2504,6	4604,4
Produccion mensual Bb/M	2010	6318,9	6845,6	5976,8	7256,7	5788,2	5281,0	7475,7	7199,3	4042,7	3889,4	4130,9	2861,9
Produccion mensual Bb/M	2011	2639,3	3832,0	2805,3	951,8	683,3	522,7		4003,8	3590,8	3043,4	1016,0	635,6
Produccion mensual Bb/M	2012	550,4	561,4	896,2	1442,3	2192,9	1883,3	1971,5	1258,1	1293,0	1287,3	640,1	

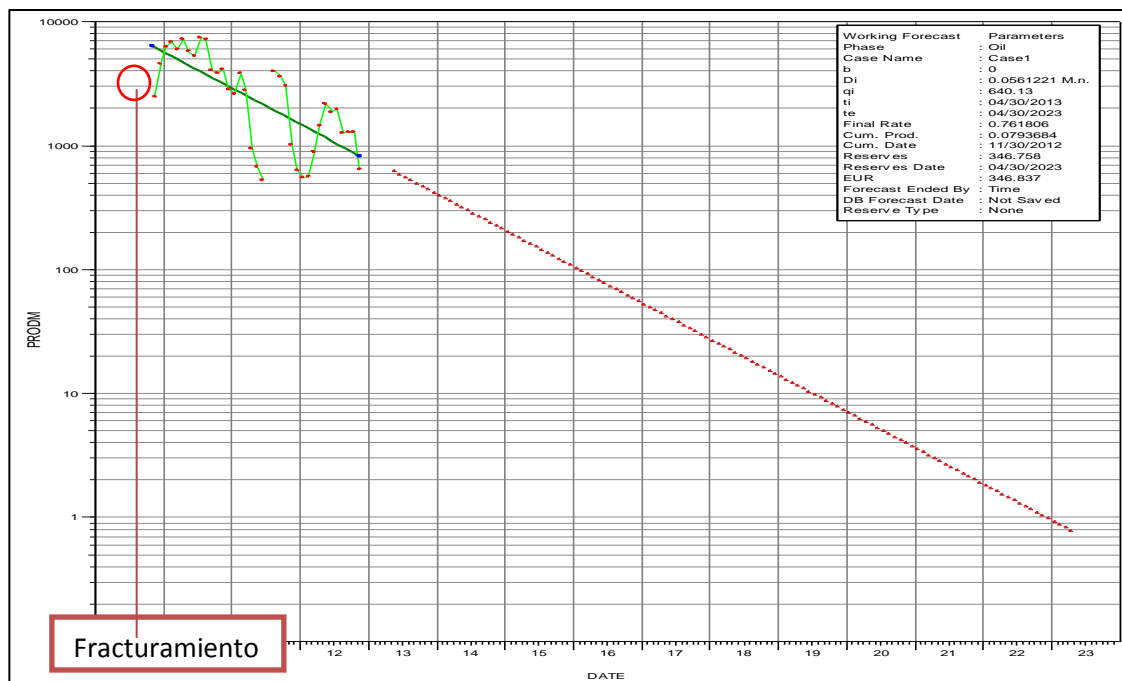
FUENTE: Ecopetrol.

El trabajo de fracturamiento se realiza en el mes de septiembre de 2009 y la producción del pozo se ve en el mes de noviembre donde la curva de declinación comienza con 2504,56 barriles, se observa un comportamiento fluctuante en la producción que no obedece la tendencia de la línea de declinación ni de pronóstico.

Para el pozo Austral 1R la curva de declinación es de tipo exponencial al presentar nulo el término b, Figura 35, con una tasa de declinación inicial equivalente a 0,056.

La formación Guadalupe tiene muy baja permeabilidad lo que ocasionaba que el pozo Austral 1R no produjera naturalmente. Con el tratamiento de fracturamiento hidráulico se generaron fisuras que tengan suficiente conductividad y longitud para incrementar la productividad

FIGURA 36. Curva de declinación de producción del pozo fracturado Austral 1R.



FUENTE: Autores, Software OFM.

Las características de la fractura y formación se consignan a continuación.

TABLA 30. Características Austral 1R.

Pozo	Austral 1R
Formación	Guadalupe
Permeabilidad de formación K [mD]	7
Concentración de propante [ppa]	2,45
Longitud de fractura [ft]	256
Ancho de fractura [in]	0,05
Conductividad efectiva de fractura [mD-ft]	1568
Conductividad adimensional	0,7
Módulo de Young	4,6 e6
Presión neta [psi]	4249
J postfractura total	1,061

FUENTE: Recopilado de fracturamientos en Suria, Ecopetrol.

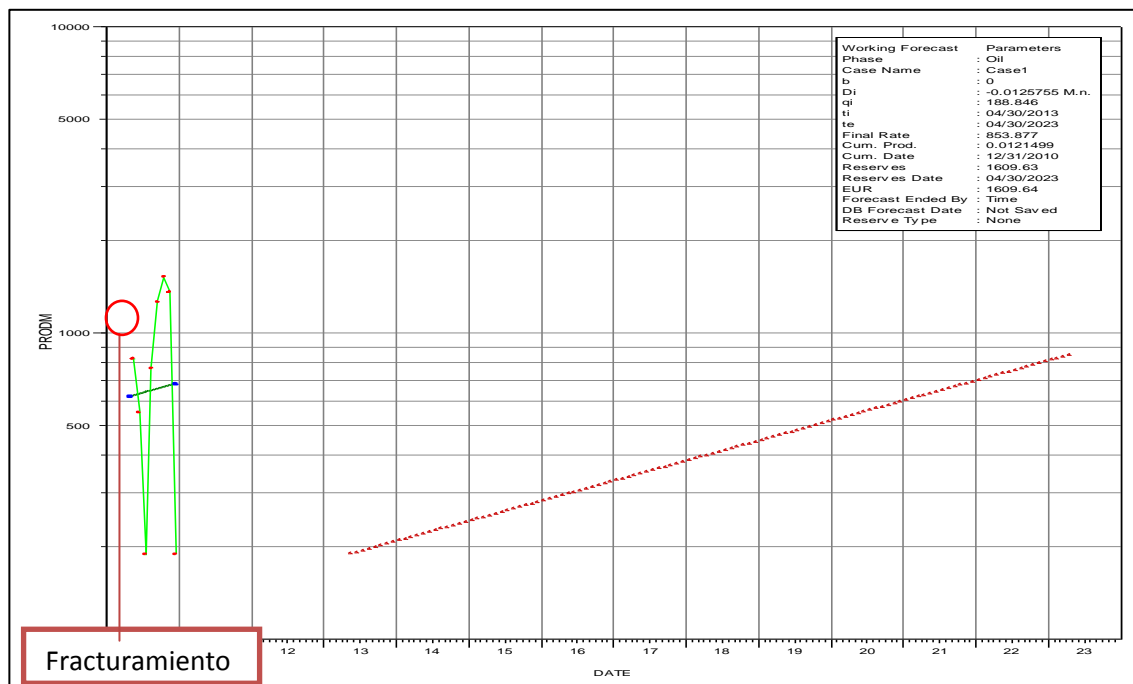
La baja permeabilidad de la formación influye en la longitud de la fractura generada, un valor de longitud de fractura propantada equivalente a 256 ft contacta mayor parte de la formación y necesita una concentración de propante alta para alcanzar un valor de factor de conductividad adimensional de fractura mayor a uno. El diseño de esta fractura se realiza en busca de una longitud que garantice este factor de conductividad adimensional mayor a uno, que incremente la capacidad de transporte de fluido desde la fractura hacia el pozo en toda la longitud, pero este factor es menor al deseado (0,7) el cual se alcanzó al utilizar una baja concentración de propante de 2,5 ppa que no mejora el paso de fluidos a través de la fractura.

Para este pozo no pudo calcularse el índice de productividad incremental debido a que no tenía una producción inicial, se cuenta solamente con un valor de índice de productividad posfractura para fluidos totales (1,061) el cual evidencia claramente un aumento de producción. Esta producción actual no es la esperada, debido a que a las condiciones de geometría de fractura, características de la formación y concentración de propante no se obtiene una conductividad efectiva de fractura deseada, ni un factor de conductividad adimensional de fractura óptimo.

4.3.2.9. Tanane 1.

La curva de declinación para el pozo Ocoa 1 es de tipo exponencial al presentar el término b equivalente nulo, Figura 36, con una tasa de declinación inicial equivalente a 0,0030.

FIGURA 37. Curva de declinación de producción del pozo fracturado Tanane 1.



FUENTE: Autores, Software OFM.

En la tabla 31 se presentan los datos de producción que se tiene de cada mes del pozo Tanane 1. El valor resaltado en amarillo representa el mes en el que se realizó el trabajo de fracturamiento hidráulico. Los datos no consignados en la tabla no se obtuvieron de la información suministrada.

TABLA 31. Datos de producción del pozo Tanane 1.

Fecha	AÑO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Produccion mensual Bb/M	2010					822,3	550,4	188,8	763,3	1265,4	1524,5	1357,5	188,8

FUENTE: Ecpetrol.

Las características de la fractura y formación se consignan a continuación.

TABLA 32. Características Tanane 1.

Pozo	Tanane 1
Formación	Guadalupe
Permeabilidad de formación K [mD]	1
Concentración de propante [ppa]	2
Longitud de fractura [ft]	508
Ancho de fractura [in]	0,072
Conductividad efectiva de fractura [mD-ft]	179
Conductividad adimensional	0,1
Módulo de Young	7,62 e6
Presión neta [psi]	3562
J postfractura total	0,045

FUENTE: Recopilado de fracturamientos en Suria, Ecopetrol.

La formación Guadalupe tiene una muy baja permeabilidad, lo que ocasionaba que el pozo Tanane 1 no produjera naturalmente. El objetivo del fracturamiento

hidráulico hecho en el mes de abril de 2010 consistía en generar canales que presentaran suficiente conductividad y longitud para incrementar la productividad.

La curva de declinación comienza con el primer mes de producción del pozo (mayo de 2010) correspondiente a 822 barriles. Se observa un comportamiento fluctuante en la producción que no obedece a la tendencia de la línea de declinación ni de pronóstico. En el mes de agosto de 2010, se observa un punto bajo en producción, menor a la tendencia de declinación del pozo, y un subsecuente aumento que evidencia la manipulación de la bomba al aumentarle frecuencia

Se presenta baja conductividad efectiva (179 mD-ft) de fractura y un factor de conductividad adimensional de fractura demasiado bajo (0,1) el cual se logró con una concentración de propante baja (2 ppa) y una alta longitud de fractura (508 ft). Este factor de conductividad adimensional de fractura indica que la fractura no posee la habilidad para transportar el fluido que la formación le aporta.

Para este pozo no pudo calcularse el índice de productividad incremental debido a que no tenía una producción inicial, se cuenta solamente con un valor de índice de productividad postfractura para fluidos totales (0,045) el cual evidencia claramente un aumento de producción.

Esta producción actual no es la esperada, debido a que a las condiciones de geometría de fractura, características de la formación y concentración de propante no se obtiene una conductividad efectiva de fractura deseada, ni un factor de conductividad adimensional de fractura óptimo.

El aumento de producción que se evidencia se debe a que cuando se cerró el pozo para aplicarle el tratamiento, se aprovechó el momento para cambiar la bomba y para “limpiar y reactivar” el pozo, de manera que cualquier aumento o

disminución en la tasa de producción es el resultado directo del mantenimiento y no tiene ninguna relación con el tratamiento para estimular la formación.

4.3.3. Correlación de la influencia de la conductividad efectiva de fractura y longitud efectiva de fractura en el índice de productividad incremental de los pozos fracturados.

Los datos de los pozos fracturados se tabulan a continuación y se encuentra una ecuación que modela el comportamiento de estos pozos para cada campo respecto a la conductividad efectiva de fractura y longitud propantada.

CAMPO APIAY.

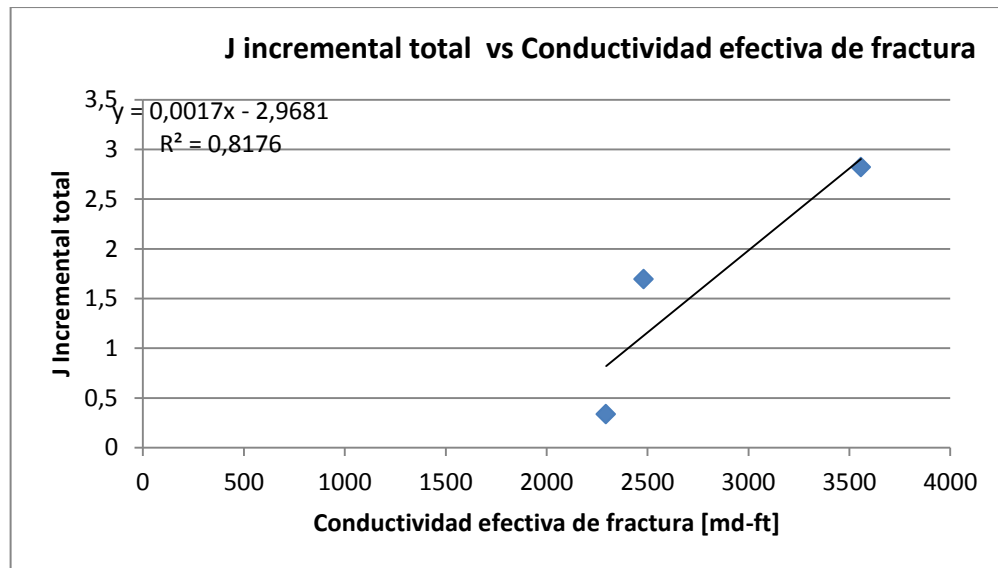
TABLA 33. Datos de pozos fracturados. Apiay

Pozo.	IP incremental total.	Conductividad efectiva de fractura.(md-ft)	Longitud propantada de fractura. (ft)
Apiay 22	2,8210327	3557,5	209,04
Apiay 14	1,6959182	2481	350
Apiay 29	0,336	2295	251

FUENTE: Autores

Con estos datos se obtienen gráficos donde se observa la tendencia o comportamiento producción del pozo, al relacionar el índice de productividad incremental (eje Y) de los pozos con parámetros importantes tenidos en cuenta en el análisis realizado anteriormente en este capítulo, conductividad efectiva de fractura y longitud propantada de fractura, representados en el eje X de cada gráfica. Fig 37 y 38.

FIGURA 38. Índice de productividad incremental total vs conductividad efectiva de fractura. Apiay.



FUENTE: Autores

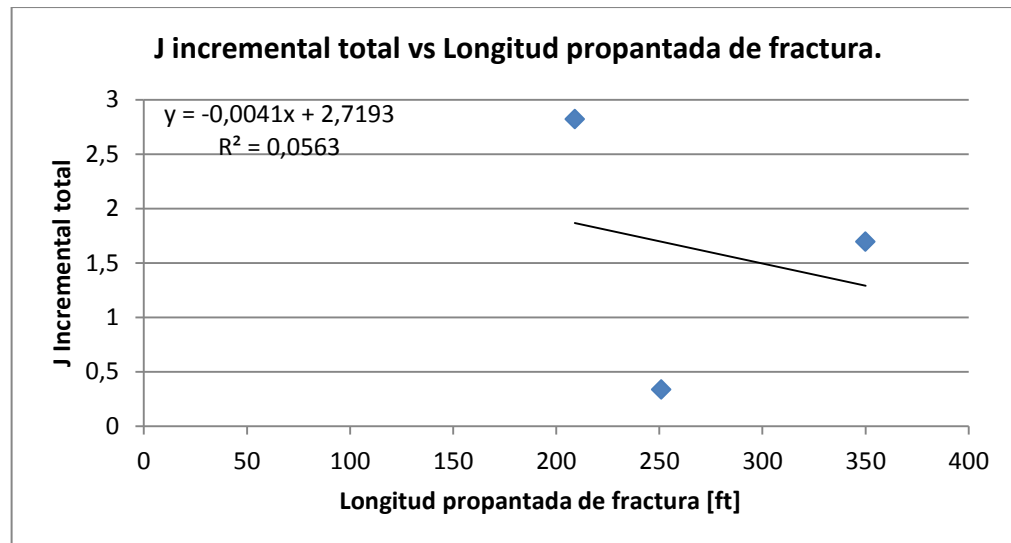
La ecuación que sigue la línea de tendencia correspondiente a la anterior grafica generada es:

$$y = 0,0017x - 2,9681 \quad 4.16$$

Dónde “y” es la variable dependiente que para nuestro estudio corresponde al IP incremental, y la variable independiente “x” la conductividad efectiva de fractura. Entonces se tiene la ecuación que modela el comportamiento del índice de productividad incremental total con respecto a la conductividad efectiva (C_f) de fractura para el campo Apiay, la cual se presenta a continuación:

$$J_{incremental} = 0,0017C_f - 2,9681 \quad 4.17$$

FIGURA 39. Índice de productividad incremental total vs longitud propantada de fractura. Apiay.



FUENTE: Autores

La ecuación que sigue la línea de tendencia correspondiente a la anterior grafica generada es:

$$y = 0,0041x + 2,7193 \quad 4.18$$

Pero su valor de R^2 no es lo suficientemente alto para decir que es una correlación concluyente. Dónde la variable independiente “y” es la variable que para nuestro estudio corresponde al IP incremental, y la variable independiente “x” la longitud propantada de fractura.

Entonces no se tiene la ecuación confiable que modela el comportamiento del índice de productividad incremental total con respecto a la longitud propantada de fractura (L_f) para el campo Apiay.

CAMPO SURIA.

TABLA 34. Datos de pozos fracturados. Suria.

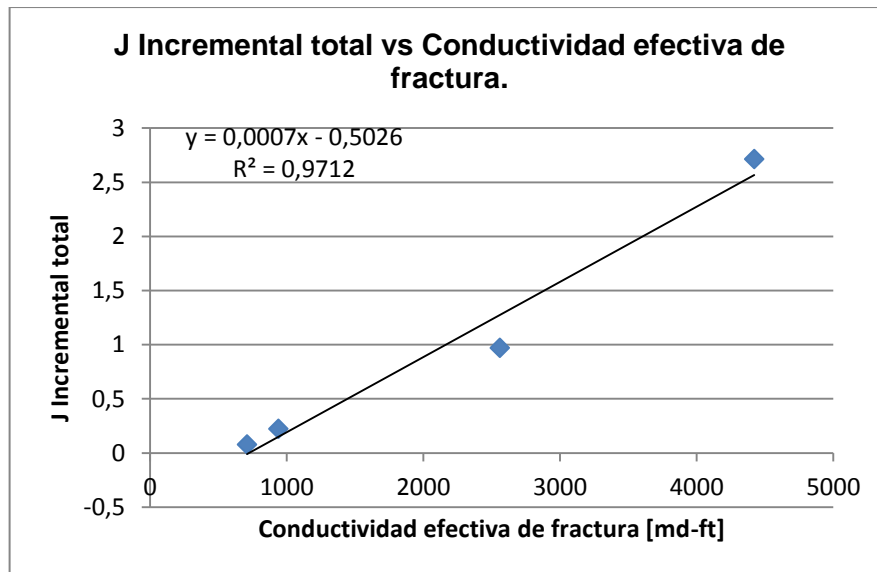
Pozo	J incremental total	Conductividad efectiva de fractura	Longitud propantada de fractura
Suria sur 22	2,7137588	4422	104
Ocoa 1	0,97036156	2561	192,5
Suria 3	0,22118637	940	262,3
Suria sur 5	0,07624237	710,5	105,9

FUENTE: Autores.

En la tabla 32 no aparecen los datos de los pozos Austral 1R y Tanane 1, debido a que como se dijo anteriormente, estos no presentaron producción antes de realizado el trabajo de fracturamiento hidráulico, por lo tanto su índice de productividad pre fractura es cero y no es posible determinar el índice de productividad incremental.

A partir de estos datos se obtienen gráficos donde se observa la tendencia o comportamiento producción del pozo, al relacionar el índice de productividad incremental de los pozos con parámetros importantes tenidos en cuenta en el análisis realizado anteriormente en este capítulo, conductividad efectiva de fractura y longitud propantada de fractura. Fig 37 y 38.

FIGURA 40. Índice de productividad incremental total vs conductividad efectiva de fractura. Suria.



FUENTE: Autores.

La ecuación que sigue la línea de tendencia correspondiente a la anterior grafica generada es:

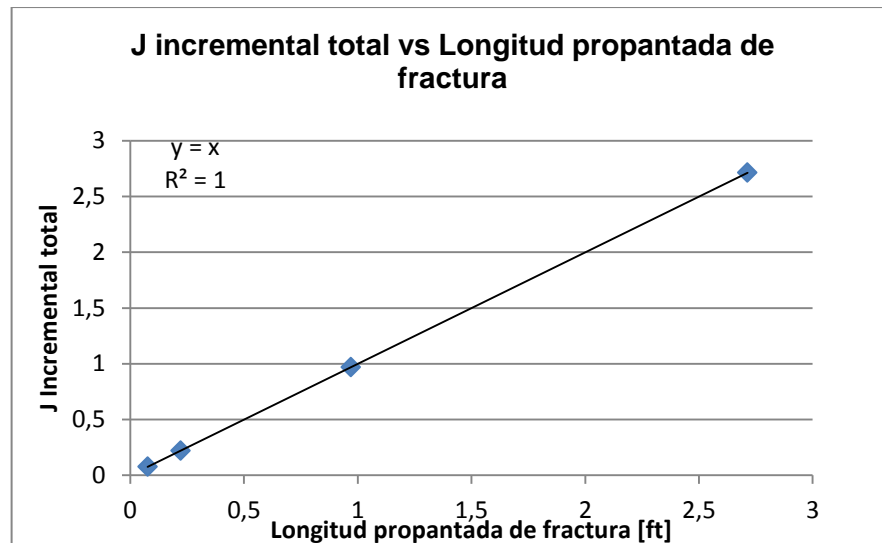
$$y = 0,0007x - 0,5026 \quad 4.19$$

Dónde “y” es la variable dependiente que para nuestro estudio corresponde al J incremental, y la variable independiente “x” la conductividad efectiva de fractura.

Se presenta la ecuación que modela el comportamiento del índice de productividad incremental total con respecto a la conductividad efectiva (C_f) de fractura para el campo Suria:

$$J_{incremental} = 0,0007C_f - 0,5026 \quad 4.2$$

FIGURA 41. Índice de productividad incremental total vs longitud propantada de fractura. Suria.



FUENTE: Autores.

La ecuación que sigue la línea de tendencia correspondiente a la anterior grafica generada es:

$$y = x \quad 4.21$$

Dónde la variable independiente “y” es la variable que para nuestro estudio corresponde al J incremental, y la variable independiente “x” la longitud propantada de fractura.

Entonces se tiene la ecuación que modela el comportamiento del índice de productividad incremental total con respecto a la longitud propantada de fractura (L_f) de fractura para el campo Suria, la cual se presenta a continuación:

$$J_{incremental} = L_f \quad 4.23$$

Los campos pertenecientes al campo Suria presentan una tendencia lineal con el comportamiento en producción en función de la longitud propantada, es decir, que a mayor longitud propantada de fractura, mayor es el incremento en el índice de productividad.

5. CONCLUSIONES

- La baja productividad de los 9 pozos analizados, los cuales tienen una presión neta mayor a 1000 psi y una producción menor a la esperada, no presenta ninguna relación directa con las altas presiones netas encontradas en esta zona. Por otra parte, esta baja productividad se relaciona de manera diferente para cada pozo, involucrando variables como la permeabilidad de la formación, conductividad efectiva de fractura, concentración de propante, módulo de Young, longitud de fractura y factor de conductividad efectivo de fractura.
- Las altas presiones netas en los campos Apiay y Suria, se presentan debido a que estos campos se encuentran en un área tectónicamente activa, donde por movimiento de placas el contraste entre esfuerzos horizontales es abrupto, generando tortuosidad y a su vez fricción cerca a la cara de pozo la cual sumada a la presión de los fluidos en la fractura, hacen que la presión de tratamiento en fondo sea más alta de lo que debería ser. Entonces, si la presión de tratamiento en fondo es alta, la presión neta también lo es.
- Las fracturas en formaciones de baja permeabilidad se diseñan por longitud para que puedan contactar mayor parte de la formación mejorando la productividad del pozo. En este estudio, pudo observarse este comportamiento en los pozos Tanane 1, Apiay 14, Austral 1R, Apiay 29, donde, en su orden al encontrarse de menor a mayor permeabilidad, las longitudes de fractura lo hacen de mayor a menor.
- El factor de conductividad adimensional de fractura, es el mejor indicativo usada en el diseño de fractura y tiene una influencia masiva en la producción después de realizado el tratamiento.

- Para mejorar el factor de conductividad adimensional de fractura, se necesita mejorar el paso de los fluidos de la formación a la fractura y de la fractura al pozo, para lo que es necesario equilibrar ciertos factores, como ancho de fractura, concentración de propante, longitud de fractura y permeabilidad de formación.
- El trabajo más exitoso se evidenció en el pozo Suria sur 22, al presentarse un alto Índice de productividad incremental y un alto factor de conductividad adimensional de fractura. Este es un caso ideal en un fracturamiento hidráulico, la formación tiene una alta permeabilidad y la geometría de fractura es la adecuada. En esta fractura se utilizó una mayor concentración de propante, se tiene la mayor conductividad efectiva de fractura, la menor longitud de fractura, la mayor permeabilidad de formación y buen ancho, por lo cual se obtiene una buena productividad.
- En algunos pozos la producción de agua aumenta después de realizado el trabajo de fracturamiento hidráulico lo que es un claro indicio de que la formación se encuentra cerca a algún contacto agua-aceite.
- Se encuentra una relación directamente proporcional entre el índice de productividad incremental y la longitud propantada de fractura para el campo Suria. Es decir, los pozos fracturados en campo, al tener mejor longitud propantada de fractura, se obtiene una mayor productividad.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar el trabajo con datos de producción para los intervalos fracturados en el mismo pozo, ya que para cada uno existen parámetros específicos de presión neta, presión de cierre y presión de fondo de tratamiento, los cuales en este trabajo fueron promediados al carecer de datos de producción para cada uno de estos intervalos.
- Se recomienda obtener los datos de presión neta, presión de cierre y presión de fondo de tratamiento para cada pozo, de informes de la misma compañía, ya que al ser de diferentes, las presiones netas son obtenidas de distinta manera, siendo mayores en unas y menores en otras.
- Es recomendable analizar desde un enfoque geomecánico el comportamiento de producción de estos pozos fracturados.

BIBLIOGRAFÍA

- JHORDAN JEFF S., P.E., HARKRIDER JHON D., ANTHONY WILLIAM L., DELONG THOMAS W., RAY F. THE RELATIONSHIP BETWEEN NET PRESSURE DEVELOPMENT DURING HYDRAULIC FRACTURE TREATMENTS AND PRODUCTIVITY IN FRUITLAND COAL COMPLETIONS. SPE 84819 Society of Petroleum Engineers, 2003.
- M. Ramurthy, Robert D. Barree, Bill barrett, John D. Longwell, Donald P. Kundert, Cristina Tamayo. "Effects of high process-Zone Stress in shale Stimulation treatments". SPE 123581. Denver, Colorado, U.S.A 2009.
- Carta Petrolera, edición 119, Agosto-Septiembre 2008.
- Shlyapobersky, J., Wong, G. K. and W.W. 1988: "overpressure calibrated design of hydraulic fracture stimulations, " SPE 18194 presented at the annual technical conference and exhibition, Houston, Texas, U.S.A.
- L.F.NIKUROVA, V.N.SURTAEV, AND R.R. YAMILOV, SIBNEFT-KHANTOS. ENHANCING WELL PRODUCTIVITY AFTER HYDRAULIC FRACTURING IN THE PRIOBSKOYE OILFIELD. SPE 102194 –MS-P, Society of Petroleum Engineers, 2006.
- NSI, Fracturing pressure analysis.
- Keck, R.G., Nehmer, W.L. and Strumolo, G. S.: "A new method for predicting friction pressures and rheology of proppant-laden fracturing fluids," SPEPE (feb. 1992).

- J.L. Gidley et al, Monograph Series, SPE, Richardson, TX 12, chaps 3-5, 11. Recent Advances in Hydraulic Fracturing.
- John C. Gottschling. Marcellus Net fracturing Pressure analysis. SPE 139110, (2010).
- N. POTLURI, D. ZHU, AND A. D. HILL, EFFECT OF NATURAL FRACTURES ON HYDRAULIC FRACTURE PROPAGATION. SPE 94568, Society of Petroleum Engineers, 2005.
- R.H.MORALES and R.P. MARCINEW, 4. FRACTURING OF HIGH-PERMEABILITY FORMATIONS: MECHANICAL PROPERTIES CORRELATIONS, SPE 26561, Society of Petroleum Engineers, 1993.
- KENNETH G. NOLTE, and MICHAEL B. SMITH, INTERPRETATION OF FRACTURING PRESSURES, SPE 8297, Society of Petroleum Engineers.
- Kenneth G. Nolte, Ampco. Production Co. Fracture Design Considerations Based on Pressure. SPE 10911
- G.W. Voneiff, SPE and S.A. Holditch, SPE, S.A. Economic Assessment of Applying Advances in Fracturing Technology.
- HEMANTA MUKHERJEE, 6. FRACTURED WELL PERFORMANCE: KEY TO FRACTURE TREATMENT SUCCESS, JPT, 1999.
- J.I. RUEDA, A. ZAKHAROV, and J.MACH, 7. INVESTIGATING APPLICABILITY OF VOGEL'S IPR FOR FRACTURED WELLS, SPE 94252, 2005.

- DALE BEGGS, PRODUCTION OPTIMIZATION USING NODAL ANALYSIS, Second edition, United States Of America, OGCI and Petroskills publications,2003.
- Hongjie Xiong, Stephen A. Holditch, and Zillur Rahim, “Using a Fuzzy System to Choose Target Wells and Target Formations for Stimulation”.
- T.E.W Nind. - Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros, 1987.
- DEL CASTILLO, LUIS. “Mejoras en el diseño del fracturamiento hidráulico utilizando análisis de riesgo en el noroeste de Perú. Tesis 2010.
- López, Alicia Susana. Análisis de alternativas para incrementar la producción en pozos fracturados del campo palo azul reservorio hollín, tesis. (ingeniería de petróleos). Quito, Ecuador, 2009
- Garcés, Christian Danilo. Hurtado Victor Andrés. Optimización de la producción en pozos del campo shushufindi en base al índice de productividad obtenido del análisis de pruebas de presión. Tesis. (ingeniería de petróleos). Quito, Ecuador, 2012.
- M. Y. Soliman, Loyd East, and David Adams. GeoMechanics aspects of multiple fracturing of horizontal and vertical wells. SPE 86992, Society of petroleum engineers, 2004.
- Economides, M., Oligney, R. and Valko, P., “Unified fracture Design, Bridging the gap between theory and practice,” Orsa Press, Alvin, Texas, 2002.

- J.K.Diestric, JD as a performance indicator for hydraulically fractured Wells, SPE 93630.
- Alternativas técnico económicas de perforación para el futuro desarrollo de los campos de la superintendencia de operaciones Apiay.