

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



**“FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DEL USO DE
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA ARENA ME-P EN EL CAMPO
EL ROBLE, DISTRITO GAS ANACO”**

**REALIZADO POR:
DANIEL ALEJANDRO SOLÓRZANO RODRÍGUEZ
C.I.: 17.614.311**

**Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como
Requisito parcial para optar al Título de:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

Barcelona, Febrero de 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



**“FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DEL USO DE
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA ARENA ME-P EN EL CAMPO
EL ROBLE, DISTRITO GAS ANACO”**

REALIZADO POR:
DANIEL ALEJANDRO SOLÓRZANO RODRÍGUEZ
C.I.: 17.614.311

ING. JHONLES MORALES
ASESOR ACADÉMICO

Barcelona, Febrero de 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



**“FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DEL USO DE
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA ARENA ME-P EN EL CAMPO
EL ROBLE, DISTRITO GAS ANACO”**

ING. JHONLES MORALES
ASESOR ACADÉMICO

ING. JOSÉ RODRÍGUEZ
JURADO PRINCIPAL

ING. CARMEN VELÁSQUEZ
JURADO PRINCIPAL

Barcelona, Febrero de 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado:

“Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, el cual lo notificará al Consejo Universitario”.

DEDICATORIA

Este trabajo va dedicado a mi hijo Daniel Enrique Solórzano Osuna, quien ha sido toda la motivación que he necesitado

AGRADECIMIENTOS

Primeramente le agradezco a **DIOS** por darme la fuerza de seguir adelante y lograr este paso tan importante en mi vida.

A mis padres **LUZ MARIA** y **OMAR**, por apoyarme durante toda mi vida y enseñarme a luchar por todo lo que quiero. También le agradezco a mi otro papá **VICTOR GIL**, quien a pesar de no ser mi padre de sangre, me tratado como tal y me ayudado durante todo el tiempo que ha estado en mi vida. Nunca tendré como pagarles todo lo que han hecho por mí. **LOS QUIERO MUCHISIMO.**

A mi esposa bella y preciosa **ERIKA OSUNA**, que nunca ha dejado de apoyarme a pesar de todo y ha sido un pilar importante para mi crecimiento personal. **TE AMO MI REINA.**

A mis compañeros y amigos, **Jean Martínez, Nohemar Mora, Alejandro Galindo, Rafael Pérez, José Cesar, Jorge Velázquez, Luis Beltrán, Ayari Tovar.** Gracias por estar conmigo durante estos años de aprendizaje y nunca olvidare lo tanto que me han ayudado para alcanzar mis metas y ustedes nunca olviden que los quiero muchísimo. Le pido disculpa a quienes haya olvidado porque son muchos y le doy gracias a Dios por conocerlos a todos y que sean mis amigos.

Por último y no menos importante a mi primo/compadre **Max De León** por cuidarme y enseñarme tanto de la vida.

Daniel Alejandro Solórzano Rodríguez.

TABLA DE CONTENIDO

RESOLUCIÓN	IV
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTOS	VI
TABLA DE CONTENIDO.....	VII
RESUMEN.....	XIV
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	15
1.1. Introducción.....	15
1.2. Planteamiento del Problema.....	16
1.3. Objetivos	17
1.3.1. Objetivo General.....	17
1.3.2. Objetivos Específicos	17
CAPÍTULO II. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO	18
2.1. Cuenca Oriental de Venezuela	18
2.1.1. Características Generales de la Cuenca Oriental de Venezuela.	19
2.1.2. Área Mayor de Oficina (AMO).....	20
2.1.3. Área Mayor de Anaco(AMA).....	20
2.2. Descripción de la Formación Merecure.	23
2.2.1. Descripción Litológica.....	23
CAPÍTULO III. MARCO TEORICO.....	25
3.1. Historia del Fracturamiento.....	25
3.1.1. Objetivos del Fracturamiento	26
3.1.2. Definición de Fracturamiento	27
3.2. Parámetros de Diseño e Implementación	28

3.2.1. Modelos de Fractura	28
3.2.1.1. Ancho de fractura hidráulica con el modelo PKN (Perkinz, Kernm, Nordgren).....	30
3.2.1.2. Ancho de la fractura con el modelo KGD (Khristianovic, Zeltov, Geertsman, Klerk).....	33
3.2.2. Parámetros de Selección para Fracturamiento de Pozos	35
3.2.2.1. Incremento del Régimen de Producción.....	35
3.2.2.2. Mejora en la Recuperación Final.....	35
3.2.2.3. Mejor Uso de la Energía del Yacimiento.....	36
3.2.2.4. Incremento del Régimen de Inyección.....	36
3.2.3. Mecánica de las Rocas.....	37
3.2.3.1. Materiales Elásticos y Plásticos.....	37
3.2.3.2. Tensiones en el Subsuelo.....	40
3.2.3.3. Tensiones Alrededor del Pozo	43
3.2.3.4. ORIENTACION DE LA FRACTURA	43
3.2.3.5. FORMA DE LA FRACTURA	44
3.2.4. Fluidos de Fracturamiento	45
3.2.4.1. Propiedades del Fluido de Fractura.....	45
3.2.4.2. Propiedades de la Formación	46
3.2.4.3. Compatibilidad entre el Fluido de Tratamiento y el de Formación	47
3.2.4.4. Tipos de Fluidos de Fracturamiento.....	48
2.2.4.4.1. Geles Base Agua	49
3.2.4.4.2. Geles Base Aceite	52
3.2.5. Apuntalantes	53
3.2.6. Características de la Fractura.....	53
3.2.6.1. Medida de la Presión de Cierre de la Fractura	53
3.2.6.2. Propagación de la Fractura.....	54
3.2.6.2.1. Crecimiento Vertical.....	55
3.2.6.2.2. Crecimiento Horizontal.....	55

3.2.7. EQUIPOS DE FRACTURAMIENTO	56
CAPÍTULO IV. MARCO METODOLÓGICO	66
4.1 Tipo de Investigación	66
4.2 Diseño de la Investigación.	66
4.3. Población y Muestra	67
4.3.1. Población	67
4.3.2. Muestra	67
4.4. Procedimiento Metodológico	68
4.4.1. Revisión Bibliográfica.	68
4.4.2. Revisión y análisis de los trabajos de fracturas hidráulicas realizadas en el Campo El Roble, Distrito Gas Anaco.	69
4.4.3. Selección de los pozos de la arena ME-P con mejor prospectividad para ser fracturados.....	69
4.4.4. Estimación del comportamiento de producción de la arena ME-P a través de la simulación con FRACPRO.....	70
4.4.5. Comprobación de la eficiencia de la fractura basándose en la rentabilidad desde el punto de vista productivo.	71
4.5. Herramientas, materiales y equipos usados para la recolección y análisis de la información.....	71
4.5.1. Equipos	71
4.5.2 Materiales	71
4.5.3 Herramientas.....	72
CAPÍTULO V. ANÁLISIS Y RESULTADOS	57
5.1. Analizar los Trabajos de Fracturamiento Hidráulico Realizados en el Campo El Roble.	57
5.2. Seleccionar los Pozos de la Arena ME-P donde pueda aplicarse la Técnica de Fracturamiento Hidráulico.....	59

5.2.1. Historia de Producción del Pozo.....	60
5.2.2. Análisis de Registros, Datos de Producción, Pruebas de Presión y Parámetros Petrofísicos	60
5.2.3. Selección de la Técnica de Estimulación por Fracturamiento Hidráulico.	61
5.2.4. Verificación del Estado Mecánico del Pozo.....	62
5.2.5. Diseño del Tratamiento de Fractura	62
5.2.6 Verificación de la Disponibilidad de Materiales y Equipos	62
5.2.7 Elaboración de la Propuesta Técnica y Económica.....	62
5.2.8 Ejecución de la Estimulación por Fracturamiento Hidráulico.....	63
5.2.9 Evaluación y Documentación de Resultados.....	63
5.3. Estimar el Comportamiento de Producción a través de la Simulación con FRACPRO de la Arena ME-P.....	63
5.4. Comprobar la Rentabilidad desde el Punto de Vista Productivo del Método de Fracturamiento Hidráulico de la Arena ME-P del Campo El Roble.	68
CONCLUSIONES	75
RECOMENDACIONES.....	76
BIBLIOGRAFIA	77
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO	79

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Ubicación Geográfica de las Cuencas Petrolíferas de Venezuela.	18
Figura 2.2. Campos del Área Mayor de Anaco.....	21
Figura 2.3. Estratigrafía de la Cuenca Oriental de Venezuela.	22
Figura 2.4. Extensión de la Formación Merecure.....	23
Figura 3.1. Distribución de los esfuerzos.....	27
Figura 3.2. Modelo PKN.....	31
Figura 3.3. Modelo KGD	34
Figura 3.4. Deformación elástica	38
Figura 3.5. Diagrama de Esfuerzo -Deformación.	39
Figura 3.6. Ley de Hooke.....	40
Figura 3.7. Presión Litostática.	42
Figura 3.8. Orientación de la fractura.	44
Figura 3.9. Formas de las fracturas.	45
Figura 3.10. Tanque de almacenaje.....	57
Figura 3.11. Múltiples.....	58
Figura 3.12. Mezcladores.....	59
Figura 3.13. Múltiple de succión.	60
Figura 3.14. Bomba de succión.....	60
Figura 3.15. Batea de mezcla.....	63
Figura 3.16. Bomba de descarga.....	64

Figura 3.17. Esquema de equipos de fractura.	65
Figura 4.1. Mapa Isópaco estructural de la Arena ME-P.	68
Figura 5.1. Análisis de producción asumiendo una presión de 1100 lpc.	64
Figura 5.2. Análisis de producción asumiendo una presión de 1500 lpc.	65
Figura 5.3. Perfil de fractura del RPN-62, ME-P.	66
Figura 5.4. Análisis de producción asumiendo una presión de 1400 lpc.	67
Figura 5.5. Perfil de fractura del RPN-66, ME-P.	68
Figura 5.6. Flujo de caja del Pozo RPN-62.	71
Figura 5.7. Flujo de caja del Pozo RPN-66.	71
Figura. 5.8. Posible diagrama de completa del RPN-62.	73
Figura 5.9. Metodología de selección de pozos de crudo candidatos a Fracturamiento Hidráulico.	74

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1. Valores típicos de E	40
Tabla 3.2. Clasificación de los apuntalantes de acuerdo a la presión de cierre.	54
Tabla 3.3. Dimensión característica según el tipo de modelo utilizado para fracturamiento hidráulico	56
Tabla N° 4.1. Pozos que Integran la Muestra del Estudio	67
Tabla N° 5.1. Parámetros Básicos del Pozo antes de aplicar el Fracturamiento.....	58
Tabla 5.2. Evaluación Económica Pozo RPN-62.....	69
Tabla 5.3. Evaluación Económica Pozo RPN-66.....	69

RESUMEN

El proceso de fracturamiento hidráulico de un pozo es una operación de estimulación que se lleva a cabo para mejorar los canales conductivos de la arena de interés para incrementar la producción. Esta técnica consiste en bombear un fluido en un pozo a una tasa de inyección que es demasiado alta para que la formación la acepte en régimen de flujo radial. Como la resistencia al flujo en la formación se incrementa, la presión en el pozo aumenta a valores que exceden la presión de quiebre de la formación, produciéndose así la fractura. Considerando que esta tiene por objetivo, a nivel de yacimiento, sobrepasar la zona dañada en las vecindades del pozo e incrementar el área de flujo de los fluidos hacia el pozo, dando como resultado el incremento de producción, este estudio persigue implementar el uso de la técnica de fracturamiento hidráulico y así determinar qué tan factible es realizar dicha técnica y en cuanto se puede aumentar la producción en la arenas de interés del Campo El Roble, específicamente la arena ME-P. para esto se han seleccionado dos pozos, el RPN-62 y RPN-66, a los cuales se les realizarán los análisis pertinentes para demostrar a través del uso de simuladores como FracProPT10.3 la viabilidad de la aplicación de estos trabajos en los pozos antes mencionados y la posible futura aplicación en el resto que conforman la población total de este campo.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. Introducción

Durante la vida productiva de un pozo petrolero la producción de este tiende a mermar esto debido a distintos factores, tales como: la disminución en la presión de yacimiento, depletación de la arena, obstrucción tanto de la tubería como de los canales porosos, etc. Cuando esto ocurre se evalúan los distintos escenarios para así determinar el método más idóneo para mejorar dicha producción, esto en caso de no tratarse de la depletación de la arena productora, dentro de los métodos a utilizar se consideran el recañoneo, la adición de solventes, los distintos levantamientos artificiales, el fracturamiento de la zona de interés, la inyección de fluidos, etc.

Luego de analizar las causas de la disminución de la producción y de las posibles soluciones, se procede a la aplicación del método seleccionado, donde en algunos casos es altamente recomendable la realización de un reacondicionamiento completo para evitar posibles problemas que atañen la mejoría de la producción del pozo. Durante este reacondicionamiento se puede aprovechar de optimizar en todos sentidos el funcionamiento del pozo. Normalmente los métodos de mejoramiento de producción más utilizados son los métodos de levantamiento artificial debido a la alta eficiencia que estos presentan, pero a pesar de esto, no todos los pozos se ponen en producción con estas técnicas, ya que representan una inversión con altos costos, por lo que en muchos casos se aplican otros métodos de mejoramiento como los anteriormente nombrados con lo que se persigue una producción más sencilla y a menor costo.

A pesar de que se busca el mejoramiento de producción a un bajo costo para así maximizar las ganancias, el proceso de un fracturamiento hidráulico se mantiene como una buena opción a pesar de que la aplicación de esta técnica represente una inversión considerable, puesto que el mejoramiento obtenido con este método puede ser apreciable dependiendo de las condiciones generales del yacimiento y de algunas características específicas del pozo.

1.2. Planteamiento del Problema

PDVSA GAS, cuenta con Producción del Distrito Gas Anaco la cual se encuentra ubicada en el centro del estado Anzoátegui y parte de los Llanos Orientales, ésta se divide en dos extensas áreas de explotación las cuales son: Producción Área Mayor Oficina (AMO), conformada por los campos Soto, Mapiri, La Ceibita, Aguasay, Carisito, Zapatos y Mata-R, también cuenta con la producción del Área Mayor Anaco (AMA) que comprende los campos El Toco, Santa Ana, Guario, San Joaquín, Santa Rosa y El Roble siendo este último el campo en estudio.

Cuando se comienza la producción de un pozo generalmente los cambios bruscos de presión y temperatura conllevan a la precipitación de las parafinas contenidas en el crudo, las cuales tienden a adherirse a las paredes de la formación productora restringiendo el paso del fluido hacia el pozo. Comúnmente esta problemática es atacada con el uso de diluyentes que ayudan a reducir el taponamiento y mejorar la producción del mismo. El Campo El Roble es productor de parafina y tiene actualmente baja producción, a pesar que se cuenta con diluyentes que ayudan a atenuar dicha problemática, se quiere implementar el uso de la técnica de fracturamiento hidráulico y así determinar que tan factible es realizar dicha técnica y en cuanto se puede aumentar la producción en la arenas de interés del campo. Considerando que la técnica de fracturamiento Hidráulico tiene por objetivo, a nivel de yacimiento, sobrepasar la zona dañada en las vecindades del pozo e

incrementar el área de flujo de los fluidos hacia el pozo, dando como resultado el incremento de producción. Para llevar a cabo el estudio de implementación de esta técnica se hará uso de paquetes computacionales de simulación (FRACPRO y PIPESIM) que iniciarán el diseño del tipo fracturamiento hidráulico que mejor se adapte a las condiciones de la formación y del pozo; establecimiento así la sistemática que permita seleccionar los pozos candidatos a los cuales se les pueda someter a ésta estimulación con el fin de analizar la factibilidad técnico-económica de la aplicación de éste método en los pozos seleccionados.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Evaluar la factibilidad técnico económico del uso de fracturamiento hidráulico en la Arena ME-P en el Campo El Roble, Distrito Gas Anaco.

1.3.2. Objetivos Específicos

1. Analizar los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en el Campo El Roble.
2. Seleccionar los pozos de la Arena ME-P donde pueda aplicarse la técnica de fracturamiento hidráulico.
3. Estimar el comportamiento de producción a través de la simulación con FRACPRO de la Arena ME-P.
4. Comprobar la rentabilidad desde el punto de vista productivo del método de fracturamiento hidráulico de la Arena ME-P del Campo El Roble.

CAPÍTULO II.

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO

2.1. Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela está localizada en la zona Centro-Este de Venezuela, formando una depresión topográfica y estructural. Esta depresión tiene una longitud aproximada de 800 km. en sentido Oeste-Este, y una anchura promedio de 200 km. de Norte a Sur y un área total aproximada de 160.000 km.², entre los estados Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro; además, de una extensión menor en el Estado Sucre. En la **Figura 2.1** se puede observar la ubicación de las cuencas petrolíferas de Venezuela.



Figura 2.1. Ubicación Geográfica de las Cuencas Petrolíferas de Venezuela.

La Cuenca Oriental de Venezuela es estructuralmente asimétrica y presenta una inclinación general hacia el Este. El flanco Sur buza suavemente hacia el Norte, mientras que el flanco Norte está conectado a la zona y fallada de las cordilleras. La Cuenca Oriental se ha dividido en seis subregiones, con sus respectivos y principales campos, las cuales se diferencian entre sí, por las acumulaciones de hidrocarburos o por las características geológicas, entre ellas:

- ✓ Área Mayor de Anaco (AMA).
- ✓ Área Mayor de Oficina (AMO).
- ✓ Área Mayor de Úrica.
- ✓ Área Centro de Anzoátegui y Monagas.
- ✓ Área Norte de Monagas.
- ✓ Guárico.

2.1.1. Características Generales de la Cuenca Oriental de Venezuela.

La Cuenca Oriental presenta sus principales acumulaciones de hidrocarburos en el subsuelo de los llanos de Monagas y Anzoátegui, pertenecientes a las formaciones de edad Oligoceno y Mioceno, caracterizadas por la alternancia de areniscas separadas por intervalos regulares de lutitas, que se repiten en forma cíclica. Los bancos arenosos son recipientes gasíferos y petrolíferos, que están limitados por diferentes mecanismos de entrapamientos constituidos en su totalidad por arenas de origen Fluvio Deltaico y Litoral.

La generación de petróleo en la Cuenca Oriental es producto de la roca madre, la cual depende del tipo, espesor y madurez alcanzada. La principal roca generadora en esta Cuenca la constituye la Formación Querecual. Se interpreta que las Formaciones San Antonio y las Lutitas de Oficina, también son generadoras, pero en proporción alternante. En función de los estudios geoquímicos realizados a las rocas madres, éstas se pueden clasificar en Kerógeno tipo II y III de origen marino, cuyos espesores

van desde 60 a 1.500 metros y cuya área de drenaje es aproximadamente 50% del área total de la Formación Querecual.

2.1.2. Área Mayor de Oficina (AMO)

El Área Mayor de Oficina la cual posee una extensión superficial de aproximadamente 14.500 km². Ubicada en la parte Central de los estados Anzoátegui y Monagas, limitada al Norte por las áreas de Anaco y Jusepín, al Sur por las áreas de Hamaca y Zuata de la Faja Petrolífera del Orinoco, al Este por la subregión de Temblador y al Oeste por la Subcuenca de Guárico.

2.1.3. Área Mayor de Anaco(AMA)

El Área Mayor de Anaco está localizada el sector norte del flanco meridional de la Cuenca Oriental, en la Subcuenca de Maturín, en el bloque levantado al norte del Corriente de Anaco. Específicamente en el área geográfica de los Municipios Freites y Aguasay, a 70 km de la Ciudad de Anaco y 50 km de la Ciudad de Cantaura, en dirección sureste. Abarca una extensión superficial aproximadamente de 14.500 km². Está integrada por los campos petrolíferos: El Toco, Santa Ana, San Roque, San Joaquín, Guárico, El Roble y Santa Rosa, los cuales pueden ser ubicados en la **Figura 2.2.**

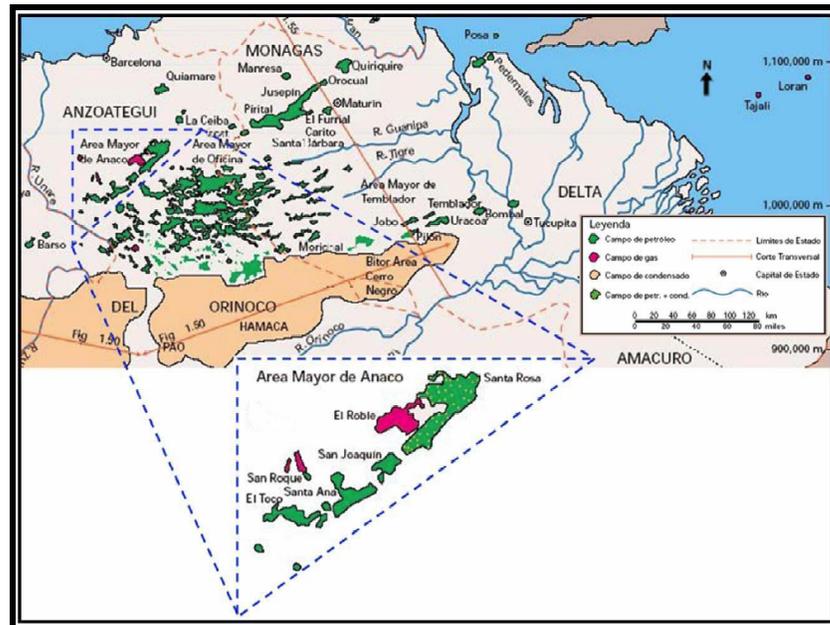


Figura 2.2. Campos del Área Mayor de Anaco.

En la **Figura 2.3**, se muestra la constitución de la Cuenca Oriental de Venezuela, donde se puede apreciar las formas y las edades específicas de los distintos yacimientos que la conforman.

2.2. Descripción de la Formación Merecure.

En 1948 se introdujo el término Formación Merecure en el subsuelo de los campos petrolíferos de Anaco, para sustituir al término "Formación Periquito". En la **Figura 2.4** se puede apreciar que la formación merecure cuenta con una longitud aproximada de 200 km, abarcando los estados Anzoátegui, Monagas y Sucre.

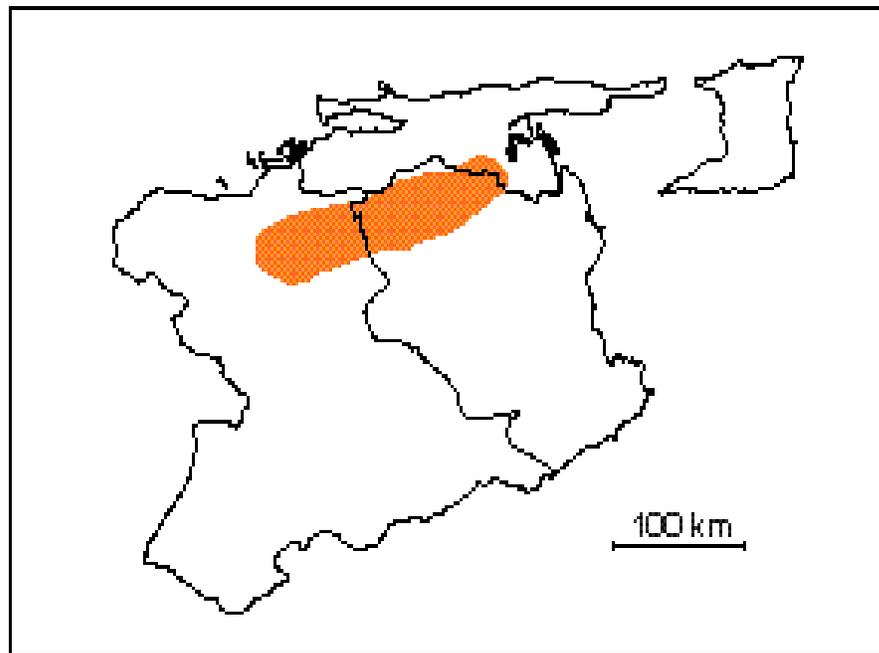


Figura 2.4. Extensión de la Formación Merecure.

2.2.1. Descripción Litológica.

La formación se compone más del 50% de areniscas, de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas y muy lenticulares, duras, de grano fino a grueso, incluso conglomerática, con estratificación cruzada y una variabilidad infinita de porosidad y permeabilidad; el crecimiento secundario de cuarzo es común. Se separan por láminas e intervalos delgados de lutitas de color gris oscuro a negro, carbonáceas,

irregularmente laminadas, algunas arcilitas ferruginosas y ocasionales lignitos. En general, la litología del subsuelo es similar a la del afloramiento. Se caracteriza por un conjunto mineralógico sencillo, aunque localmente el conjunto granate-cloritoide de la Formación Oficina se extiende a Merecure; brookita y anatasa son más abundantes que en Oficina.

Hacia el suroeste (campos La Ceiba y Santa Rosa), la parte superior de la unidad se hace más arenosa. En los registros eléctricos se observa la existencia de picos casi continuos en la curva de SP, mientras que la resistividad es alta, independientemente de la existencia o no de hidrocarburos. Además se ha determinado que esta formación tiene un espesor entre los 1.800 y 2.000 pies, dependiendo de la ubicación de que se desee explorar.

El tope de Merecure constituye un reflector regional en toda la cuenca, debido al contraste acústico entre las areniscas masivas (Merecure) y la alternancia de arenisca-lutita (Oficina). La expresión de la unidad en los registros eléctricos, con picos casi continuos, muestra contraste marcado con los picos discontinuos de la Formación Oficina. En cuanto a la edad, plantean que la Formación Merecure en su flanco sur de la subcuenca de Maturín, es de edad Mioceno Medio, mientras que en la región noreste, la unidad equivalente es Oligoceno y está representada por las formaciones Los Jabillos, Areo y Naricual.

CAPÍTULO III

MARCO TEORICO

3.1. Historia del Fracturamiento

Como resultado de varios años de experimentación en el laboratorio y estudios en el campo, en marzo de 1949 una Compañía Norteamericana, realizó en forma simultánea en los primeros dos tratamientos de fracturamiento con fines comerciales en el estado de Texas. Así comenzó uno de los procesos de estimulación de pozos más importantes que se haya conocido en la historia de la Industria Petrolera.

Las estimaciones más conservadores demuestran que tres de cada cuatro pozos tratados han experimentado aumentos de producción provechosos y a su vez han incrementado en forma considerable el potencial de los yacimientos. En la actualidad muchos campos existen gracias a esta técnica. Sin el fracturamiento hidráulico se hubiera dejado de lado muchos campos productivos considerándolos improductivos o no comerciales.

Como en todos los descubrimientos se produjeron cambios en el fracturamiento hidráulico pues; los primeros tratamientos se mantuvieron dentro de los límites muy conservadores. La inyección de volúmenes de 200 a 400 galones de fluido con $\frac{1}{2}$ libra de arena por galón a una velocidad de 2 a 4 barriles por minuto era considerada como un tratamiento promedio, y el doble de esas cantidades era ya un trabajo grande. En ocasiones un operador aventurero realizaba un tratamiento de 1.500 a 2.000 galones y se le consideraba como muy arriesgado. Al hacerlo se utilizaban más bombas, lo que resultaba en un aumento de las tasas de inyección. Estos trabajos más grandes y con una tasa de inyección más alta comenzaron a demostrar un aumento de

producción continuo; gradualmente el tamaño de los trabajos y las tasas de inyección aumentaron.

Las tasas de inyección más altas permitieron la experimentación con fluido de menor viscosidad y costos, con muy buenos resultados.

A finales de 1952 se popularizó el uso de residuales refinados y crudos más pesados que permitió un gran volumen por dólar de costo y a partir de ese momento la curva de tratamiento comenzó a crecer ininterrumpidamente. Los tratamientos realizados en 1975 mostraron un promedio de 37.000 galones con 45.000 libras de arena o una relación arena-fluido de aproximadamente 1,25 libras por galón.

En el presente los tratamientos de fracturamiento son muy diferentes de los que se realizaban hace 25 años. Aun cuando todos los días se completan un gran número de trabajos relativamente pequeños es común ver alrededor de un pozo, equipos valorados en un millón de dólares o más, bombeando 200.000 a 500.000 galones de fluido de fracturamiento y 500.000 a 1.000.000 de libras de arena.

3.1.1. Objetivos del Fracturamiento

El objetivo principal del fracturamiento hidráulico es incrementar el radio efectivo del pozo para crear una fractura que dará una longitud cuya conductividad será mayor que la de la formación.

En yacimientos que tengan permeabilidades de un rango de moderado a alto, la conductividad es el factor principal; mientras que la longitud de fractura es de menor importancia, pero si el yacimiento presenta una permeabilidad baja la longitud de fractura es la prioridad.

3.1.2. Definición de Fracturamiento

El fracturamiento hidráulico es la inyección de fluidos dentro de la formación a un caudal y presión mayor a la presión de yacimiento para de esta manera crear una fractura dentro la roca.

La fractura hidráulica es creada usando presión hidráulica para vencer la fuerza de tensión de la roca y el mínimo esfuerzo in-situ en la formación de interés. Como esta fuerza vence el esfuerzo mínimo horizontal, inicia una fractura que es perpendicular a la dirección de mínimo esfuerzo y paralela al máximo esfuerzo horizontal. En la **Figura 3.1** se observa el esfuerzo horizontal mínimo, máximo y la orientación de la fractura.

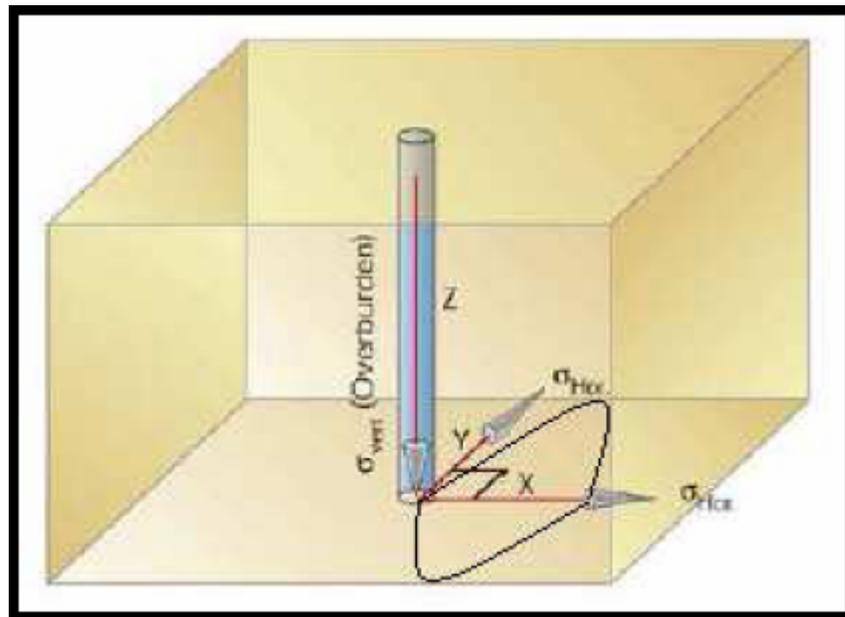


Figura 3.1. Distribución de los esfuerzos.

El fracturamiento hidráulico ésta asociado con los siguientes beneficios:

- Mejora de la productividad

- Interconecta la permeabilidad de la formación
- Ayuda en la recuperación secundaria
- Incrementa fácilmente la inyectabilidad

El fracturamiento hidráulico no cambia la permeabilidad de la formación (**k**) pero crea camino un camino permeable para el fluido del pozo.

3.2. Parámetros de Diseño e Implementación

3.2.1. Modelos de Fractura

Después del inicio de la fractura, la inyección adicional resultaría en una propagación de la misma. La geometría de la fractura creada puede ser aproximada por los modelos que toman en cuenta las propiedades mecánicas de la roca, las propiedades del fluido de fractura, las condiciones con las cuales el fluido es inyectado (cantidad, presión) y la distribución de esfuerzo en el medio poroso.

En la distribución de propagación de fractura, que es un fenómeno particular complejo, se requieren dos tipos de leyes:

- Principios fundamentales tales como las leyes de conservación del momento, masa y energía.
- Criterios para la propagación, por ejemplo, lo que causa que la punta de fractura avance. Estos incluyen iteraciones de roca, fluido y distribución de energía.

Conservación de la energía: afirma que la cantidad total de energía en cualquier sistema aislado (sin interacción con ningún otro sistema) permanece invariable con el tiempo, aunque dicha energía puede transformarse en otra forma de

energía. La cantidad de movimiento obedece a una ley de conservación, lo cual significa que la cantidad de movimiento total de todo el sistema cerrado (o sea uno que no es afectado por fuerzas exteriores, y cuyas fuerzas internas no son disipadoras) no puede ser cambiada y permanece constante en el tiempo.

La ley de conservación de la masa: establece que en toda reacción química la masa se conserva, es decir, la masa consumida de los reactivos es igual a la masa obtenida de los productos.

Se dispone de tres familias generales de modelos: los modelos 2-D han sido utilizados para contribuir en el diseño de tratamientos de estimulación por fracturación desde hace muchos años. Los modelos en 2-D más utilizados son aquellos de Khristianovic y Zeltov, con posteriores contribuciones de Geertsma y de Klerk (1969; modelo KGD) y Perkins y Kern (1961); y, más tarde, el de Nordgren (1972; modelo PKN).

Estos modelos resultan satisfactorios para varias aplicaciones, pero no siempre pronostican en forma adecuada la presión de superficie observada durante el tratamiento de fracturación. Cuando esto ocurre, es común deducir que la geometría de la fractura no se ajusta a la planificada.

Los modelos en 2-D difieren considerablemente en la forma de cálculo del crecimiento y volumen de la fractura. En modelo KGD, la geometría de la fractura tiene una altura uniforme y constante, y una sección transversal rectangular. Este modelo es utilizado cuando la relación entre la longitud y la altura de la fractura es generalmente menor que 1.5.

El modelo KGD es común que describa longitudes de fracturas más cortas, y mayores anchos sobre la pared del hueco que el modelo PKN. En estos modelos y

otros similares en 2-D, no requieren una definición rigurosa de las propiedades mecánicas de la formación.

El uso de modelos tridimensionales (3-D) o pseudo tridimensionales (P3D) ya es común en la industria. A estos modelos se les considera generalmente más precisos, dado que simulan en forma más rigurosa el crecimiento de las fracturas.

Estos modelos requieren, como datos de entrada, valores precisos de las propiedades mecánicas de la roca (relación Poisson, y el Módulo de Elasticidad de Young, E).

3.2.1.1. Ancho de fractura hidráulica con el modelo PKN (Perkinz, Kernm, Nordgren).

El modelo PKN tiene forma elíptica en el orificio del pozo (Figura 3.2). El ancho máximo está en la línea central de esta elipse, con cero ancho en la parte superior y en el fondo. Para el fluido Newtoniano el ancho máximo cuando la longitud de fractura medida es igual a x_f , está dada por:

$$W_{max} = 2,31 \left[\frac{q_i \mu (1-\nu) x_f}{G} \right]^{1/4} \quad \text{Ec. (3.1)}$$

Donde:

W_{max} = Ancho máximo de fractura.

x_f = largo de la fractura.

μ = Es la viscosidad aparente.

ν = Es la relación de Poisson.

G es el **módulo elástico** de corte y está relacionado con el **módulo de Young**, **E** por:

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad \text{Ec. (3.2)}$$

La diferencia de la relación de Poisson entre las diferentes zonas influye en el crecimiento de la altura de la fractura. El valor del módulo de elasticidad de Young influye en el desarrollo del ancho de la fractura.

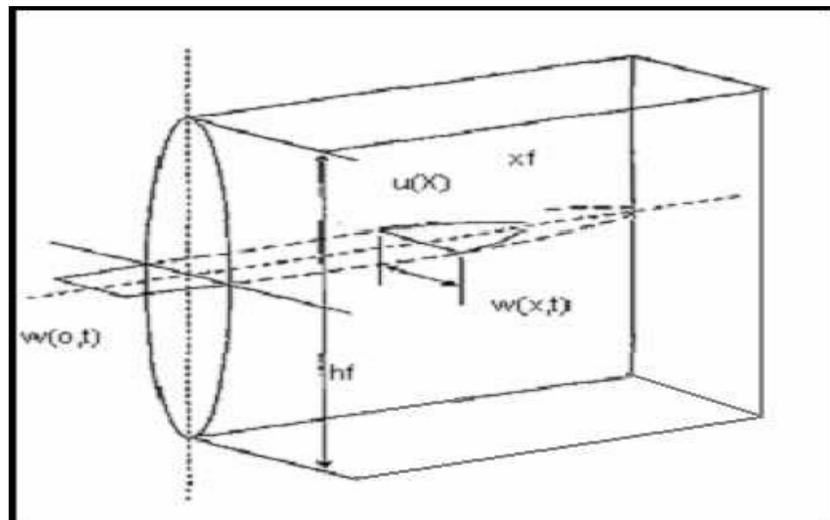


Figura 3.2. Modelo PKN

En las ecuaciones 2.1 y 2.2, q_i es la cantidad de inyección, μ es la viscosidad y ν es la relación de Poisson.

La ecuación (2.1) es particularmente útil para entender la relación entre el ancho de la fractura, tratamiento, variables u propiedades de la roca. La relación de

raíz cuadrada implica que para duplicar el ancho, la viscosidad no es factible ni deseable.

Duplicar la viscosidad con todo el daño permanente potencialmente asociado con el paquete apuntalante resultaría un incremento del 19% del ancho de la fractura, mostrándose así que las variables de tratamiento tienen un impacto moderado sobre el ancho de la fractura. Incrementando la viscosidad también resultará un incremento de la presión neta con un potencial crecimiento indeseable de la altura de la fractura.

Las propiedades de la roca tienen un impacto mayor sobre el ancho de la fractura. El módulo de Young de las rocas yacimiento común puede variar casi dos órdenes de magnitud 10^7 lpc en areniscas hasta 2×10^5 lpc en diatomitas, carbones y gredas suaves. La diferencia de ancho de fractura entre estos dos extremos es de 2,5 veces.

En rocas rígidas, donde el módulo de Young es grande para un volumen dado de fluido inyectado, la fractura resultante será angosta pero larga. Por el contrario en las formaciones de bajo módulo de Young, el mismo volumen de fluido inyectado resultaría en fracturas anchas pero cortas.

La geometría elíptica del modelo PKN conducen a una expresión para el ancho promedio mediante la introducción de un factor geométrico. Así:

$$\overline{W} = 2.31 \left[\frac{q\mu(1-\nu)xf}{G} \right]^{\frac{1}{4}} \left(\frac{\pi}{4} Y \right) \quad \text{Ec. (3.3)}$$

Donde:

\overline{W} = Ancho promedio de fractura, (pulgadas)

El **factor Y** es aproximadamente igual a 0,75 y por lo tanto el término del segundo conjunto de paréntesis es igual a 0,59 en unidades de campo, donde \bar{W} es calculado en pulgadas, q esta bpm (barriles por minuto), μ está en cp, x_f esta en pies y G esta en lpc, la ecuación (3.3) se convierte en:

$$\bar{W} = 0.3 \left[\frac{q\mu(1-\nu)x_f}{G} \right]^{\frac{1}{2}} \quad \text{Ec. (3.4)}$$

3.2.1.2. Ancho de la fractura con el modelo KGD (Khristianovic, Zeltov, Geertsman, Klerk).

El modelo KGD representado en la Figura 3.3 que gira 90° del modelo PKN, y es particularmente aplicable para aproximar la geometría de fractura donde h_f es mayor que x_f , de tal forma, este modelo no debería ser usado en casos donde se genere una larga distancia de fractura.

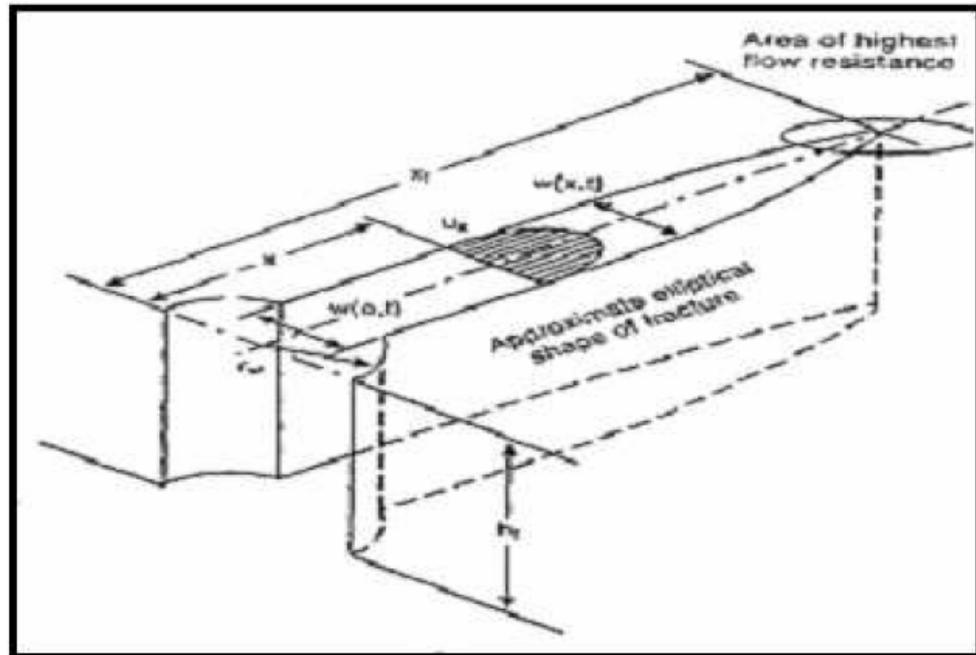


Figura 3.3. Modelo KGD

Aplicando lo observado en la figura se tiene que:

$$\bar{W} = 2.31 \left[\frac{q\mu(1-\nu)\alpha f}{Ghf} \right]^{\frac{1}{4}} \left(\frac{\pi}{4} \right) \quad \text{Ec. (3.5)}$$

Pero en unidades de campo tendríamos que:

$$\bar{W} = 0.29 \left[\frac{q\mu(1-\nu)\alpha f}{Ghf} \right]^{\frac{1}{4}} \left(\frac{\pi}{4} \right) \quad \text{Ec. (3.6)}$$

3.2.2. Parámetros de Selección para Fracturamiento de Pozos

Las dos razones por las cuales se fracturan los pozos son para incrementar su producción y su inyektividad.

3.2.2.1. Incremento del Régimen de Producción.

Asumiendo que un pozo tenga gas o petróleo para producir, y suficiente presión de reservorio para fluir hacia las fracturas, la estimulación generalmente incrementa su producción y resulta el rápido retorno de la inversión, pues las reservas son recuperadas en un breve periodo de tiempo. Los pozos nuevos que son fracturados, a menudo responden a primera instancia con una productividad de varios cientos de veces superior al ensayo inicial. Ocasionalmente, puede mantenerse este alto incremento de productividad.

Los pozos viejos en bombeo generalmente responden con un incremento de cinco a diez veces en producción, donde aún existe adecuada presión de yacimiento. Ninguno de estos promedios debe considerarse como la última palabra en la posibilidad de incrementar la productividad por fracturas. A medida que nuevas técnicas de tratamiento producen fracturas más extensas y con mayor conductividad, se obtendrán mayores incrementos de producción.

3.2.2.2. Mejora en la Recuperación Final.

Existen dos factores en juego, uno es económico y el otro es el área de drenaje. La recuperación final de un pozo es obviamente incrementada al extender el tiempo del límite económico del pozo. De no ser por las técnicas de acidificación y fractura, muchos pozos nunca llegarían a ser comercialmente productivos.

Otra razón por la cual la fractura incrementa la recuperación final es que el método de estimulación ensancha los canales flujo; ya que la eficiencia del drenaje decrece naturalmente con las distancias, es obvio que al extender los canales de flujo en la formación, permitirá que más hidrocarburo alcance el borde del pozo. Este incremento ha sido estimado en un 5-15% del total de la recuperación primaria.

3.2.2.3. Mejor Uso de la Energía del Yacimiento.

Una caída de presión en la cara de la formación puede causar la conificación de agua o gas en el borde del pozo o este puede taponarse por un bloqueo de gas que se desprende de la solución cerca del borde.

Al disminuir la presión de formación a valores permitidos o deseables de producción, las fracturas pueden reducir o eliminar tales problemas y resulta un mejor empleo de energía del yacimiento. La permeabilidad alrededor del pozo determina el tipo de sistema de fractura a producir en la formación, y el consiguiente resultado de caída de presión. Las formaciones que generalmente tienen alta permeabilidad responden a fracturas anchas, cortas y bien empaquetadas. El factor de control en formaciones de baja permeabilidad es la longitud antes que el ancho de las fracturas. Y donde existe un bloqueo de la permeabilidad en el borde de pozo aun un pequeño tratamiento de fractura incrementará y extenderá la producción del pozo.

3.2.2.4. Incremento del Régimen de Inyección.

En algunos yacimientos donde no hay empuje de gas o de agua, se requieren pozos inyectoros para mantener la presión de yacimiento y con ello la producción. En estos yacimientos las fracturas pueden incrementar los valores de inyectividad, aumentando la capacidad de flujo de cada pozo inyector.

3.2.3. Mecánica de las Rocas.

3.2.3.1. Materiales Elásticos y Plásticos.

Cuando se someten a algún esfuerzo, los materiales se deforman. Si al retirar el esfuerzo deformante, el material recupera su forma original, se dice que es un material elástico. Si al quitar el esfuerzo deformante el material no recupera su forma original, se dice que es un material plástico. En general, podemos decir que las rocas de nuestro interés caen dentro de la clasificación de materiales elásticos (aunque en algunos casos particulares no es totalmente cierto). Consideramos válido aplicar algunos conceptos de teoría de la elasticidad. En un principio analizaremos el comportamiento de un material elástico sometido a esfuerzo.

- **Deformación elástica:**

Al someter un material elástico a una fuerza de compresión llamada **F** (Figura 3.4). Para independizar el efecto de la fuerza F de las variables geométricas, haremos que esa fuerza se reparta en el área de la sección transversal del material. Tenemos ahora el concepto de tensión aplicada (con unidades de presión lb/pulg² o kg/cm²).

$$\sigma = \frac{F}{A} = \frac{F}{a^2} \quad \text{Ec. (3.7)}$$

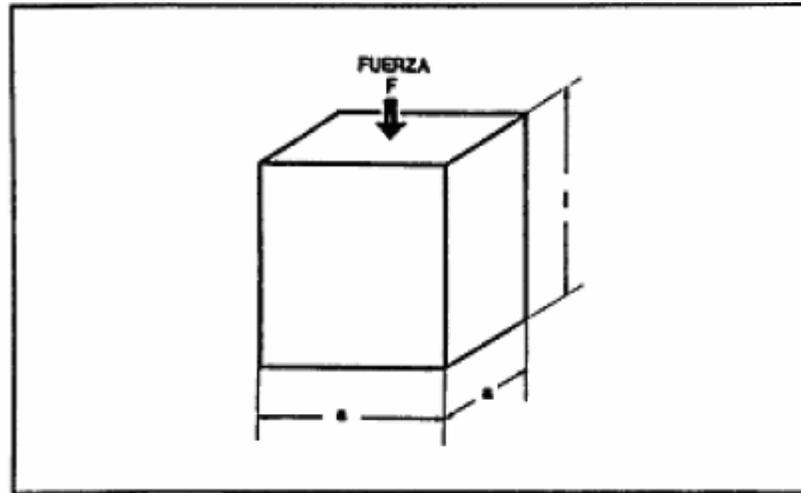


Figura 3.4. Deformación elástica

Donde:

σ = Tensión aplicada.

F = Fuerza.

A = Área.

En la Figura 3.4 se muestra que la fuerza F es una fuerza de compresión pero también podría aplicarse una fuerza de tensión o tracción. El concepto de tensión aplicada, σ , no cambia, pero para identificar los sentidos se acordó que la compresión sea positiva ($+\sigma$) y la tensión sea negativa ($-\sigma$). En la Figura 3.4 se muestra un ejemplo de compresión donde se produce una reducción o acortamiento del material. El acortamiento producido se Δl y se puede relacionar a lo largo a dimensión original, esta relación es la deformación unitaria (pulg/pulg ó cm/cm ó adimensional).

$$\epsilon = \frac{\Delta l}{l} \quad \text{Ec. (3.8)}$$

Δl : Acortamiento.

ϵ : Deformación del material.

Ya que la tensión aplicada y la deformación unitaria están relacionadas entre sí, podemos analizar dicha relación en forma gráfica, como se muestra en la figura 3.5.

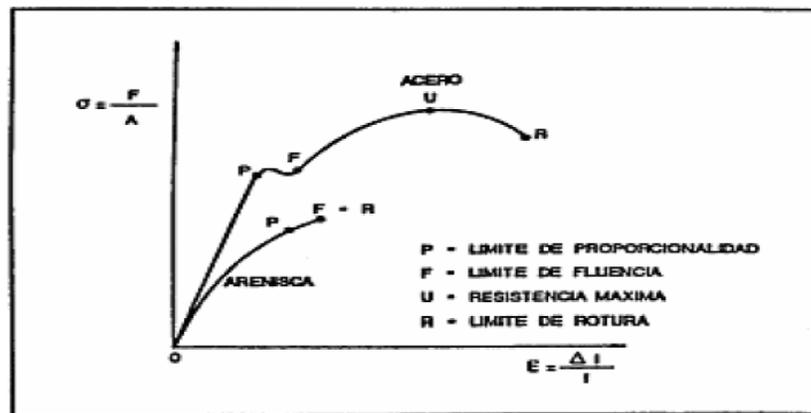


Figura 3.5. Diagrama de Esfuerzo -Deformación.

En esta figura se puede apreciar que al aplicar tensión σ , el material se deformará ϵ , inicialmente en forma proporcional (Segmento OP) y luego a mayores valores de σ se produce la rotura del material (Punto R), para el segmento OP, se establece la siguiente relación:

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon} \quad \text{Ec. (3.9)}$$

E = Modulo de elasticidad o módulo de Young, tiene las mismas unidades de σ . Este módulo también conocido como la Ley de Hooke.

Este módulo indica cuanto se deforma un material cuando se le aplica cierto esfuerzo (Figura 3.6).

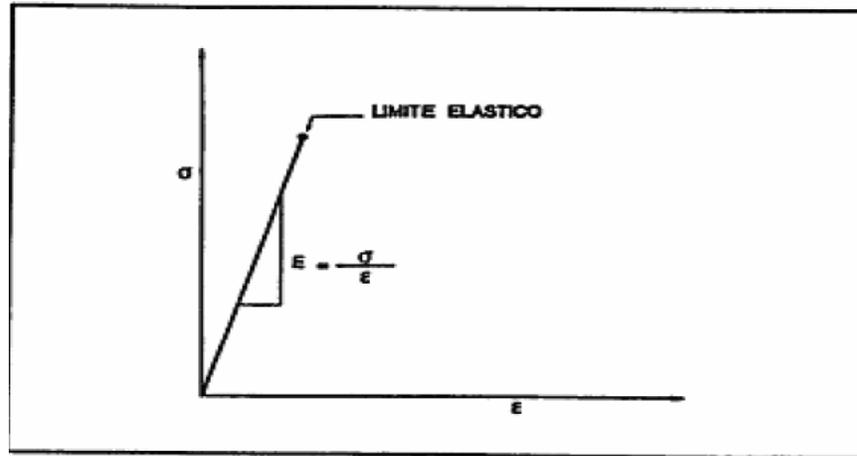


Figura 3.6. Ley de Hooke.

Tabla 3.1. Valores típicos de E

Material	Modulo de Young
Acero	30×10^6 lpc
Cierta Arenisca	5×10^6 lpc
Cierta Caliza	7×10^6 lpc

3.2.3.2. Tensiones en el Subsuelo.

En su origen, las rocas sedimentarias presentes en una cuenca se fueron depositando en distintas épocas sucesivamente.

Reduciendo el estudio al caso de las areniscas, la secuencia de formación de estas es la que sigue:

- Deposición y acumulación de granos en un ambiente casi siempre relacionado con agua.
- Enterramiento por deposición de nuevo material.

- Cementación de granos con material más fino depositado simultáneamente o precipitado de soluciones salinas.

En estas condiciones la arena disgregada se transformó en una arenisca sólida la cual muestra ciertas características, como:

Fragilidad: es decir, que sometida a esfuerzos, pequeñas deformaciones producen fractura o rotura del material.

Elasticidad: la roca responde aproximadamente a un módulo de Young.

Isotropía: es decir, que las propiedades se transmiten uniformemente en todas las direcciones.

Porosidad: la roca es porosa y permeable, y contiene un fluido a una cierta presión.

A medida que pasa el tiempo, aumenta el enterramiento y se producen movimientos de descenso de los estratos. Este descenso hace que los niveles inferiores se compacten por el peso que tienen encima.

Este peso se puede considerar transmitido como una presión litostática, ya que no hay ningún estrato que se autoporte. En definitiva, la situación sería la de la Figura 3.7.

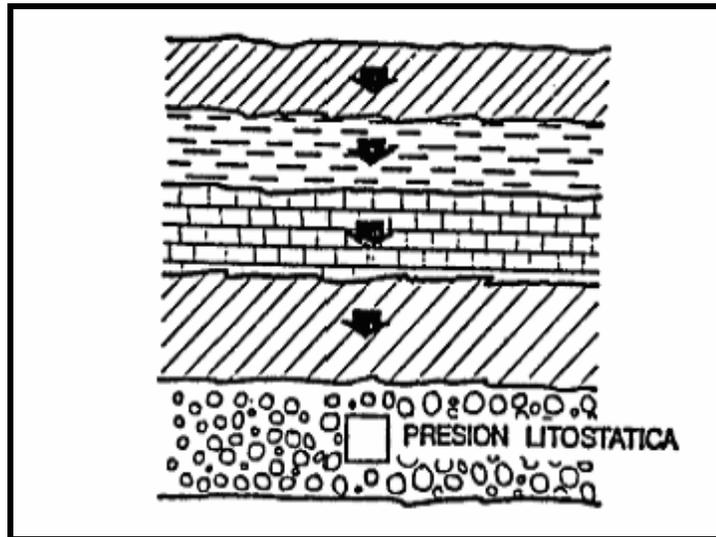


Figura 3.7. Presión Litostática.

Conociendo la densidad aparente de los estratos suprayacentes, se puede calcular la carga o la presión litostática. En la densidad aparente de las rocas se considera el peso de la parte sólida y el peso de la parte fluida que ocupa los poros.

El peso de sedimentos se puede llamar sobrecarga o en la versión inglesa, “overburden” (P_{ob}).

Su valor es:

$$P_{ob} = [(1-\varphi) \delta R + \delta F] * D \quad \text{Ec. (3.10)}$$

También es:

P_{ob} = Presión de la sobrecarga u overburden (lpc)

φ = Porosidad

δR = Densidad de la roca seca (lb/gal)

δF = Densidad de los fluidos contenidos (lb/gal)

D = Profundidad (pies)

3.2.3.3. Tensiones Alrededor del Pozo

Cuando se perfora el pozo a través de la formación rocosa se altera el estado de tensiones de la misma. Hay diversas teorías o desarrollos explicando el comportamiento en las cercanías del pozo. De todas ellas podemos remitirnos a dos, que son el análisis de cilindros de pared gruesa de Lamé y el análisis unidireccional horizontal de Kirsch.

Aunque los supuestos y desarrollos son distintos, ambas teorías coinciden en lo siguiente:

- Alrededor del pozo se produce una concentración de tensiones.

3.2.3.4. ORIENTACION DE LA FRACTURA

La fractura o rompimiento de la roca se produce siempre en sentido perpendicular al de la menor tensión. Esto se ha comprobado en condiciones de pozo abierto entubado, con perforaciones (punzados) helicoidales o alineados (en 1 ó 2 filas opuestas).

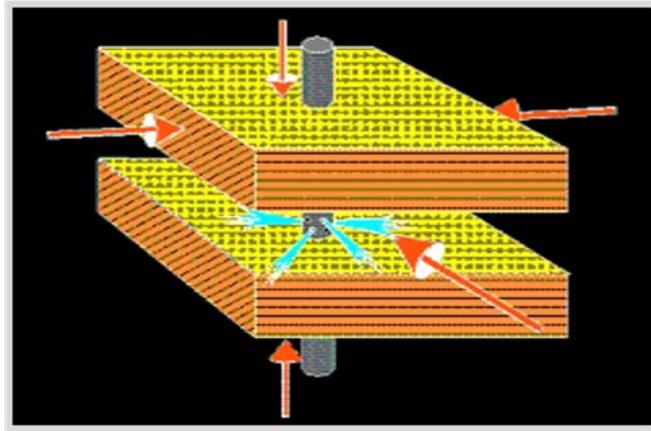


Figura 3.8. Orientación de la fractura.

En la Figura 3.8 se observa la acción de las fuerzas en las formaciones alrededor del pozo lo cual muestra la orientación de la fractura.

3.2.3.5. FORMA DE LA FRACTURA

Se ha comprobado que la forma de la fractura, cuando se le permite crecer libremente, puede ser:

- **Circular:** Se produce cuando el ingreso de fluido a la fractura es a través de un punto.
- **Elíptica:** Se produce cuando el fluido fracturante ingresa a la fractura a través de una línea.

Con respecto a la extensión en sentido vertical, puede ocurrir que haya otros niveles con propiedades distintas. En la Figura 3.9, se muestran las formas de las fracturas.

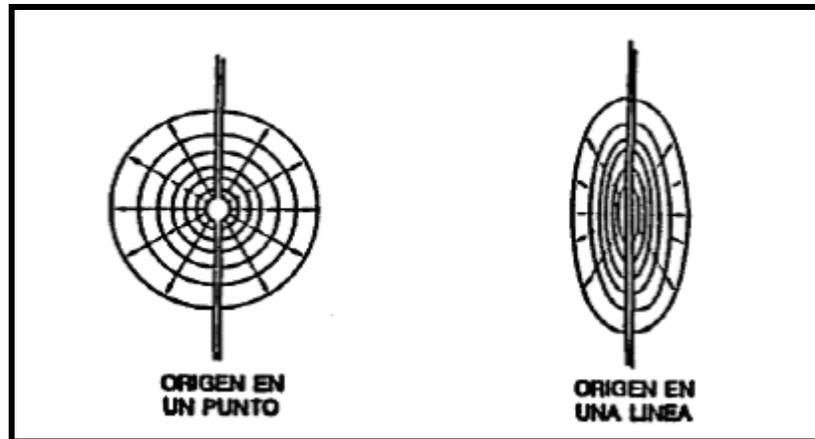


Figura 3.9. Formas de las fracturas.

3.2.4. Fluidos de Fracturamiento

Un trabajo de fractura consta de ciertas etapas de fluidos distintas, cada una ideada para efectuar una tarea específica.

3.2.4.1. Propiedades del Fluido de Fractura

La selección de un fluido de fracturamiento dependerá de la formación en particular que se va a tratar. Se deberá considerar entre otros los siguientes factores:

- Compatibilidad – roca.
- Compatibilidad fluido de tratamiento – fluido de formación.
- Pérdidas de filtrado.
- Propiedades friccionales con la tubería.
- Capacidad de transporte del apuntalante – viscosidad.

De mayor importancia es la viscosidad del fluido fracturante la cual va relacionada directamente con la capacidad de transportar el apuntalante efectivamente y la habilidad para generar el ancho de fractura suficiente que permita acomodar el apuntalante a la concentración deseada. Estas propiedades deberán ser verificadas en el laboratorio con las condiciones, principalmente temperatura de fondo de pozo.

Se desea también, que una vez logrado el objetivo de colocar el apuntalante uniformemente en la fractura, el gel rompa retomando a su viscosidad inicial, permitiendo que la gran parte del fluido invasor sea recuperado en superficie. El potencial de daño que pueda causar en fluido de fracturamiento y sus aditivos, debe ser considerado. Generalmente, se dice que casi cualquier fluido que se bombea a la formación tiende a causar alguna declinación en la permeabilidad. Esto se debe a un reacomodamiento de las partículas de formación o de las partículas en el fluido.

3.2.4.2. Propiedades de la Formación

La solubilidad de la roca en el fluido de fracturamiento debe ser considerada. La solubilidad de la roca en el fluido de fracturamiento puede tender a ayudar o impedir el resultado final; esto depende de un alto grado de constituyentes en la roca que son solubles en el fluido. Si, por ejemplo, el principal material en una roca es calcáreo y se utiliza ácido como base del fluido de fracturamiento, la formación puede desintegrarse bajo las presiones aplicadas después del tratamiento. Si la formación permanece competente después del tratamiento, todavía existe el problema de liberación de finos en la matriz y fractura que pueden causar taponamiento. Esto puede ser severo si las partículas de finos pueden ser granos muy pequeños de arena, anhidrita, arcillas u otros materiales que han sido liberados. Un análisis de rayos X en un núcleo de la información determinará si estos materiales están presentes y, si es así, una prueba de inmersión colocando partes del núcleo en varias soluciones de ácido permitirán detectar visualmente cualquier fino liberado. Ambas pruebas pueden

ser necesarias ya que la anhidrita por ejemplo, si se presentan en cantidades suficientes, se disolverá en el ácido activo pero será precipitando cuando el ácido sea gastado.

El contenido de sal de una formación puede ser importante cuando se fractura con agua porque la sal se puede disolver, aumentando la permeabilidad efectiva de la formación. La sal puede depositarse cerca del pozo si se producen cantidades considerables de salmuera con la producción de petróleo o gas. Este depósito puede causar un declinamiento gradual en producciones de largos períodos de tiempo. Generalmente, un pequeño volumen de agua dulce puede remover suficiente sal para mejorar la producción.

La cantidad y efecto de sal en los núcleos de la formación también pueden ser analizada durante pruebas de inmersión y rayos X. La parafina en el fluido producido puede ser la causa de un declinamiento rápido en la productividad.

3.2.4.3. Compatibilidad entre el Fluido de Tratamiento y el de Formación

El fluido de fracturamiento usado en una formación particular deberá ser compatible con la formación y los fluidos de formación. Esta es una consideración muy importante cuando se contempla un tratamiento de fracturamiento. Generalmente, se dice que casi cualquier fluido que se bombea a la formación tiende a causar alguna declinación en la permeabilidad. Esto se debe a un reacomodamiento de las partículas de formación o de las partículas en el fluido.

Existen dos posibles áreas de daño en una operación de fracturamiento. Primero, la posibilidad de dañar la matriz de la formación impidiendo su habilidad para transmitir fluido a la fractura. Segundo, el posible daño que se le puede causar a la fractura misma, disminuyendo su capacidad de flujo.

Se debe realizar pruebas para determinar una posible fusión entre el crudo de formación y el crudo o fluido de fracturamiento. Estas pruebas se llevan a cabo mezclando volúmenes iguales de los fluidos de fracturamiento y de formación.

Otro punto que debe considerarse es, si el contenido de parafinas es crítico, el fluido de tratamiento podrá causar un enfriamiento en la formación por debajo del punto nube ocasionando taponamiento por precipitación de parafinas. De mayor importancia en la selección del fluido de fracturamiento es el tipo y contenido de arcillas de la formación. Hay algunas arcillas que presentan daño por hinchamiento, otras por migración y otras por una combinación de estos dos mecanismos. Las arcillas se clasifican como sensibles al agua con la kaolinita, la illita, la montmorillonita y mezclas de estas. Otras arcillas como la clorita tienden a migrar a través de la formación ocasionando daño.

3.2.4.4. Tipos de Fluidos de Fracturamiento

Los fluidos relevantes dentro de la industria son los geles para fracturamiento hidráulico que son compuestos a partir de una gran variedad de aditivos que permiten obtener un fluido con las propiedades deseadas.

Existen fluidos de fracturamiento base agua, aceite, ácido, alcohol y combinación fluido-gas (con Nitrógeno y CO₂) para formar los geles de dos fases. También se pueden preparar emulsiones (60-70% aceite + 40-30% agua gelificada) mediante el uso de surfactantes apropiados. Los sistemas más usados son los geles base agua y base aceite; por tal razón, se considerarán solamente estos fluidos de fracturamiento.

2.2.4.4.1. Geles Base Agua

Se preparan a partir de agua dulce, filtrada a 2 micrones y con bajo contenido iónes en solución. Entre los aditivos principales tenemos:

- **Cloruro de potasio:** Usado normalmente al 2% por peso de agua. Inhibe el hinchamiento de arcillas.

- **Bactericidas:** disminuyen la tasa de crecimiento bacterial en el gel, previniendo su rompimiento prematuro y el daño por bacterias anaeróbicas en la formación.

- **Aditivos de control de pH:** Se utiliza para ajustar y controlar el pH del fluido base para lograr la gelificación completa y controlar el tiempo y eficacia del activador (cross-linker). Se da a continuación algunos de estos aditivos así como su rango de pH y sistema de fluido para el cual se utiliza, aditivos para el control de pH:
 - Control de gelificación
 - Control de Cross-Linker
 - Compatibilidad con la formación
 - Estabilidad del gel
 - Solución Buffer: evitar cambios del pH – desestabilizan gel

- **Gelificante:** Aditivos para dar viscosidad (gelificar) al fluido base. Al hidratarse se forman cadenas lineales, las cuales producen el efecto de viscosidad.

- **Activadores:** (cross-linker) Producen unos enlaces por ion metálico entre las cadenas lineales del gel base, lo cual incrementa su viscosidad en un orden de magnitud de diez veces. Es importante verificar el rango de temperaturas para el cual el sistema de fluidos y su activador son estables.

- **Surfactantes:** Todo fluido base agua bombeado a la formación deberá incorporar el surfactante apropiado para evitar emulsiones y/o bloqueos por agua. Los surfactantes reducen la presión capilar permitiendo una mejor recuperación del fluido de tratamiento, una vez culminado el trabajo y roto el gel.

- **Rompedores:** Permiten, una vez acomodado el apuntalante de la fractura, que el gel rompa en una viscosidad igual o muy cerca del fluido base. Esto permitirá recuperar el fluido de tratamiento y colocar el pozo de producción.

- **Controladores de pérdida del Filtrado:** Para poder generar una geometría de fractura apropiada (ancho y largo principalmente), se debe evitar que el gel o por lo menos la parte de éste, se filtre a la formación a través de las paredes de la fractura inducida. Esto se logra mediante un aditivo de control de pérdida de filtrado (sólido de suspensión), el cual a la vez, deberá ofrecer propiedades que minimicen el potencial de daño en la fractura y en la matriz de la formación.

Este aditivo y su concentración deberá ser cuidadosamente seleccionado basándose en las propiedades de la formación (K, tipo de fluido, temperatura) y su interacción con el gel que contenga este aditivo (pruebas de filtrado dinámicas con muestras representativas de la formación).

La eficiencia de fluido y volumen de colchón (gel viscoso sin arena) requerido dependerá de la selección adecuada de este aditivo. Los parámetros que afectan la

eficiencia del fluido son la viscosidad del fluido de tratamiento, compresibilidad del fluido de formación, combinación de los anteriores.

Una vez formada el revoque de aditivo de control de filtrado sobre la cara de la fractura, este será el factor gobernante para controlar la eficiencia del fluido.

$$\text{La eficiencia de fluido } \eta = \frac{\text{Volumen de Fractura}}{\text{Volumen Inyectado}} = \frac{\text{Vol. Inyectado} - \text{Vol. Filtrado}}{\text{Volumen Inyectado}} \text{ Ec. (3.11)}$$

La efectividad del aditivo para controlar filtrado es función de la permeabilidad, el tipo, tamaño de partículas y concentración de aditivo.

- **Reductores de Fricción:** De gran importancia para permitir presiones en el cabezal por debajo de los máximos limitantes por las condiciones mecánicas del pozo.

De no ofrecer bajas propiedades friccionales el fluido de fracturamiento, se requeriría de una potencia hidráulica disponible en el cabezal fuera de los límites económicos de cualquier operación.

Generalmente, los gelificantes para los fluidos base agua son colateralmente excelente reductores de pérdidas de fricción por lo tanto no se requieren aditivos adicionales para este fin.

- **Otros aditivos:** Normalmente en el pre-colchón se utilizan aditivos como estabilizadores de arcillas y controladores de hierro.

▪ **Divergentes:** De tipo químico o mecánico para ayudar a diversificar el tratamiento a lo largo de todo intervalo productor. Se diseña el tratamiento por etapas, separando cada una de estas etapas con estos divergentes. Se entiende que en este caso cada etapa constará de:

- Volumen de pre-colchón
- Volumen de colchón
- Volúmenes con apuntalante a concentraciones crecientes

Se recomienda acudir a divergentes cuando el intervalo a tratar es muy grande y no es permisible una tasa de bombeo muy alta.

Alternamente, para intervalos productores de gran longitud se puede recurrir otras técnicas como:

- Aislamiento selectivo por empaques
- Técnica de “Entrada Limitada”

3.2.4.4.2. Geles Base Aceite

La principal razón para pensar en sustituir un gel base agua por uno base aceite es cuando el contenido de arcillas de la formación es alto (del orden de 20% o mayor) o preferiblemente cuando las pruebas de laboratorio (pruebas de inmersión) comprobaron una alta sensibilidad de la formación a fluidos base agua.

Se deberá tener en cuenta que los geles base agua ofrecen varias ventajas sobre los geles base aceite, por lo tanto estos últimos se recomiendan solo cuando podemos mencionar:

- Mejor capacidad de transporte (viscosidad)
- Cabeza hidrostática mayor, por lo tanto menor caballaje requerido
- Menor costo y mayor disponibilidad del fluido base
- Mayor seguridad (fluido no-inflamable)
- Facilidad de manejo de desechos (disposición de fluidos sobrantes)
- Permiten ser mezclados en forma continua “al vuelo”, utilizando solo los materiales efectivamente bombeados al pozo.

3.2.5. Apuntalantes

Uno de los factores predominantes que influirán en el resultado del fracturamiento hidráulico es la selección de apuntalante (agente de sostén) adecuado. Su función es la de mantener un canal altamente conductivo para aumentar el índice de productividad del pozo. La necesidad del apuntalante en la fractura ha sido verificada por numerosos tratamientos; una producción mayor y estable donde se utilizan los apuntalantes han llevado a la conclusión de que sin ellos la fractura inducida se cierra resultando en una capacidad de flujo muy pobre o nula.

3.2.6. Características de la Fractura

3.2.6.1. Medida de la Presión de Cierre de la Fractura

Para medir la presión de cierre se recomienda realizar una prueba de insitu. Para tener un estimado de este valor podemos utilizar:

$$\mathbf{P. \text{ de cierre} = P_{wh} - P_{wf}} \quad \text{Ec. (3.12)}$$

P_{wf} = Presión de fondo fluyente.

P_{wh}= Presión de cabeza.

Debemos de tener en cuenta que si el valor de presión de cierre calculada está muy cercano al limitante de resistencia máxima (por trituramiento) del apuntalante escogido, se deberá quizás seleccionar otro apuntalante de mayor resistencia. De otra forma, se ha observado que al ir declinando la presión de todo fluyente (P_{wf}) la fractura va perdiendo capacidad de flujo rápidamente por trituramiento parcial y/o incrustamiento del apuntalante en la cara de la fractura. En general, los apuntalantes más utilizados hoy en día en la industria, se pueden clasificar de acuerdo con la resistencia (presión de cierre) máxima (teórica) que podrían soportar. En la Tabla 3.2 se observan algunas presiones de cierre más comunes basándose en un apuntalante específico.

Tabla 3.2. Clasificación de los apuntalantes de acuerdo a la presión de cierre.

Apuntalante	Presión de cierre, Lpc
Arena	< 5.000
Arena recubierta (resina)	4.000 – 8.000
Intermedio (Materiales cerámicos)	5.000 – 12.000
Bauxita sinterizada	10.000 – 15.000

Si la presión de cierre supera el rango de resistencia máxima del apuntalante, éste se triturará resultando una pérdida total de la conductividad de la fractura.

3.2.6.2. Propagación de la Fractura

La propagación de la fractura, inicia a partir de la concentración esfuerzos. Algunas de las esquinas resistentes sobre los poros están orientadas a los largo del

esfuerzo de tensión y oponen resistencia al mismo, es en estas esquinas resistentes que la fractura inicia.

Conforme la fractura se va propagando, ocurren deslizamientos transversales al plano de falla en el frente de fractura. La fractura de la roca se forma perpendicular al mínimo esfuerzo y por lo tanto en la mayoría de pozos la fractura es vertical.

3.2.6.2.1. Crecimiento Vertical

En la ecuación de balance de materiales aplicando fracturamiento hidráulico se aprecia que el crecimiento vertical de la fractura es otra de las variables que influyen en el diseño de una fractura en el pozo.

La altura de fractura es controlada por los esfuerzos in situ, en particular por la diferencia en la magnitud o nivel de esfuerzos entre los diferentes estratos.

Si la presión neta es mucho mayor que la diferencia de esfuerzos, la altura de la fractura no tiene restricciones y otra vez, la geometría es radial hacia el pozo.

3.2.6.2.2. Crecimiento Horizontal

El inicio de la fractura es una grieta o rajadura en la roca y esto responde al criterio de considerar que la formación productora es un medio elástico.

Si se considera una geometría elíptica de la grieta en la formación productora, el crecimiento horizontal máximo calculado será:

$$W_{max} = \frac{2p_{net}d}{E'} \quad \text{Ec. (3.13)}$$

Donde;

W_{max} = Ancho máximo de la fractura (pulgadas)

p_{net} = Presión neta (lpc)

E' = Módulo de plano de formación que es función del módulo de Young E , y la relación de Poisson, ν , esta última tiene valor típico de 0,2.

d = Dimensión característica de la fractura que se relaciona con base del modelo que utiliza.

$$E' = \frac{E}{1-\nu^2} \quad \text{Ec. (3.14)}$$

En la Tabla 3.3, se plantea cual sería el valor de d a utilizarse en la ecuación 3.13.

Tabla 3.3. Dimensión característica según el tipo de modelo utilizado para fracturamiento hidráulico

MODELO	DIMENSIÓN CARACTERÍSTICA, d
PKN	h_f
KGD	$2x_f$

3.2.7. EQUIPOS DE FRACTURAMIENTO

Los equipos de fracturamiento más comúnmente utilizados son:

- Tanques de almacenaje para fluidos
- Blenders (mezcladores)

- Equipos de bombeo
 - Transportes de arena
 - Líneas de alta presión
 - Conexiones de superficie y boca de pozo
 - Instrumental de medición y control
 - Equipos de seguridad
 - Equipos de comunicación
- ❖ **Tanques de almacenaje:** Los tanques de almacenaje están contruidos de distintas formas y medidas. Sin embargo, por experiencia en el uso de estos elementos se los ha estandarizado y poseen una capacidad de 500, 470, 440 y 320 Bls. Los tanques de 500 Bls (Frac Master) se construyen como portantes (para ser transportados), y los más pequeños son transportados sobre rieles. Generalmente están provistos de tres o cuatro conexiones con uniones de 4". Las líneas de recirculación del tanque consisten predominantemente de una conexión de 3", aunque puede fabricarse de 4".



Figura 3.10. Tanque de almacenaje.

- ❖ **Múltiples:** Los tanques de fractura están provistos de múltiples de hasta 12" de diámetro, con tres o cuatro salidas de 4". En algunos casos, estos pueden poseer válvulas laterales para la unión entre varios tanques de forma tal de comunicarlos entre sí, cuando las necesidades operativas así lo requieran. A su vez, para operaciones que exijan elevado caudal y un volumen que requieran gran cantidad de tanques, existe un múltiple común de succión que conecta cada tanque a un múltiple con salida para 10-12 mangueras de 4" donde se realizará el acople a la unidad mezcladora. Para bombear fluidos de piletas naturales se recurre a una combinación de múltiple de succión y un conector de gran diámetro. En estos casos, las medidas dependerán de los requerimientos de caudal y volumen.



Figura 3.11. Múltiples.

- ❖ **Mezcladores:** Los equipamientos que sirven para aditivación, mezcla de productos y arena, bombeo de alimentación a las bombas de alta presión y en muchos casos monitoreo de tales funciones, reciben el nombre de mezcladores.



Figura 3.12. Mezcladores.

- ❖ **Múltiple de succión:** Cumple la función de coleccionar el fluido desde los tanques de fractura, y deberá tener salida hacia las bombas de succión. Las bocas de succión con medias uniones de 4" pueden variar en su número desde ocho a dieciocho, generalmente divididas por una válvula mariposas cuya función principal es separar dos líneas de bombeo: línea "limpia" y línea "sucia".

La primera recorrerá la ruta succión –bomba de succión –descarga, y la segunda o "sucia" seguirá la línea de succión –bomba de succión –mezcla con aditivos y arena –bomba de descarga –línea de descarga.



Figura 3.13. Múltiple de succión.

- ❖ **Bombas de succión:** La función principal de estas bombas es aportar fluido desde el múltiple de succión hacia el múltiple de descarga y/o batea de mezcla, proporcionar aditivos por el sistema línea “limpia”, línea “sucia”, proporcionar adecuadamente los caudales exactos de bombeo. Para la dosificación, se colocan flowmeters tipo turbina (una de 6” y otro de 8”), que indicará los volúmenes bombeados y con sistema de control de válvulas se conseguirá bombear lo diseñado en el respectivo programa.



Figura 3.14. Bomba de succión.

- ❖ **Batea de mezcla:** En esta batea se mezclan aditivos gelificantes, surfactantes, reductores de filtrado, etc. Se realiza la gelificación previa al bombeo si así se lo requiere, se incorpora la arena u otro agente de sostén, y sirve como “pulmón” de fluido para bombearlo hacia las bombas de alta presión.

Vienen construidas en distintas formas y dimensiones, y deben ser capaces de mantener en suspensión la arena para que se cumplan los requisitos exigidos por el diseño. Para ello se construyen con agitadores-mezcladores a paleta o tornillo sin fin, y se le agregan controles de niveles automáticos o manuales. Este control toma importancia fundamental y que cualquier variación en dicho nivel y al mantener un caudal de arena constante, provocará cambios en la concentración de arena en el fluido puntualmente, ocasionando variaciones en el diseño y tal vez provocando problemas operativos.

Adoptando el control de dosificación de productos y arena, tomando en cuenta el caudal de entrada a la batea, muchas veces dificulta el control mismo de la dosificación. Generalmente, se le exige al operador de la mezcladora un mantenimiento exacto de nivel de batea constante para operación.

Una disminución externa de nivel de batea provocará indefectiblemente una descarga de la bomba de descarga con el consiguiente inconveniente operativo, a la batea mezcladora, como se expresó ya, se le adicionan aditivos líquidos y/o sólidos y el agente de sostén con sus correspondientes dosificadores que deberán estar exactamente calibrados para adecuarse a la operación realizada. El control de aditivación de productos sólidos se efectúa con transductores asociados a sistemas de celdas o tornillos (conveyors). Para la aditivación de líquidos se recurre a variados sistemas que dependerá de los modelos de mezcladoras. El sistema proporcionador de líquido utiliza bombas de desplazamiento positivo cuyo control se realiza a través de las revoluciones por minutos de los motores hidráulicos que las impulsan.

Pueden modificarse el diseño utilizándose bombas centrífugas pequeñas con un control de válvulas y monitoreo digital. Cuando los volúmenes de aditivos líquidos son muy pequeños, se adoptan bombas accionadas con presión de aire del tipo Alemite, Lyncoln o Geyco, que pueden bombear fluidos corrosivos o no corrosivos. El control del caudal se realiza por medidores de flujo en la línea en galones o litros por minutos. También se recurre a tanques presurizados con aire de nitrógeno (para productos combustibles), con control de flujo por medidores de flujo o indicadores de nivel. Los equipamientos generalmente ya vienen incluidos en el mezclador, pero la tendencia es ir agregando instrumentación de modo tal de tener un control más adecuado, centralizando los datos que se obtienen de cada indicador en un solo componente o instrumento de control.

A la batea, además, caerá la arena u otro agente de sostén que estará almacenado en forma independiente. Para su transporte hacia la batea se utilizan sistemas de proporción tales como:

- Dosificadores con celdas y tornillos sinfin
- Tornillos sinfin dosificadores. En los primeros, el dosificador con celdas es el elemento que proporcionará el caudal exacto de arena hacia los tornillos que giran a velocidad constante.

El control se realiza por variaciones de las revoluciones por minuto del motor hidráulico que lo acciona, y la medición con transductores que elevan una señal eléctrica a los paneles de control y desde donde se realizan los cambios correspondientes. Los tornillos sin dosificadores son accionados con motores hidráulicos a revoluciones variables.



Figura 3.15. Batea de mezcla.

- ❖ **Bomba de descarga:** Su función principal es aportar fluido a 35-60 lpc desde la batea al múltiple de descarga y de allí a las succiones de las bombas de alta presión. También se utiliza en la gelificación previa del fluido para el retorno a los tanques de fractura.

En la descarga de la bomba se adicionan líneas bypass hacia la batea nuevamente y medidor de flujo que indicará el caudal de fractura ya que desde ese lugar el flujo de fluido será el que creara las condiciones de fractura, salvo en los casos que la aditivación de agentes activadores (complex para los fluidos crosslinker) se efectúe en el múltiple de descarga.



Figura 3.16. Bomba de descarga.

- ❖ **Múltiple de descarga:** Funciona como colector de los distintos fluidos desde la bomba de descarga de sistemas de aditivos líquidos y del sistema línea “limpia” – línea “sucia”.

Cuenta con una cantidad variable de salidas de 4” que se conectan a un múltiple de succión de bombeadores, o directamente a las succiones de los bombeadores de alta presión.

- ❖ **Instrumentación y control:** En los mezcladores, salvo válvulas de succión y descarga, todo el accionamiento de los sistemas involucrados se controlan desde un panel central. A éste llegan las mediciones de caudal de las bombas centrífugas, caudales de aditivos líquidos y sólidos, y proporción de arena, por lo que el operador de la mezcladora puede controlar perfectamente todos los materiales involucrados.

El operador de la mezcladora es una de las personas más importantes en una operación de fractura, ya que debe llevar el control de aditivos, caudal, alimentación de las bombas de alta presión, dosificación de arena, control de nivel de tanque. Debe

ser un operador altamente capacitado, ya que indefectiblemente el control de la fractura en sí pasa por sus manos.

En la figura 3.17 se presenta la ubicación de los equipos de fractura en superficie. Donde el **POD** tiene el significado de acuerdo al inglés: Densidad Óptima Programable (Programmable Optimum Density).

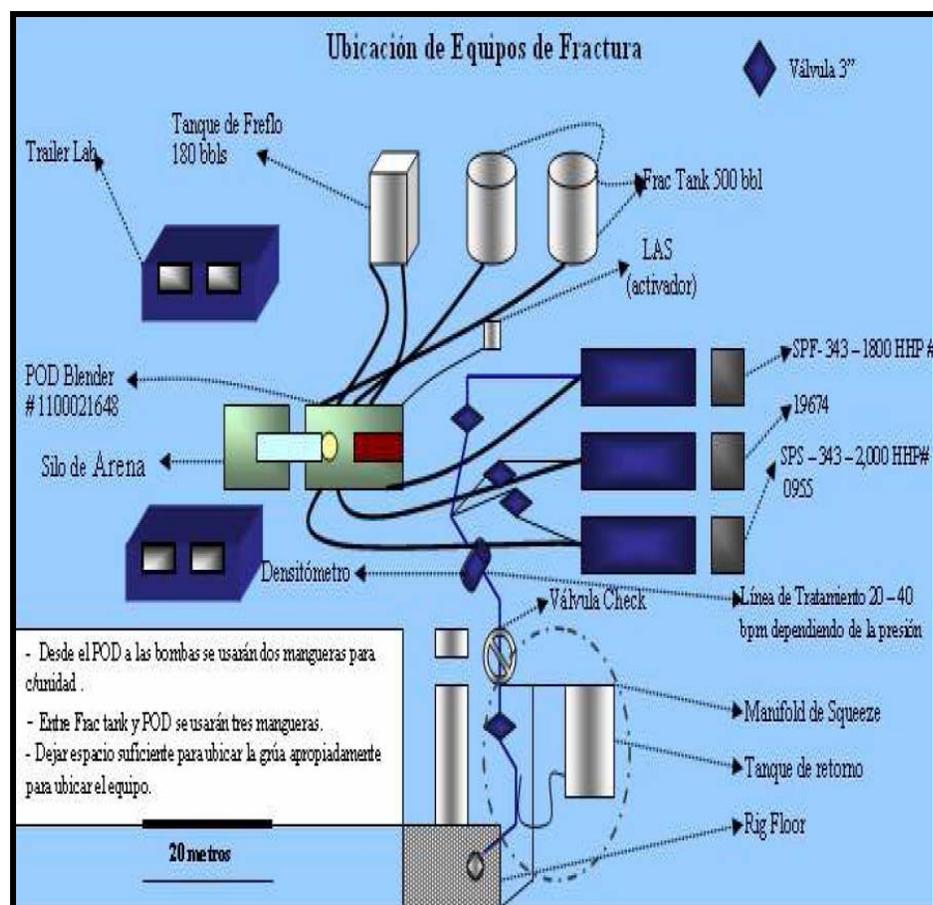


Figura 3.17. Esquema de equipos de fractura.

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

4.1 Tipo de Investigación

De acuerdo a la metodología del proyecto y las características del tema a estudiar, su tipología está centrada en una investigación del tipo Descriptiva. Es una investigación descriptiva ya que se ha fundamentado en la recolección, revisión y análisis de los datos de producción e información tanto petrofísica como general concerniente a los pozos y al yacimiento en estudio. En este sentido, Sampieri en su libro “Metodología de la Investigación” (2000), expresa: los estudios descriptivos pretenden “medir o recoger información de manera independiente o conjunta sobre los conceptos o las variables a los que se refieren. Desde luego, pueden integrar las mediciones o información de cada una de dichas variables o conceptos para decir cómo es y cómo se manifiesta el fenómeno de interés”.

4.2 Diseño de la Investigación.

El diseño de esta investigación puede considerarse ex post facto o no experimental: puesto que A partir de las observaciones se procede a diseñar tanto los objetivos como las hipótesis dando inicio a la investigación. Como lo expresa Tamayo en su libro “Aprende a Investigar, Modulo 2” (1999): en el diseño ex post facto “el experimento se realiza después de los hechos y el investigador no controla ni regula las condiciones de la prueba. Se toman como experimentales situaciones reales y se trabaja sobre ellas como si estuviera bajo nuestro control.”

4.3. Población y Muestra.

4.3.1. Población

En el siguiente trabajo de investigación la población tomada en cuenta corresponde al campo El Roble perteneciente al Distrito Gas Anaco en cuya extensión se encuentran localizados 77 pozos donde se está llevado a cabo estudios sobre posibles operaciones de fracturamiento hidráulico específicamente en la arena ME-P.

4.3.2. Muestra

La muestra para realizar el estudio es el pozo RPN-62 y RPN-66 los cuales pertenecen al campo y la arena base de esta investigación. En la tabla 4.1 se muestran los pozos y los yacimientos a los cuales pertenece cada pozo en estudio.

Tabla N° 4.1. Pozos que Integran la Muestra del Estudio

UBICACIÓN	YACIMIENTOS/POZOS
CAMPO EL ROBLE, ARENA ME-P	MEP. RPN-38/ RPN-62
	MEP. JM 133/ RPN 66

En la Figura 4.1, se puede apreciar el mapa isópaco con la ubicación de los pozos que conforman la muestra.

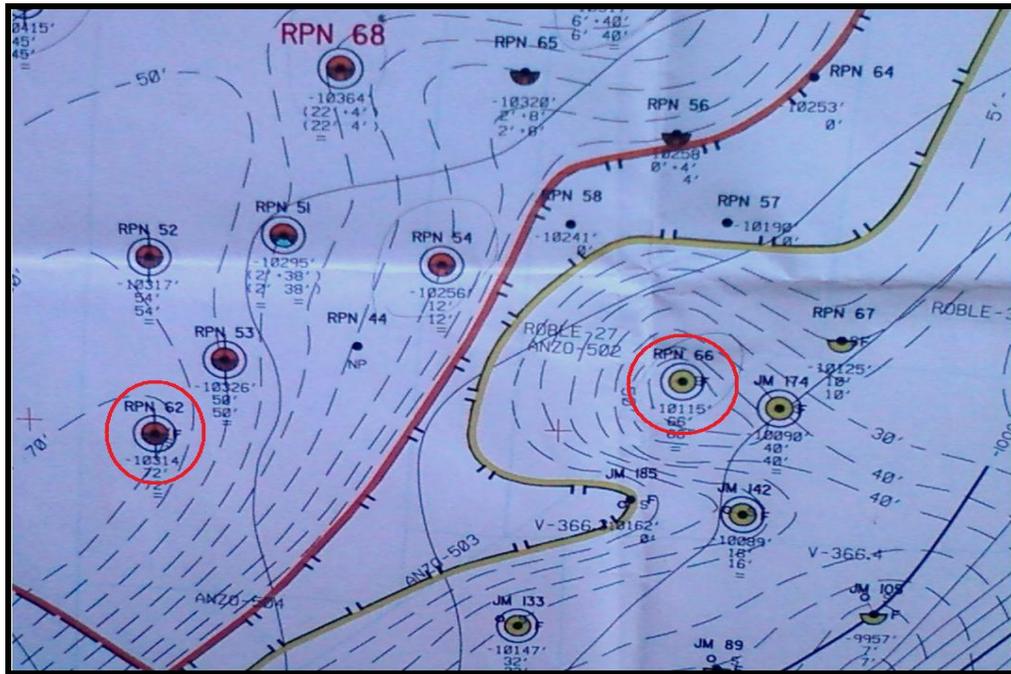


Figura 4.1. Mapa Isópaco estructural de la Arena ME-P.

4.4. Procedimiento Metodológico

Para lograr el cumplimiento de los objetivos del presente trabajo de investigación, se siguió el procedimiento descrito a continuación.

4.4.1. Revisión Bibliográfica.

Esta primera etapa consistió en reunir, examinar, comprender e interpretar toda la información operacional de fracturamiento hidráulico en el Campo El Roble, además de analizar las bases y principios técnico-teóricos de fracturamiento y estadística necesarios para poder construir de manera eficiente una metodología aplicable en el campo facilitando así el alcance de los objetivos propuestos.

4.4.2. Revisión y análisis de los trabajos de fracturas hidráulicas realizadas en el Campo El Roble, Distrito Gas Anaco.

Basándonos en la premisa del fracturamiento hidráulico, se revisaron las carpetas de historia de trabajos y notas técnicas de los pozos del campo para así determinar cuántos y cuáles pozos fueron fracturados anteriormente para crear una base de datos de pozos fracturados.

Luego de dicha revisión se obtuvo que solo un pozo (RPN-66) había sido fracturado, por lo tanto se procedió a analizar detenidamente los datos o parámetros considerados para que este fuera objeto de esta operación. Estos parámetros se encuentran reflejados en el APENDICE A, entre las Tablas A.1 y A.9, donde también se mostraran los resultados arrojados a nivel de producción y yacimiento luego del fracturamiento del pozo en cuestión.

4.4.3. Selección de los pozos de la arena ME-P con mejor prospectividad para ser fracturados.

En esta etapa de la investigación se procedió a analizar los datos petrofísicos y técnicos de los pozos para lograr aislar cuales de estos eran aptos para ser fracturados.

Además para la selección de los pozos prospectos debemos considerar:

- La evaluación del potencial de flujo de la formación a ser estimulada.
- Los aspectos operacionales deben ser evaluados para determinar la factibilidad del tratamiento
- La decisión final es tomada a partir de una evaluación económica

Partiendo de lo antes mencionado, se desarrolló una metodología para facilitar la escogencia, la cual se representó en un diagrama de flujo para hacer mas entendible y rápida la visualización de los pasos a seguir a la hora de seleccionar los pozos candidatos de la arena ME-P y así optimizar esta fase del proceso.

4.4.4. Estimación del comportamiento de producción de la arena ME-P a través de la simulación con FRACPRO.

Contando todos los datos técnicos y petrofísicos obtenidos en las etapas anteriores se procedió a establecer una base de datos de cada uno de los pozos seleccionados y se llevaron a analizarse en un simulador de análisis nodal.

El simulador de análisis nodal usado fue el PIPESIM 2008. El uso de este simulador se debe a que con esta información permitió interpretar, mediante gráficos, el comportamiento de producción manifestado por estos pozos, tanto antes como luego del fracturamiento, y observar el mejoramiento obtenido a partir de la aplicación del mismo, para lo cual se tomaron en consideración algunos eventos que pudieran estar asociados a dicho comportamiento de producción, entre los cuales se encuentran, taponamientos por asfáltenos u obstrucción por parafinas, limpiezas químico-mecánicas y fracturamiento hidráulico.

Después de realizar el análisis nodal, y analizar las gráficas de comparación se planteó el uso del simulador de fracturas FRACPRO. Con este nuevo simulador se consideraron todos los aspectos necesarios para la realización completa de una fractura, es decir, se especificó el fluido de fractura, el apuntalante más adecuado para esta formación y las cantidades de cada uno de ellos a ser utilizados.

Una vez cargado estos datos, se obtuvieron graficas del comportamiento de producción del pozo y además se sensibilizaron estas gráficas para adaptarlas a las posibles variaciones de daño, tasa de producción, diversos diámetros de reductores, etc.

4.4.5. Comprobación de la eficiencia de la fractura basándose en la rentabilidad desde el punto de vista productivo.

Para finalizar este estudio se realizó el cálculo de la rentabilidad de esta operación basándonos en los resultados del PIPESIM y el FRACPRO mediante el uso del Sistema de Evaluación Económica (SEE) obteniendo así las variables principales de valor presente neto (VPN) y tiempo de pago (TP).

4.5. Herramientas, materiales y equipos usados para la recolección y análisis de la información.

4.5.1. Equipos

- Computadora
- Quemadora
- Calculadora
- Fotocopiadora
- Impresora

4.5.2 Materiales

- Carpetas de pozos (SIMDE)
- Mapas isópacos del área a estudiar

- Registros de Pozos
- Artículos de oficina

4.5.3 Herramientas

- Aplicaciones Microsoft. (Microsoft Windows Vista, Microsoft Word 2007, Microsoft Excel 2007, Microsoft Power Point 2007, Google Chrome).
- FRACPRO PT 10.3
- PIPESIM
- CENTINELA

❖ Centinela

Es un visualizador de información petrolera, como datos de producción, operaciones de rehabilitación y detalles de completación. Es el primer producto a escala mundial que tiene como objetivo principal incrementar y afirmar las fortalezas existentes en los procesos de petróleo y gas, con alta capacidad de respuestas, flexible y compatible operacionalmente para satisfacer las distintas necesidades que puedan presentarse en el negocio petrolero.

❖ Carpetas de pozos (SIMDE)

Para el análisis de los pozos se tomó en cuenta las características generales del mismo, la historia de perforación, completación, producción y trabajos adicionales realizados en cada pozo. Esta información se encuentra disponible en las llamadas carpetas de pozos.

Estas se encontraron divididas en varias secciones que comprende: historia de perforación, datos geológicos, análisis especiales de fluidos o núcleos, intervalos cañoneados, resumen operacional de trabajos de reacondicionamiento, registros tomados en el pozo, como densidad, neutrón y calíper, evaluación petrofísica y estudio previo a la perforación.

❖ **PIPESIM Versión 2008**

Esta herramienta permite modelar el comportamiento del pozo (yacimiento – pozo – cabezal). El mismo admite la entrada de datos en forma detallada y sencilla, siendo posible la caracterización del fluido producido por el yacimiento (tipo de fluido, gravedad API, propiedades PVT, etc). En este también se pueden introducir los detalles de completación mecánica, perforación y características físicas de la tubería de producción. Se encuentra diseñado bajo el mismo ambiente de Windows, por lo que su manejo se hace más sencillo.

❖ **FRACPRO PT 10.3**

Es una herramienta, proporcionada por la compañía de servicios, Halliburton, que permite diseñar o modelar un tratamiento de fractura hidráulica, alimentándose de datos de registros del pozo, para construir el perfil de esfuerzos de la formación y obtener entonces un diseño óptimo de fractura adaptado a las exigencias del pozo y del yacimiento en específico.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS Y RESULTADOS

5.1. Analizar los Trabajos de Fracturamiento Hidráulico Realizados en el Campo El Roble.

Para llevar a cabo la recopilación de esta información fue necesario revisar la documentación existente de los pozos fracturados hidráulicamente en el Campo El Roble. La obtención de estos datos permitieron abarcar gran parte de los parámetros involucrados en las operaciones de fractura, tanto antes como después de efectuadas dichas operaciones; la información recopilada fue organizada en las tablas A.1-A.3 se del Apéndice A. El propósito de elaborar una base de datos de pozos que ya han sido fracturados en el Campo, se hizo con la intención de observar qué parámetros o propiedades de yacimiento influyen sobre el comportamiento de dichos pozos, una vez que se encuentran bajo efectos de un tratamiento de estimulación por fracturamiento hidráulico lo cual fue beneficioso para el posterior diseño del tratamiento de fractura en la zona de interés.

El estudio de esta información permitió conocer que para comienzos de 1996, fue cuando se inició el proyecto de búsqueda de candidatos de fractura en el área de Anaco y se consideraron dentro de las premisas un volumen de reservas mayor de 500 MBN, crudos con gravedades entre 37° y 40° API, pozos con baja relación gas-petróleo ($RGP \leq 10000$ PCN/BN), pozos activos con tasas mayores a los 20 barriles por día (BNPD), espesor de arena superior a los 10 pies, porosidades (ϕ) mayores del 8% y porcentaje de agua y sedimento (% AyS) menor del 10%.

En la Tabla N° 5.1, se observan las consideraciones arriba mencionadas por lo que, para esa época, se tomó la determinación de llevar a cabo la estimulación de dicho pozo por medio del fracturamiento hidráulico.

Tabla N° 5.1. Parámetros Básicos del Pozo antes de aplicar el Fracturamiento

Pozo	°API	% A y S	BNPD	E.A.N. (pies)	ϕ (%)	RGP	Reservas (MBN)
						(PC/BN)	
RPN-66	36,9	1,8	56	68	11	979,6	720

Los valores de los parámetros mostrados en la Tabla N°5.1 evidenciaron que lo que se perseguía para este pozo, era mejorar la productividad del mismo enfocándolo hacia una técnica que permitiera lograr este incremento de productividad, como lo fue el fracturamiento hidráulico; tomando en cuenta que este pozo era 100% vertical, (el diagrama mecánico de completación se encuentran en el Apéndice B, Figura B.1); y considerando que era un crudo de tipo parafinoso, conllevó a la precipitación o deposición de asfáltenos por efectos de cambios de presión y temperatura y alteración composicional del fluido de la formación, que originó un daño a la formación que causó una zona de permeabilidad reducida alrededor del pozo, por lo que se requirió la ejecución de un método de estimulación que permitiera reducir el daño existente.

La deposición de asfáltenos en este pozo y el consecuente taponamiento de los mismos, fue la causa principal que determinó la ejecución de un tratamiento de fracturamiento hidráulico.

5.2. Seleccionar los Pozos de la Arena ME-P donde pueda aplicarse la Técnica de Fracturamiento Hidráulico.

Los parámetros principales a considerar para la selección de un pozo candidato son:

1. Permeabilidad de la formación
2. Viscosidad del fluido del yacimiento
3. Presión de yacimiento
4. Factor de daño
5. Reservas de petróleo o de gas
6. Profundidad
7. Condición mecánica del pozo

Tomando como base los parámetros anteriormente descritos se logró formular una metodología que ayude a la fácil y rápida identificación de los pozos prospectivos dentro del campo y también aquellos que estén completados o no en la ME-P, con la finalidad de fracturarlos y mejorar significativamente la producción del campo.

Los pozos considerados fueron:

- ❖ RPN-62. Este pozo está fuera de producción desde el año 1988 debido a la merma de la producción del mismo a pesar de la aplicación de estimulaciones que trataron de mejorar su condición; pero la rápida formación de parafinas y precipitación de asfáltenos provocaron una gran dificultad para la continua producción de este pozo.
- ❖ RPN-66. Se tomó en cuenta este pozo por las condiciones mecánicas que posee; esta decisión se tomó basándose en un previo fracturamiento hidráulico al cual fue sometido en el año 1996. Considerando las reservas del campo y sobre todo las reservas que existe en la arena a la cual se refiere este

estudio, se estimó que la producción de este pozo sería considerablemente apreciable para el campo.

A continuación se describen los pasos a seguir según la metodología aplicada para la selección de un pozo prospectivo a ser fracturado.

5.2.1. Historia de Producción del Pozo

En este paso de la metodología se analiza la producción del pozo a través del tiempo, para determinar cuándo y por qué motivos se generó la declinación y partiendo de allí se estudian las diferentes opciones de estimulación para determinar si es apropiado y requerido un fracturamiento hidráulico.

5.2.2. Análisis de Registros, Datos de Producción, Pruebas de Presión y Parámetros Petrofísicos

Contando con el análisis de la historia de producción, se prosigue a realizar un estudio de los registros del pozo para constatar su estado y el de la formación, afianzando esto con los parámetros petrofísicos característicos, datos de producción y las pruebas de presión que den certeza de que el pozo está capacitado a soportar la operación.

Además de que los diferentes registros nos mostraría las características principales del intervalo de interés, como lo son, la permeabilidad, la porosidad, la existencia de hidrocarburos en la zona y la existencia del daño que ha mermado la producción del pozo, para así comparar estos datos con la petrofísica tomada durante la perforación original o durante trabajos posteriores y tener la certeza de que los trabajos rendirán sus frutos.

5.2.3. Selección de la Técnica de Estimulación por Fracturamiento Hidráulico

Partiendo de los análisis previos se decide qué tipo de fractura debería ser aplicada en este pozo o yacimiento. Para la selección de la técnica de fracturamiento a aplicarse se considera la permeabilidad de la formación de interés, por lo tanto, se estipula que:

- Si la permeabilidad es baja ($k \leq 5$ md), se debe aplicar un fracturamiento de alta penetración, para así lograr el cometido de mejorar el canal conductivo y por ende incrementar la producción, lo que es el objetivo principal.
- Si la permeabilidad es media o moderada ($5 < k < 100$ md), se debe aplicar un fracturamiento de penetración media, ya que solo se quiere proporcionar una ligera ayuda o mejora puesto a que este se encuentra dentro de los parámetros aceptables de permeabilidad.
- Si la permeabilidad es buena o excelente ($k \geq 100$ md), se aplica un fracturamiento de baja penetración, esto debido a que en yacimientos con esta condición de permeabilidades buenas se requiere aumentar el ancho del canal conductivo para mejorar la producción pero manteniendo el control.
- Si $k > 200$ md, se recomienda la aplicación de un FRAC and PACK, que no es más que la aplicación de una fractura y la colocación de rejilla para evitar el arenamiento, lo cual es normal en formaciones con permeabilidades tan altas, ya que estas zonas tienden a ser arenas poco consolidadas.

5.2.4. Verificación del Estado Mecánico del Pozo

En esta etapa se evalúa las condiciones mecánicas del pozo, es decir, se estudia si la completación del pozo es capaz de soportar las presiones a las cuales será sometido durante el fracturamiento hidráulico. En caso de no ser así se estudia la posibilidad de realizar un reacondicionamiento o rediseño de la completación del pozo para evitar problemas que afecten la operación.

5.2.5. Diseño del Tratamiento de Fractura

Para realizar el diseño del tratamiento de fractura se utilizan simuladores cuyos nombres y características son distintos según la compañía de servicio encargada de realizar la operación. Los más reconocidos son Schlumberger cuyo simulador se llama FRACADE y la compañía Halliburton utiliza FracProPT10.3, que a pesar de ser de distintas compañías, tener características diferentes y poseer configuraciones distintas, tienen un mismo fin, el cual es analizar la información generalmente obtenida de los registros e interpretarlas para determinar las condiciones en las cuales podrían llevarse a cabo las operaciones de fracturamiento hidráulico.

5.2.6 Verificación de la Disponibilidad de Materiales y Equipos

En esta etapa si se decidiese fracturar, se debe verificar la disponibilidad de materiales y equipos para realizar el trabajo.

5.2.7 Elaboración de la Propuesta Técnica y Económica

La empresa de servicio encargada de la realización del trabajo es quien debe realizar esta importantísima tarea puesto que en esta propuesta se muestran los costos del trabajo y la duración del mismo.

5.2.8 Ejecución de la Estimulación por Fracturamiento Hidráulico

Luego de que la empresa de servicio entregue la propuesta técnica y económica el departamento de yacimientos, es el encargado de analizar todos los parámetros y exigencias de ésta para establecer si es viable la realización de esta estimulación para mejorar la producción.

5.2.9 Evaluación y Documentación de Resultados

La etapa final de la metodología es evaluar los resultados obtenidos luego de realizar la fractura. Para realizar dicho estudio nos afianzamos en los informes de fractura para verificar si se cumplieron las metas planteadas, además de verificar el comportamiento de producción.

La metodología utilizada para la realización de este análisis se muestra al final de este capítulo en forma de diagrama de flujo.

5.3. Estimar el Comportamiento de Producción a través de la Simulación con FRACPRO de la Arena ME-P.

Considerando los pozos seleccionados, a continuación se muestran las gráficas donde se puede observar la comparación entre el comportamiento de producción antes y después de fracturados.

En la Figura 5.1 se puede observar que tomando una presión de 1100 lpc la tasa de producción del pozo RPN-62 aumenta en un 115% aproximadamente, manteniendo una tasa de producción de adecuada para el aprovechamiento del trabajo de fractura y donde además se puede observar las condiciones y características tanto de pozo como las del yacimiento.

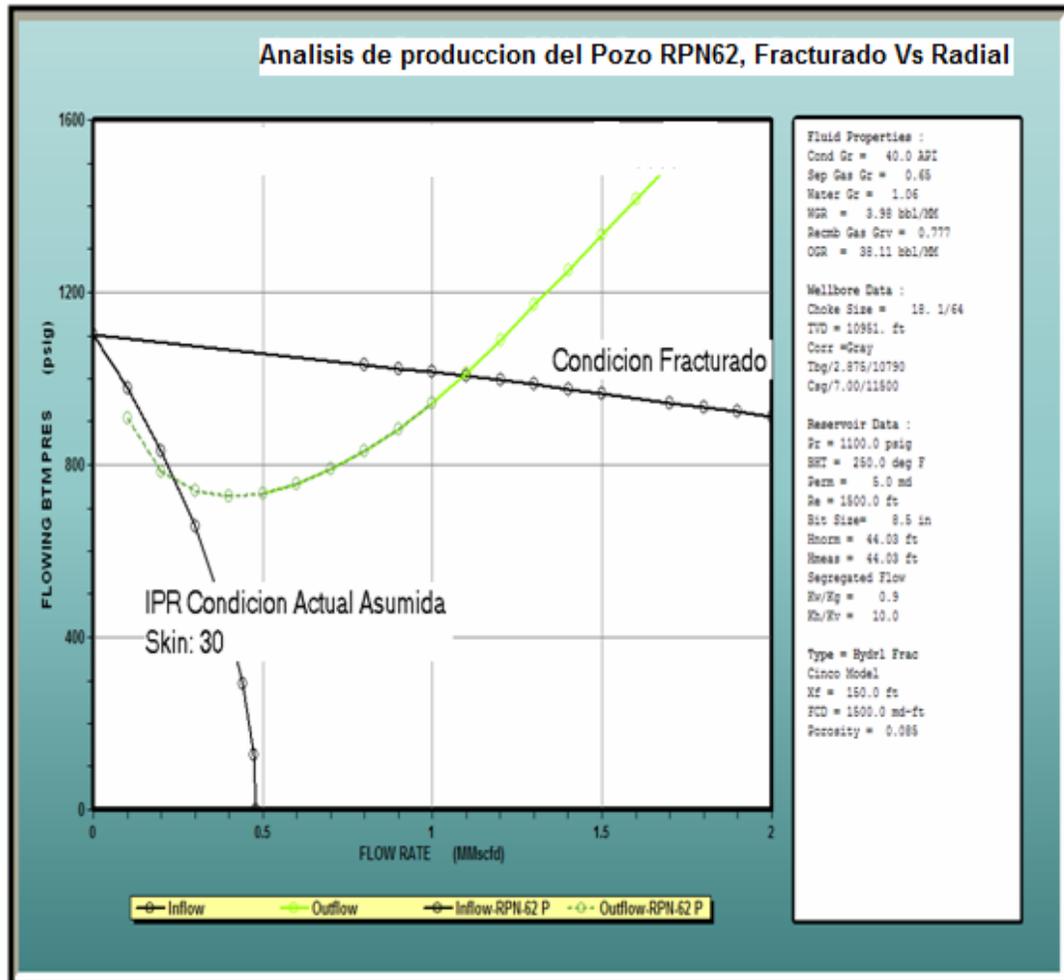


Figura 5.1. Análisis de producción asumiendo una presión de 1100 lpc.

Asumiendo una presión de yacimiento de 1500 lpc, en la Figura 5.2 se puede observar que la comparación de condición actual con respecto a la fracturada es más favorable y convincente para la consideración de fracturamiento del RPN-62. En esta grafica también se muestra la variación del comportamiento sensibilizando el largo de la fractura (X_f) y se puede constatar que las variaciones no son tan pronunciadas como se pensaría, lo que indica que un $X_f = 50$ es viable y por un costo menos elevado.

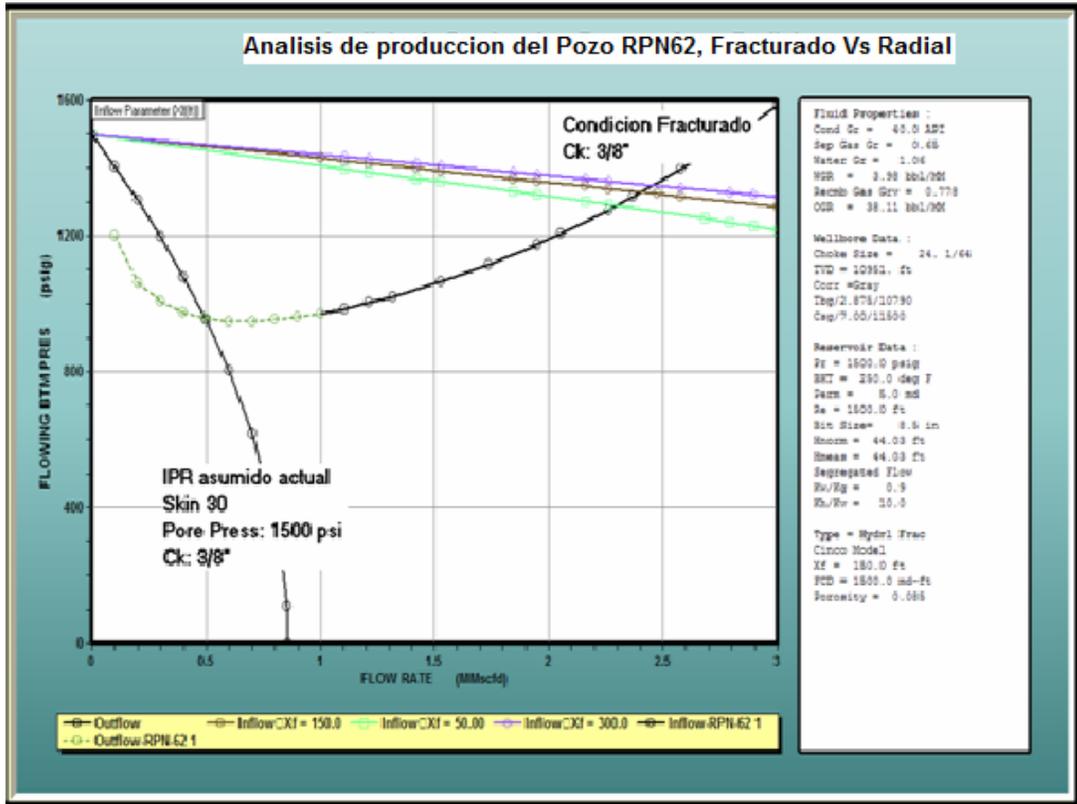


Figura 5.2. Análisis de producción asumiendo una presión de 1500 lpc.

Una de las ventajas del uso del FracProPT10.3 es que al realizar la simulación arroja las condiciones de fractura más apropiadas para realizar el trabajo puesto que aporta los datos necesarios para el desarrollo de un buen perfil técnico, lo cual conlleva a un buen perfil económico donde basar las proyecciones.

La Figura 5.3 muestra el perfil de fractura obtenido en la simulación del pozo Rpn-62 utilizando el FracPro.

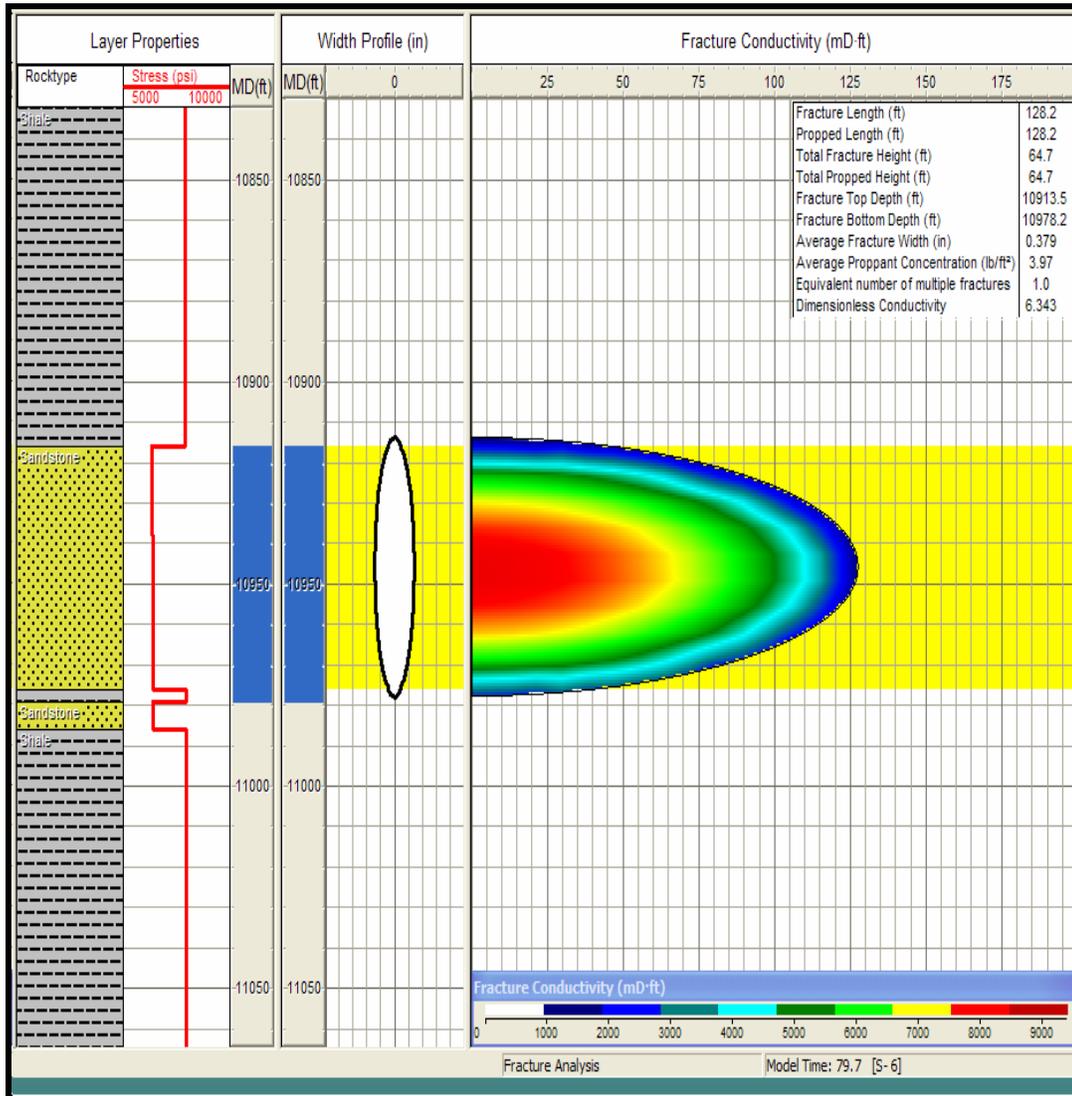


Figura 5.3. Perfil de fractura del RPN-62, ME-P.

Para el pozo RPN-66, no se realizó un estudio tan profundo porque se trata de un refracturamiento. Esto se debe a que ya se tiene una experiencia de flujo por fractura en el pasado, por lo que a continuación se muestra la comparación del flujo radial con las condiciones actuales y el flujo fracturado. Dando pie a la consideración de fracturamiento, debido a que mejoraría de forma considerable la producción de este pozo la cual actualmente ha decaído.

Afianzándonos en la Figura 5.4, se determinó que el refracturamiento del pozo RPN-66 sería totalmente aprovechable considerando la producción actual del mismo.

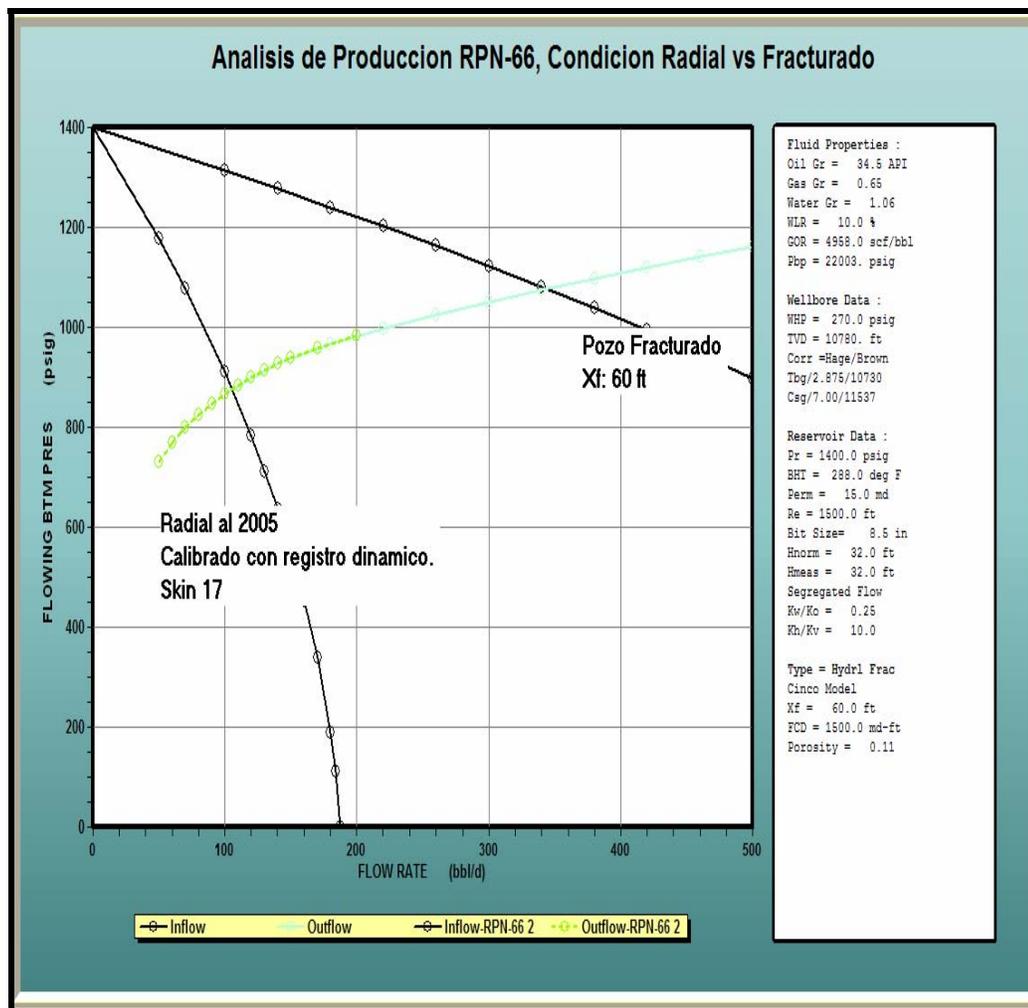


Figura 5.4. Análisis de producción asumiendo una presión de 1400 lpc.

En la Figura 5.5 se observa el perfil de fractura obtenido con el FracPro para el pozo RPN-66.

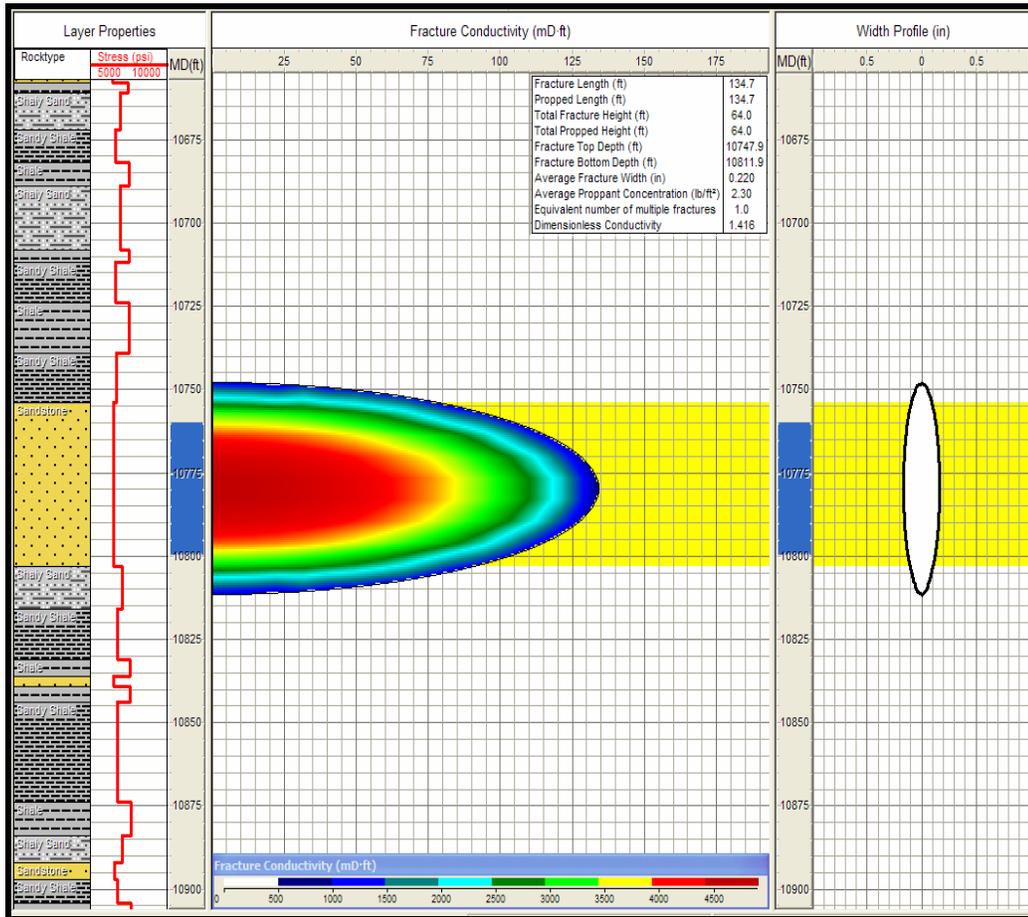


Figura 5.5. Perfil de fractura del RPN-66, ME-P.

En el apéndice C se mostrara todos los parámetros de fractura arrojados por el FracProPT10.3.

5.4. Comprobar la Rentabilidad desde el Punto de Vista Productivo del Método de Fracturamiento Hidráulico de la Arena ME-P del Campo El Roble.

Con la información suministrada por el simulador FracProPT10.3, se pudo realizar el análisis económico donde se muestra la rentabilidad de realizar el fracturamiento hidráulico en los pozos del Campo El Roble que cumplan con las

características necesarias antes mencionadas y tomando en cuenta el comportamiento mostrado en el análisis nodal se pudo realizar el siguiente resumen económico.

A continuación se muestran las Tablas 5.2 y 5.3, donde se puede apreciar el resumen económico de la evaluación hecha para los pozos RPN62 y RPN-66.

Tabla 5.2. Evaluación Económica Pozo RPN-62

RESUMEN ECONÓMICO			
Tasa Interna de retorno (TIR)	=	47,59	%/Año
Valor Presente Neto (VPN)	=	4.664.044	U.S.\$
Tiempo de Pago (TP)	=	1,20	Años

Tabla 5.3. Evaluación Económica Pozo RPN-66

RESUMEN ECONÓMICO			
Tasa Interna de retorno (TIR)	=	47,59	%/Año
Valor Presente Neto (VPN)	=	8.115.209	U.S.\$

Tiempo de Pago (TP)	=	0,76	Años
----------------------------	---	-------------	-------------

Como se puede observar en las Tablas 5.2 y 5.3, considerando una tasa interna de retorno de 47,59% anual, se obtiene un VPN > 0 lo que nos indica una rentabilidad o factibilidad económica provechosa. En el caso de pozo RPN-62 se asumió una tasa inicial de crudo y gas de 250 BND y 2,4 MMPCND respectivamente, además se estableció un tiempo de pago de 1,2 años lo cual es aceptable para este pozo viejo.

Para el pozo RPN-66 ocurre algo similar, es decir se tiene la misma tasa interna de retorno y un VPN >0, pero este muestra un valor presente neto muchísimo más atractivo que el pozo anterior y también muestra un tiempo de pago más corto, de apenas 0,76 años. Para realizar este análisis se emplearon tasas de crudo y gas de 350 BND y 5 MMPCND respectivamente.

Vale destacar que para ambos análisis económicos se estableció una declinación de petróleo y gas de 20 y 12 % respectivamente.

A continuación se muestran las Figuras 5.6 y 5.7, donde se representa el flujo de caja con el cual trabajarían estos pozos luego de ser fracturados y se observa la inversión a realizarse y las futura regalías procedentes de las nuevas producciones de estos pozos.

Donde:

CF's: es el flujo de caja luego de transcurrido el tiempo de pago.

CF's ACUM: es el flujo de caja acumulado desde el principio de la estimulación.

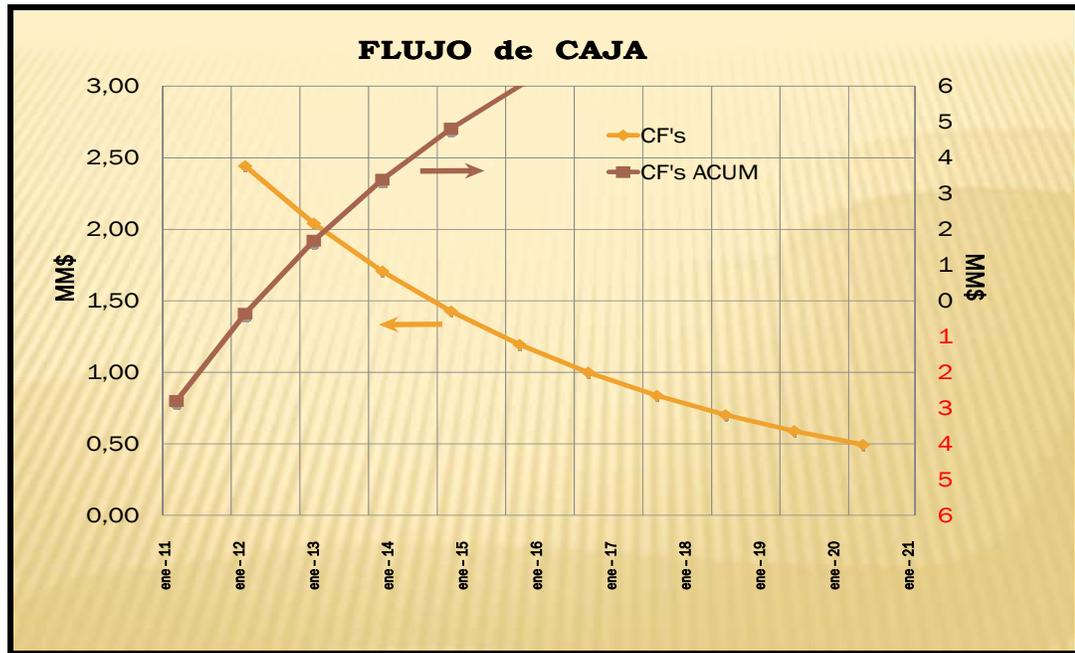


Figura 5.6. Flujo de caja del Pozo RPN-62

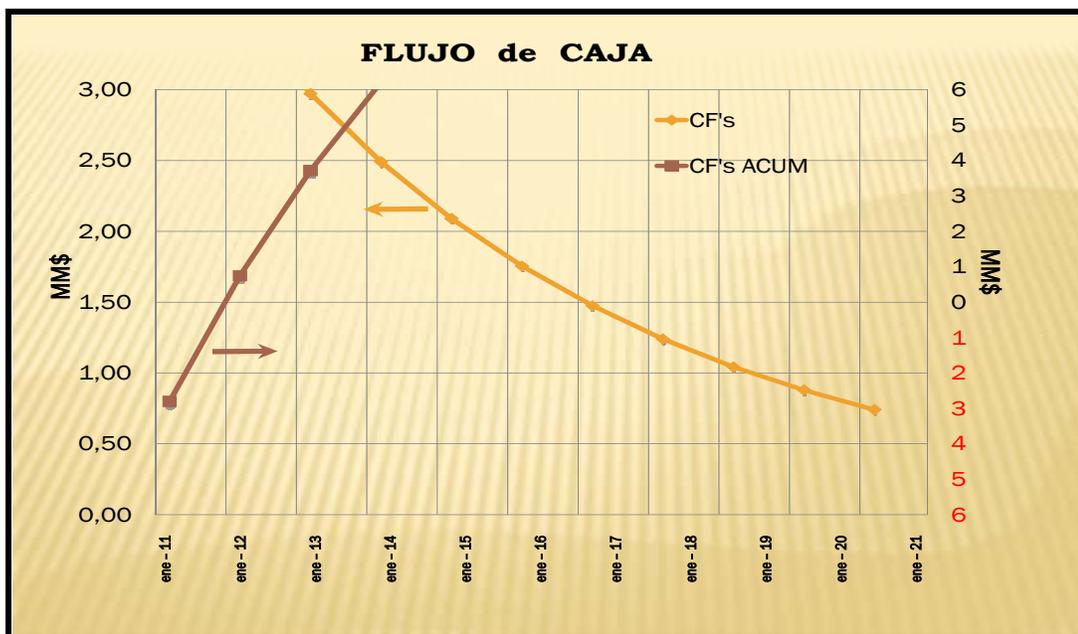


Figura 5.7. Flujo de caja del Pozo RPN-66

Como valor agregado a continuación se expone un posible procedimiento para llevar a cabo el fracturamiento hidráulico del pozo RPN-62, donde se asume una presión estática de 1900 lpc, consideración hecha por referencia del análisis de presiones realizados en el 2006 durante un estudio de posible reapertura de este pozo.

1. Sacar la completación actual, calibrar pozo y probar el casing.
2. Recañonear de 10956- 72' con cañón 3 3/8" AP de 6TPP con guaya.
3. Bajar y asentar empacadura permanente 7" x 2 7/8" o 3 1/2" con cola de 2 7/8" y niple x.
4. Bajar sarta de fractura de 3 1/2 " x 10.3 lb/p-P110 con seal bore para 2 7/8" o 3 1/2 ".
5. Fracturar ME-P y limpiar con Coiled Tubing y N₂ para luego evaluar.
6. Bajar y asentar tapon de niple x antes de controlar el pozo, para evitar dañar la fractura.
7. Abrir camisa encima de la empacadura y controlar con salmuera.
8. Sacar la sarta de fractura y completar sencillo selectivo.
9. Sacar tapon de niple x y poner a producir.

De esta manera podría verse el nuevo diagrama del pozo RPN-62 a la profundidad del trabajo:

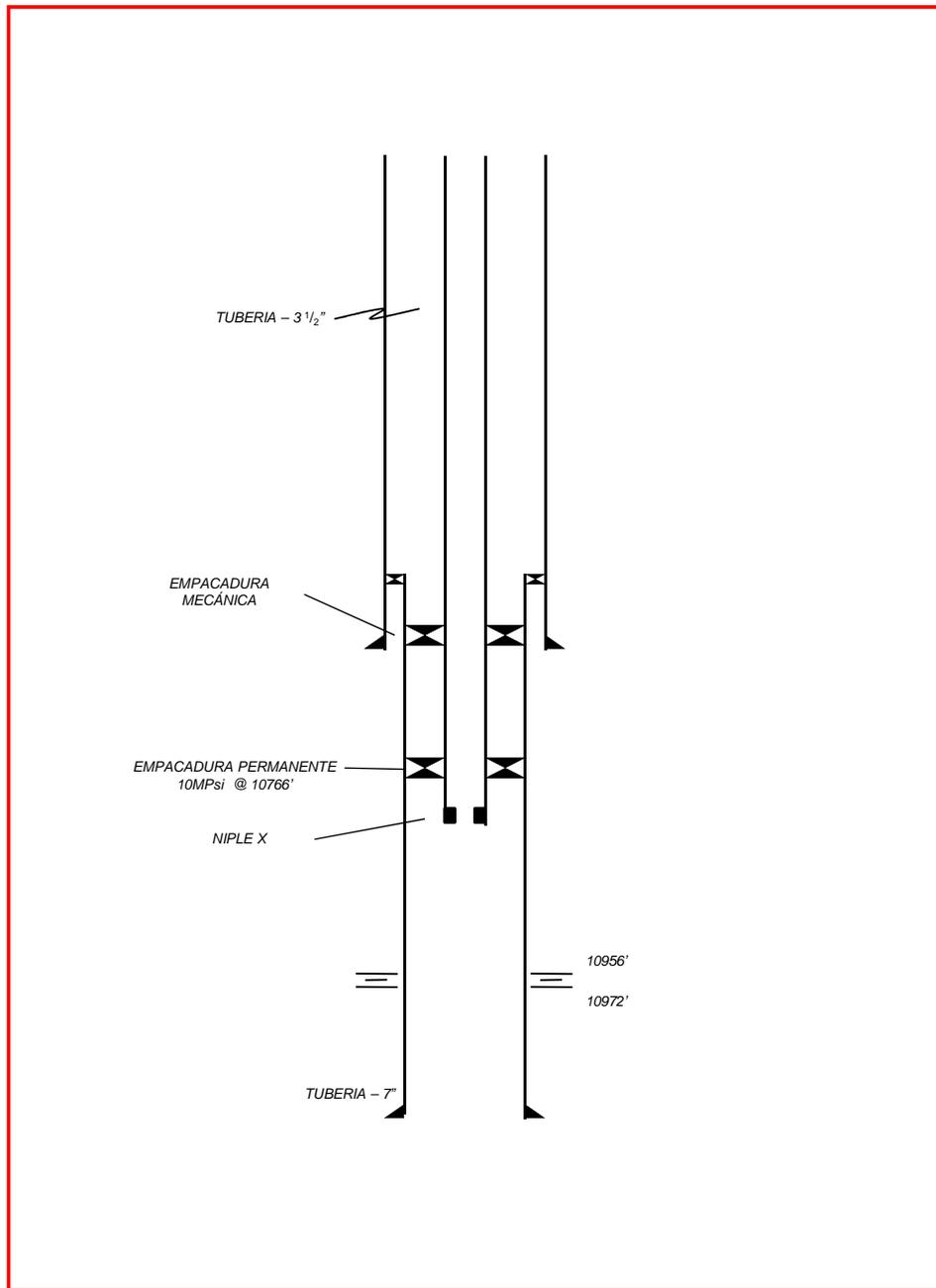


Figura. 5.8. Posible diagrama de completa del RPN-62.

Por último, a continuación en la figura 5.9, se muestra la metodología a ser utilizada para llevar a cabo este estudio.

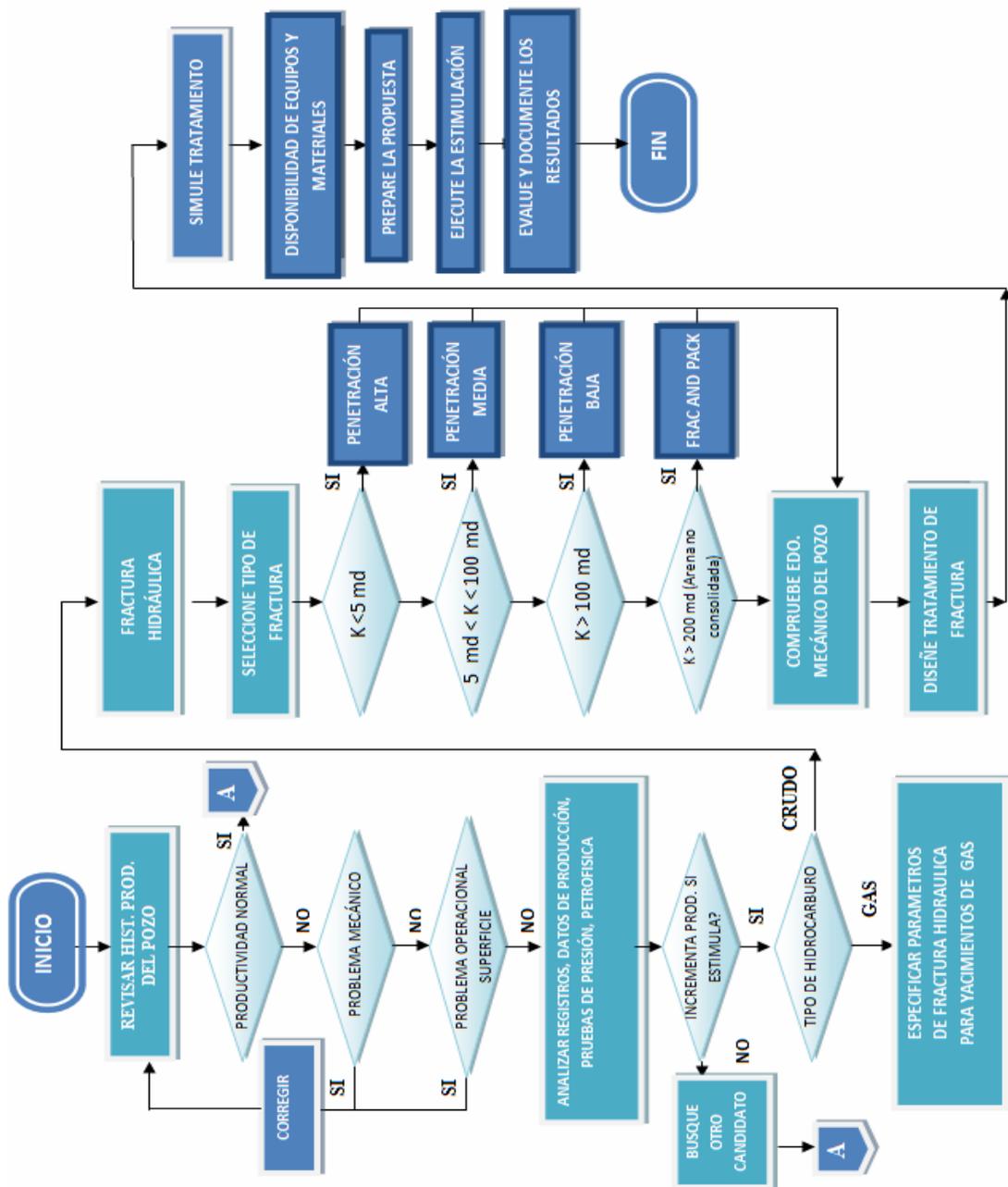


Figura 5.9. Metodología de selección de pozos de crudo candidatos a Fracturamiento Hidráulico.

CONCLUSIONES

1. El fracturamiento hidráulico es una técnica rentable, resultando en valores presentes netos mayores a cero y tiempos de pago mínimos permitiendo recuperar la inversión a corto plazo.
2. El incremento del índice de productividad, de los pozos de muestra, fue aproximadamente dos veces mayor al compararlo con las condiciones normales de producción.
3. El pozo RPN-62 es una excelente opción para fracturarse a pesar de tener tanto tiempo inactivo.
4. Para el pozo RPN-66 sería muy beneficioso el fracturamiento hidráulico ya que mejoraría significativamente su producción en comparación con la actual.
5. No solo los pozos estudiados son prospectos a fracturar, todos los pozos del campo estén completados o no en la arena ME-P pueden ser sometidos al análisis metodológico para determinar su factibilidad.
6. La arena ME-P posee grandes cantidades de reservas que pueden ser aprovechadas.

RECOMENDACIONES

1. Para optimizar el diseño original de fractura es necesario realizar la calibración de los datos reales obtenidos a través de la prueba de minifrac con los resultados simulados.
2. Realizar, a todos los pozos candidatos a fractura, evaluaciones de formación a través de pruebas de restauración de presión (Build-Up), registros de producción, además del análisis nodal, pre y post- fractura.
3. Determinar, mediante ajustes de sensibilidades o análisis nodal, el reductor adecuado para mantener una presión de fondo fluyente óptima y la tasa máxima de producción permitida por el pozo.
4. Evaluar la posibilidad de aplicar fracturamiento hidráulico en pozos nuevos que se planeen construir en el Campo El Roble.
5. Considerar la aplicación del procedimiento de fractura propuesto en este estudio.

BIBLIOGRAFIA

1. Cevallos, Y., **“Optimización de la producción mediante el fracturamiento hidráulico al reservorio M-1 del pozo Y”**, Trabajo de Grado, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Perú, (2009).
2. Castañeda, A., **“Incremento de producción del campo Parahuacu de petroproduccion implementando fracturamiento hidráulico en arenas de baja permeabilidad”**, Trabajo de Grado, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Perú, (2007).
3. Economides, M. y Nolte, K. **“Reservoir Stimulation”**, Schlumberger Educational Services. (2002)
4. HALLIBURTON ENERGY SERVICES. **“Fracpac Completion Services”**. Segunda Edición. (1995)
5. Roodhart, L., Fokker, P., y otros. JPT. **“Frac and Pack Stimulation: Application, Design and Field Experience”**. (1994)
6. Wang, X. y Economides, M. (2004) **“Aggressive fracturing slashes turbulence in high permeability gas wells”**, World Oil.
7. Tamayo y Tamayo (1998). **“El proceso de la Investigación Científica”**. Tercera Edición. Editorial Limussa S.A. México.
8. Hernández Sampieri R. (2000). **“Metodología de la Investigación”**. Mc Graw – Hill. México D.F.

9. BJ Services. **“Fracturamiento Hidráulico”**. BJ Services Research and technology. Octubre 1987.
10. Craft, B.C y Hawkins M.F. **“Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”**. Editorial Tecnos. Madrid 1968.
11. Parra J., **“Elementos de Ingeniería”**, Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela, (1989).
12. Barberii E., **“El Pozo Ilustrado”**, Editorial Arte, Cuarta Edición. Caracas, Venezuela, (1998).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DEL USO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA ARENA ME-P EN EL CAMPO EL ROBLE, DISTRITO GAS.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Solórzano R., Daniel A.	CVLAC: V- 17.614.311 E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA

FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

ESTIMULACIÓN

HISTORIA DE PRODUCCIÓN

COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN

CURVA DE AFLUENCIA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

El proceso de fracturamiento hidráulico de un pozo es una operación de estimulación que se lleva a cabo para mejorar los canales conductivos de la arena de interés para incrementar la producción. Esta técnica consiste en bombear un fluido en un pozo a una tasa de inyección que es demasiado alta para que la formación la acepte en régimen de flujo radial. Como la resistencia al flujo en la formación se incrementa, la presión en el pozo aumenta a valores que exceden la presión de quiebre de la formación, produciéndose así la fractura. Considerando que esta tiene por objetivo, a nivel de yacimiento, sobrepasar la zona dañada en las vecindades del pozo e incrementar el área de flujo de los fluidos hacia el pozo, dando como resultado el incremento de producción, este estudio persigue implementar el uso de la técnica de fracturamiento hidráulico y así determinar qué tan factible es realizar dicha técnica y en cuanto se puede aumentar la producción en la arenas de interés del Campo El Roble, específicamente la arena ME-P. para esto se han seleccionado dos pozos, el RPN-62 y RPN-66, a los cuales se les realizarán los análisis pertinentes para demostrar a través del uso de simuladores como FracProPT10.3 la viabilidad de la aplicación de estos trabajos en los pozos antes mencionados y la posible futura aplicación en el resto que conforman la población total de este campo.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
MORALES, JHONLES	AS	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:	V- 9.726.435			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
RODRÍGUEZ, JOSE	JU	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	V- 9.275.225			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
VELÁSQUEZ, CARMEN	JU	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	V- 9.977.235			
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	02	18
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: ESPAÑOL

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Factibilidad Técnico Económica del Uso de Fracturamiento Hidráulico en la Arena ME-P en el Campo El Roble, Distrito Gas.doc	Application/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L M
N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.**

ALCANCE

ESPACIAL: _____

TEMPORAL: _____

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo_____

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado_____

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería de Petróleo_____

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui_____

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los trabajos son propiedad exclusiva de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento expreso del Consejo de Núcleo respectivo, quien participará al Consejo de Universidades”

AUTOR

Solórzano R. Daniel A.

TUTOR

Prof. Jhonles Morales

JURADO

Prof. José Rodríguez

JURADO

Prof. Carmen Velásquez

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

Prof. Rayda Patiño