

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



PROYECTO DE TRABAJO DE GRADO

**“EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO – ECONÓMICA DEL
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO GUARIO”.**

Realizado por:

Carolina del Valle Valenzuela Barrios

Luis Alejandro Galindo Beltrán

**Trabajo de grado presentado ante la Ilustre Universidad de Oriente como
requisito parcial para optar al Título de Ingeniero de Petróleo.**

Puerto la Cruz, 2011

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



PROYECTO DE TRABAJO DE GRADO

**“EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO – ECONÓMICA DEL
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO GUARIO”.**

Realizado por:

Carolina del Valle Valenzuela Barrios

Luis Alejandro Galindo Beltrán

Ing. Jhonles Morales

Asesor Académico

Puerto la Cruz, 2011

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



PROYECTO DE TRABAJO DE GRADO

**“EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO – ECONÓMICA DEL
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO GUARIO”.**

CAROLINA VALENZUELA BARRIOS

Nombre del Estudiante

FIRMA

LUIS ALEJANDRO GALINDO BELTRAN

Nombre del Estudiante

FIRMA

Revisado y Aprobado por:

ING. JHONLES MORALES

Asesor Académico

FIRMA

Puerto la Cruz, 2011

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



PROYECTO DE TRABAJO DE GRADO

**“EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO – ECONÓMICA DEL
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO GUARIO”.**

Ing. Jhonles Morales

Asesor Académico

Ing. José Rodríguez

Jurado Principal

Ing. Carmen Velázquez

Jurado Principal

Puerto la Cruz, 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

Por Carolina Valenzuela Barrios.

Dedicado con todo el cariño a mi Dios, sin él no lo hubiese logrado nada y a mis dos madre mama Maita y a mi mama Gladys, las amo y adoro.

DEDICATORIA

Por Luis Alejandro Galindo Beltran.

A mi madre Rafaela y a mi padre Luis Galindo por haberme guiado por el camino correcto de la vida, por todas sus enseñanzas, consejos y sacrificios para poder graduarme y dejar una huella imborrable en la vida.

A mi hermanos Luis, Pablo y Juan Luis por ser los mejores hermanos que Dios pudo darme, por ser tan especiales y ocurentes con su personalidades.

A mis hijos Cesar, Luis y Paola por ser tres bendiciones en mi vida.

A mi esposa, compañera y amiga Ryela que es todo para mi, gracia por estar en mi vida, nunca dejes de amarme.

A mis abuelos, tíos, primos y demás familiares por ayudarme con todo lo que estuvo a su alcance y por todo su apoyo, espero que siempre permanezca la unión entre nosotros.

A todos los maestros y profesores que siempre contribuyeron con mi educación.

AGRADECIMIENTOS

Por Carolina Valenzuela Barrios.

Agradezco primeramente a DIOS por haberme dado la fortaleza para enfrentar los problemas en mi camino, por haberme dado la sabiduría para culminar mis estudios con éxito y la perseverancia por no darme por vencida ante los obstáculos que se me presentaron. Gracias por siempre estar a mi lado.

Agradezco a mi familia por su apoyo, a mi Maita y mi Mami por siempre estar conmigo apoyando en todo momento, a mis hermanos Victor y Vanessa también por darme su apoyo, a mi tía Eva y mi primos Herman y Arturo por abrirme las puertas de su casa y por brindarme su cariño incondicional y a todos aquellos miembros de mi familia que me desearon lo mejor en mis estudios. También le agradezco a mi Padre que aunque nunca estuvo conmigo en mis momentos de estudio me dio el impulso sin el saberlo para lograr este éxito, ya que espero que con este éxito si escuche por fin de sus labios el “estoy orgulloso de ti hija” que tanto he anelado.

Agradezco al Ing. Jhonles Morales por haberme brindado la oportunidad de realizar este trabajo de investigación con el que culmino mi carrera universitaria, también le agradezco a los profesores que estuvieron en todo mi camino de estudio, al Profesor Barrueta, la Profesora Aura, el Profesor Felix y por supuesto a mi Profesor Moncho que aunque me saco de clase sin necesidad me enseñó muchísimo en cada una de sus clases.

Tambien quiero agradecer a mi Pechochito Javier Marin por estar conmigo apoyándome en todo momento, a mi compañero de tesis y amigo Alejandro y a mis amigos Greisbel, Raul, Crisvi y Daniela por brindarme su amistad incondicional y estar conmigo siempre. Gracias a la mama de crisvi y greisbel por brindarme su cariño.

Agradesco al Ing. Alfredo lopez de Halliburton por brindarme su ayuda para la culminación de este proyecto y a todos los Ing trabajadores en PDVSA GAS ANACO por facilitarme todo el material necesario para la realización de mi tesis.

AGRADECIMIENTOS

Por Luis Alejandro Galindo Beltran.

A mi Dios, por estar conmigo y mostrarme siempre el camino por donde tenía que ir, mi vida entera te la agradezco. Sin ti nada, habría sido posible, gracias por escucharme siempre cuando necesitaba de tu ayuda

A mi madre Rafaela Beltran Rojas, por siempre estar apoyándome en todo lo que hago, por todos sus consejos, por todo su amor incondicional, por brindarme la dicha de ser su hijo, por siempre estar pendiente de mi bienestar y por todos los sacrificios realizados para poder llegar hasta donde lo he hecho..., eres la mejor mama del mundo!!!.Ya verás que todos los sacrificios no van a ser en vanos y que sin ti no lo hubiese logrado. Te amo madre.

A mi padre Luis Galindo, por estar siempre pendiente de mi y por preocuparse de mi bienestar, por trabajar duro para que pudiera superarme profesionalmente y para que no me faltara nada, gracias por tus sacrificios padre!!!.Te prometo que llegaré a ser un gran profesional como tu lo fuites, siempre seras mi ejemplo a seguir y serás un pilar fundamental en toda mi vida. Te amo Padre.

A mis hermanos Luis, Pablo y Juan Luis, por siempre estar conmigo, por brindarme su amor y cariño, me siento orgulloso de ustedes y sé que también podrán cumplir sus sueños y sadran adelante, espero que siempre permanezcamos unidos como lo somos hasta ahora, nunca los dejare sola hermanos. Los amo.

A mis tres Hijos Cesar Alejandro, Lui Alejandro, Paola Alejandro, que son mi vida y mi inspiración este logro es para ustedes, espero brindarles todo el amor que se merecen de verdad son mi adoracion.

A mi esposa Rysela que es mi complemento, llego a mi vida para darme el empujooon que faltaba para poder culminar esta meta, te amo Princesa ojala nunca dejes de ser mi apoyo y mi amiga, te amo.

A mi Abuelita Petra que la amo mucho, ojala dios le de la oportunidad de vivir muchos años para que vea a crecer a todos sus nietos, siempre la tendre presente en mi corazón.

A mi Tio Ali Manuel que es mi segundo papa, sin su crianza, amor y bueno consejos no llegaría tan lejos, eres una inspiración por eso te amare para siempre, también agradezco a mis tios Pipo y Oneida por su apoyo y consejos en los monentos oportunos gracias por estar allí,

A mi Universidad de Oriente, por permitirme adquirir los mejores conocimientos para ser un excelente profesional y por ayudarme a crecer como persona.

A todos mis compañeros de estudio que me brindaron su respaldo y su apoyo cuando lo necesite, en especial a Carolina por soportarme tanto tiempo, a Nohemar por ser tan comprensiva y ayudarme cuando lo necesitaba, a mi compadre Raul por ser mas que un amigo un hermano con el cual siempre contaba, a Crisvi, Greis, Daniel, Jean, Yoma y Virgina; Gracias muchachos por ser parte de este sueño.

A mis suegros Harry y Gisela Por apoyarme desde que empese a formar parte de su familia, gracias por su comprensión y sabios consejos.

Al Ingeniero y Tutor Académico Jhonles Morales, por toda la ayuda brindada y por impartirme sus buenos conocimientos y consejos, gracias por considerarme su amigo y sé que el hecho de ser mi tutor ya es un éxito seguro que tendré a lo largo de mi desarrollo profesional.

TABLA DE CONTENIDO

RESOLUCIÓN.....	V
DEDICATORIA	VI
POR CAROLINA VALENZUELA BARRIOS.....	VI
DEDICATORIA	VII
POR LUIS ALEJANDRO GALINDO BELTRAN.....	VII
AGRADECIMIENTOS.....	VIII
POR CAROLINA VALENZUELA BARRIOS.....	VIII
AGRADECIMIENTOS.....	X
POR LUIS ALEJANDRO GALINDO BELTRAN.....	X
TABLA DE CONTENIDO	XII
INDICE DE FIGURAS.....	XVIII
INDICE DE TABLAS	XXI

RESUMEN.....	XXII
CAPITULO I.....	1
1.1 Planteamiento del Problema	1
1.2 Objetivos de la Investigación	2
1.2.1 Objetivo General	2
1.2.2 Objetivos Específicos	2
1.3 Delimitación del Problema.....	3
1.4 Factibilidad de la Investigación.	3
CAPITULO II.....	4
2.1 Descripción del Área de Estudio	4
2.1.1 Geología Regional. Cuenca Oriental de Venezuela.	4
2.1.1.1 Límites de la Cuenca.	5
2.1.1.2 Evolución Estructural de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	8
2.1.1.3 Historia de la Evolución Tectónica y Sedimentaria.....	9
2.1.1.4 Principales Elementos Estructurales.	15
2.1.1.5 Acumulaciones de Petróleo en la Cuenca Oriental de Venezuela.	
.....	17
2.1.2 Geología Local	18
2.1.2.1 Área Operacional del Distrito Gas Anaco.	18
2.1.2.2 Área Mayor Oficina (AMO).	18
2.1.2.3 Área Mayor Anaco (AMA).	19
2.1.3 Ubicación Geográfica y Características Estructurales del Área en	
Estudio.	19
2.1.4 Antecedentes Históricos.	20
2.1.5 Estratigrafía.	21

2.1.5.1 Formación Merecure.	21
2.1.5.2 Formación Oficina.....	23
2.1.5.3 Formación Freites.	24
2.1.5.4 Formación Las Piedras.	24
2.1.5.5 Formación Mesa.....	24
2.1.6 CARACTERÍSTICAS ESTRUCTURALES.	25

CAPITULO III 27

3.1 Marco Teórico..... 27

3.1.1 Yacimientos	27
3.1.1.1 Clasificación según el diagrama de fase	28
3.1.1.1.1 Yacimientos de petróleo	28
3.1.1.1.2 Yacimientos de gas seco:	28
3.1.1.1.3 Yacimientos de gas húmedo:.....	28
3.1.1.1.4 Yacimientos de gas condensado:.....	28

3.1.2 Daños a la Formación.....	29
3.1.2.1 Efecto del Daño de Formación en la Productividad de Pozos	

Verticales	31
3.1.2.2 Esfuerzos de la Roca	34
3.1.2.3 Esfuerzo vertical	34
3.1.2.4 Esfuerzo horizontal	35
3.1.3 Propiedades Mecánicas de las Rocas.....	35
3.1.3.1. Módulo de Young o Ley de Hooke (e)	35

2 = σ HORIZONTAL..... 1

MAXIMO 1

3.1.3.2 Relación de Poisson (ν)	37
F.....	1
3.1.4 Estimulación de Pozos.....	39
3.1.4.1 Tipos de Estimulaciones	40

3.1.4.2 Fracturamiento Acido	40
3.1.4.2.1 Geometría de fractura creada	43
3.1.4.2.2 Velocidad de reacción	43
3.1.4.2.3 Velocidad de pérdida de fluido	44
3.1.4.3 Conductividad de fractura e incremento de productividad	45
3.1.4.4 Fracturamiento Hidráulico	45
3.1.4.4.1 Objetivos del Fracturamiento Hidráulico	47
3.1.4.4.2 Conductividad de la fractura	48
3.1.4.4.3 Clasificación de las Fracturas	49
3.1.4.4.4 Geometría de la Fractura	49
3.1.4.4.5 Regimenes de flujos en formaciones fracturadas hidráulicamente.....	51
3.1.4.4.6 Diseño para el tratamiento de Fracturamiento.....	53
3.1.4.4.7 Tipos de fluidos para el proceso de Fracturamiento	56
3.1.4.4.8 Equipos a usar para un Fracturamiento hidráulico	60
3.1.4.5 Estimulación Matricial	61
3.1.4.5.1	62
3.1.4.5.2	62
3.1.4.5.3 Presión del yacimiento.....	63
3.1.5 Análisis Nodal.....	63
3.1.6 Índice De Productividad.....	67

CAPITULO IV 71

4.1 MARCO METODOLÓGICO 71

4.1.1 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	72
4.1.2 Técnicas e Instrumentos de Recolección de Data	73
4.1.2.1 Técnicas	73
4.1.2.1.1 Revisión Bibliográfica.....	73
4.1.2.1.2 Recopilación y Validación de la Información	73
4.1.2.1.3 Equipos, Materiales y Herramientas a utilizar	74

4.1.2.1.3.1 Equipos.....	74
4.1.2.1.3.2 Materiales.....	74
4.1.2.1.3.3 Herramientas.....	75
4.1.2.1.4 Soporte técnico.....	81
4.1.2 Limitaciones del Trabajo.....	81
4.2 Procedimiento Metodológico.....	82
CAPITULO V.....	87
5.1 Discusión de Resultados.....	87
5.1.2 Metodología de selección para la identificación de pozos candidatos a fracturamiento hidráulico.....	91
5.1.2.1 Revisión de la Historia de Producción del Pozo.....	92
5.1.2.2 Análisis de Registros, Datos de Producción, Pruebas de Presión y Parámetros Petrofísicos.....	92
5.1.2.3 Selección de la Técnica de Estimulación por Fracturamiento Hidráulico.....	94
5.1.2.4 Verificación del Estado Mecánico del Pozo.....	96
5.1.2.5 Diseño del Tratamiento de Fractura.....	96
5.1.2.6 Verificación de la Disponibilidad de Materiales y Equipos.....	97
5.1.2.7 Elaboración de la Propuesta Técnica y Económica.....	97
5.1.2.8 Ejecución de la Estimulación por Fracturamiento Hidráulico.....	98
5.1.2.9 Evaluación y Documentación de Resultados.....	98
5.1.3 Diseño de la técnica de fracturamiento hidráulico.....	98
5.1.3.1 Perfil de Esfuerzos Presentes en la Formación.....	101
5.1.3.2 Condiciones de Diseño.....	103
5.1.4 Estudio de la factibilidad de aplicación del fracturamiento hidráulico.....	109
CONCLUSIONES.....	115

RECOMENDACIONES.....	116
BIBLIOGRAFÍA.....	117
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:	119

INDICE DE FIGURAS

FIG. 2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA ^[1]	4
FIG. 2.2 RASGOS ESTRUCTURALES PRINCIPALES DE LA CUENCA DE VENEZUELA ORIENTAL.	1
FIG. 2.3 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA. ^[2]	1
FIG. N° 2.4 CARACTERÍSTICAS ESTRUCTURALES PRINCIPALES DE LA ACTUAL CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA. ^[3]	16
FIG. N° 2.5 CAMPOS QUE CONFORMAN EN DISTRITO ANACO. ^[3]	19
FIG. N° 2.6. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL ÁREA MAYOR DE ANACO.	22
FIG. N° 2.7 UBICACIÓN DE LA FORMACIÓN MERECURE EN LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA. ^[3]	23
FIG. 2.8 PERSPECTIVA DE LA ESTRUCTURA DEL CAMPO GUARIO. ^[3]	26
FIG. N° 3.1 DIAGRAMA DE FASE. ^[4]	29
FIG. N° 3.2 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL DAÑO A LA FORMACIÓN. ^[5]	30
FIG. N° 3.3 EFECTO DEL DAÑO EN LA PRODUCTIVIDAD DE POZO. ^[5] .	31
FIG. N° 3.4 FLUJO DEL YACIMIENTO HACIA EL POZO. ^[5]	32
FIG. N° 3.5 CAÍDAS DE PRESIÓN EN EL FLUJO HACIA EL POZO. ^[6]	33

FIG. N° 3.6 ESTADOS DE ESFUERZOS.	35
FIG. N° 3.7 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL MÓDULO DE YOUNG....	36
FIG. N° 3.8 DEFORMACIÓN LONGITUDINAL Y AXIAL AL APLICAR UN ESFUERZO AXIAL.	38
FIG. N° 3.9 FRACTURAMIENTO CON ÁCIDO EN FORMACIONES CARBONATADAS.^[11]	42
FIG. N° 3.10 COMPARACIÓN ENTRE LOS TRATAMIENTOS DE ACIDIFICACIÓN VS. FRACTURAMIENTO ^[5]	42
FIG. N° 3.11 EFECTO DEL ÁCIDO SOBRE LAS ROCAS. ^[5]	44
FIG. N° 3.12 MODELO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.^[11]	46
FIG. N° 3.13 DIMENSIONES DE LA FRACTURA HIDRÁULICA. ^[6]	50
FIG. N° 3.14 REPRESENTACIÓN DEL FLUJO LINEAL (POZO FRACTURADO HIDRÁULICAMENTE). ^[6]	51
FIG. N° 3.15 REPRESENTACIÓN FLUJO RADIAL (POZO FRACTURADO HIDRÁULICAMENTE). ^[6]	52
FIG. N° 3.16 REPRESENTACIÓN FLUJO BILINEAL (POZO FRACTURADO HIDRÁULICAMENTE). ^[6]	52
FIG. N° 3.17 COMPORTAMIENTO SEMI-IDEAL DE PRESIONES Y CAUDALES. ^[5]	55
FIG. N° 3.18 SISTEMA DE ANÁLISIS POR NODOS. ^[12]	65
FIG. N° 4.1 MAPA ISÓPACO ESTRUCTURAL DE LA ARENA MES6. [3] ...	72
FIG. N° 4.2 PRESENTACIÓN DEL SIMULADOR FRACPROPT. [5]	76

FIG. N° 4.3 FUNCIONES DEL FRACPROPT. [5]	78
FIG. N° 4.4 MÓDULOS DEL SIMULADOR.	79
FIG. 5.1 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE EL POZO G-77	99
FIG. 5.2 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE EL POZO G-101 ...	100
FIG.5.3 PERFIL DE ESFUERZOS PRESENTES EN LA FORMACIÓN DEL POZO G-77	101
FIG. 5.4 PERFIL DE ESFUERZOS PRESENTES EN LA FORMACIÓN DEL POZO G-101	102
FIG.5.5 COMPORTAMIENTO DEL APUNTALANTE EN FUNCIÓN DE LA PROFUNDIDAD PARA EL DISEÑO DEL TRATAMIENTO DE FRACTURA.	105
FIG. N°5.6 PERFIL DE FRACTURA DEL POZO G-77.	106
FIG. N° 5.7 PERFIL DE FRACTURA DEL POZO G-101.	107
FIG. N° 5.8 RESULTADOS DE SENSIBILIDADES DE TASAS DE GAS CON DISTINTOS DIÁMETROS DE REDUCTORES DEL POZO G-77 PIPESIM 2003.....	111
FIG. N° 5.9 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE GAS DEL POZO G-77, BAJO CONDICIONES DE FRACTURA FRACPRP PT.....	111
FIG. N° 5.10 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE GAS DEL POZO G-101, BAJO CONDICIONES DE FRACTURA FRACPRP PT.....	112
FIG. N°5.11 EVALUACIÓN ECONÓMICA – POZO G-77.	114

INDICE DE TABLAS

TABLA N° 3.1 RANGO DE DEFORMACIÓN DE MATERIALES.	37
TABLA N° 3.2 CONTRASTE DE ESFUERZO PARA DISTINTAS DEFORMACIONES DE MATERIALES.	39
TABLA 5.1. DATOS PETROFÍSICOS DEL POZO G-77	88
TABLA 5.2. DATOS PETROFÍSICOS DEL POZO G-101	89
TABLA 5.3. DATOS DE LA ARENA MES6, A TRAVÉS DEL POZO G-69.....	90
TABLA N° 5.4 PARÁMETROS IMPORTANTES EN LA SELECCIÓN DE UN POZO CANDIDATO.	94
TABLA N° 5.5 DATOS PETROFÍSICOS PRELIMINARES DE CADA UNO DE LOS POZOS DE ESTUDIO GENERADO POR LA GERENCIA DE YACIMIENTO PDVSA GAS ANACO.....	103
TABLA N° 5.6 DATOS PETROFÍSICOS PRELIMINARES DE CADA UNO DE LOS POZOS DE ESTUDIO OBTENIDO DE LA CARPETA DE POZOS.	104
TABLA N° 5.7 RESUMEN DE RESULTADOS ARROJADOS POR EL FRACPROPT10.2.....	108
TABLA N°5.8 DIMENSIONES DE FRACTURA ÓPTIMA PARA LOS POZOS EN ESTUDIO.....	109
TABLA N°5.8 EVALUACIÓN ECONÓMICA – POZO G-77.	113

RESUMEN

Este trabajo de investigación consistió en estudiar la factibilidad técnico-económica de aplicación del método de estimulación por fracturamiento hidráulico en la Formación Merecure, en el Miembro MES6 del Campo Guarío, Distrito Anaco; con la finalidad de incrementar la producción de esta arena, la cual está siendo producida actualmente por el pozo G-101 cuya producción actual de gas y petróleo se encuentra en los 9.233 MMPCND y 547 BND respectivamente.

Para dicha investigación se seleccionaron tres pozos del Campo Guarío G-69, G-77 y G-101. Se generó una base de datos que incluyen los trabajos de fracturamiento realizados en el Distrito Anaco; que permitió verificar que variables influyen en el comportamiento de la fractura, y así se pudo optimar el diseño de éstas en los pozos en estudio. Posteriormente se analizaron las propiedades de los pozos involucrados en este estudio, para diseñar el tratamiento de fractura apropiado a las condiciones presentes en el miembro Merecure S6 con la ayuda del simulador FracPro PT10.2. Luego, se realizó mediante un diagrama de flujo la metodología de selección de pozos candidatos a fracturamiento hidráulico. Por último, bajo las propiedades de las fracturas diseñadas de los pozos en estudio, se analizó el comportamiento de producción que se obtuvo después de la estimulación, mediante el Pipesim 2008.

La técnica de fracturamiento hidráulico resultó ser factible desde el punto de vista técnico y económico para la arena de estudio, los pozos G-77 y G-101 aumentando su producción en un 400% y 80% respectivamente. Cabe destacar que el pozo G-101 presenta una producción actual excelente por lo que su estudio fue hecho para ser tomado en cuenta en un futuro cuando decline su producción actual.

CAPITULO I

1.1 Planteamiento del Problema

En Venezuela, la mayor fuente de ingreso está dada por la industria petrolera; por ello se dedican los recursos necesarios para mantener y optimizar la producción de petróleo, gas y sus derivados, estando en primer término direccionada a las áreas de explotación y producción. En la Cuenca Oriental de Venezuela se pueden distinguir ocho áreas principales como son el: Área de Guárico, Área Mayor de Oficina, Área Mayor de Anaco, Área Mayor de Temblador, Área Mayor de Jusepín, Faja Petrolífera del Orinoco, Área de Quiriquire y Área de Pedernales. En el Área Mayor de Anaco, los campos principales son: Santa Rosa, San Joaquín, Santa Ana, El Roble, San Roque, Guarío (campo de estudio), y El Toco. El Área Mayor de Anaco está ubicada en el bloque al norte de la falla inversa del Corrimiento de Anaco, cuyo rumbo aproximado es N50°E y está formada por una serie de domos. En esta zona predominan los yacimientos de condensado asociado con petróleo, aunque también existe la presencia de yacimientos de gas seco en la zona somera.

El Campo Guarío abarca un yacimiento productor de parafinas y/o gas condensado en donde los canales de flujo naturales dentro de dicho yacimiento, deberían ser suficientes como para permitir tasas de producción rentables; sin embargo, actualmente existe una baja producción que se debe a un daño de la formación alrededor del pozo; éste se presenta como un taponamiento severo de los canales de flujo en la zona adyacente a la cara del pozo. Este taponamiento puede ser causado por los fluidos de perforación o de completación y a la reacción de la roca con los mismos. Algunas posibles soluciones para dicho problema son la estimulación a baja, alta tasas de penetración o balance extremo, pero esto no asegura que sobrepase la zona de daño; sin embargo, la solución más factible para dicho problema es el Fracturamiento Hidráulico, debido a que este procedimiento garantiza

traspasar la zona dañada y llegar a la zona sana asegurando el mantenimiento de la conductividad de la fractura, mejorando así la productividad del pozo y extendiendo la vida del mismo.

Considerando la viabilidad del método de Fracturamiento Hidráulico nuestro estudio estará basado en la factibilidad técnico-económica de la aplicación de este método en el Campo Guarío, mediante el uso de paquetes computacionales de simulación, que mejor se adapten a las condiciones de la formación y del pozo, al establecimiento de un esquema; el cual nos permita seleccionar los pozos candidatos que pueden ser sometidos a éste proceso de estimulación y así diseñar la técnica de fracturamiento hidráulico que más convenga a los pozos seleccionados.

1.2 Objetivos de la Investigación

1.2.1 Objetivo General

Determinar la factibilidad técnico-económica de la técnica de Fracturamiento Hidráulico en el campo Guarío.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Analizar de la base de datos, información a de la zona del Yacimiento más prospectivas para el Fracturamiento Hidráulico.
- Diseñar una metodología que permita la identificación de los pozos candidatos a estimulaciones.

- Establecer la técnica de Fracturamiento Hidráulico que más convenga a los pozos seleccionados mediante el uso de los simuladores PIPESIM 2003 y FRACPRO®.
- Comparar Económicamente la Aplicación del Fracturamiento Hidráulico vs la Producción Obtenida.

1.3 Delimitación del Problema.

Esta investigación se desarrollará en el Distrito Gas Anaco, en el Área de Visualización, Conceptualización y Desarrollo de Proyectos del Departamento de Yacimientos y Producción, específicamente centrado el estudio en los campos del Área Mayor Anaco (A.M.A.) pertenecientes a dicho Distrito.

1.4 Factibilidad de la Investigación.

La presente investigación está enmarcada dentro de los parámetros establecido para realizar esta investigación, porque se cuenta con el apoyo técnico de profesionales de PDVSA, pertenecientes al Departamento de Yacimientos y de Producción, con equipos de computación, normas técnicas, multimedia y a la información contenida en los archivos técnicos (Historias de pozos) del Departamento de Yacimientos, y acceso a la sala de mapas para el reconocimiento visual de los yacimientos de interés en los campo de estudios. También se contó con el apoyo técnico de la empresa Halliburton con respecto a programas que fueron necesarios utilizar durante el desarrollo del proyecto.

CAPITULO II

2.1 Descripción del Área de Estudio

2.1.1 Geología Regional. Cuenca Oriental de Venezuela.

La Cuenca Oriental de Venezuela (COV), depresión topográfica y estructural, se encuentra ubicada en la zona centro-Este de Venezuela, sobre los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, con una extensión menor en el estado Sucre (Figura 2.1). Se profundiza sobre la Plataforma Deltana y el Sur de Trinidad. En Venezuela abarca unos 165.000 km.² de superficie, con una longitud de 800 km. en sentido Oeste-Este y un ancho promedio de 200 km. en dirección Norte-Sur, aproximadamente. Representa la segunda cuenca petrolífera más importante del país.

Estructural y estratigráficamente es una cuenca compleja, que contiene la acumulación de hidrocarburos más grande del mundo. El desarrollo de esta principal fuente de hidrocarburos se debe a la amplia deposición de ricos sedimentos durante el Cretácico, a los múltiples espesores reservorios de areniscas y a la amplia deformación estructural. (Figura 2.1).

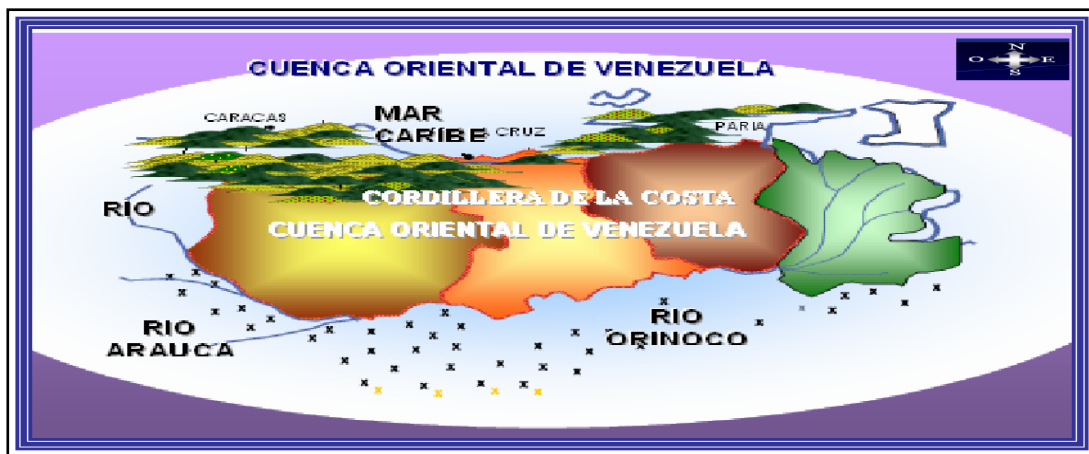


Fig. 2.1 Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental De Venezuela ^[1]

2.1.1.1 Límites de la Cuenca.

Está limitada al Norte con la línea que demarca el piedemonte de la Serranía del Interior Central y Oriental (cinturón móvil, plegado y fallado), los cinturones ígneo-metamórficos de la Cordillera de La Costa/Villa de Cura y de Araya/Paria y la Falla de El Pilar que la separa del Caribe; al Sur con el curso del río Orinoco, desde la desembocadura del río Arauca, hacia el Este de Boca Grande, siguiendo aproximadamente el borde septentrional del Cratón de Guayana, al Este continúa por debajo del Golfo de Paria, abarcando la parte ubicada al Sur de la cordillera septentrional de la isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico ecuatorial al Oeste de la costa del delta del Orinoco; y hacia el Oeste con el levantamiento o Arco de El Baúl y su conexión estructural con el Cratón, el cual sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao (Figura 2.3). Basándose en las características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas la Cuenca Oriental de Venezuela se subdivide en dos subcuencas, a saber:

- Subcuenca de Guárico (al Oeste).
- Subcuenca de Maturín (al Este).

Las dos Subcuenca, localizadas al Noreste de Venezuela están separadas por unos anticlinales en superficie, y en el subsuelo por el sistema de fallas de Anaco y sus estructuras inversas asociadas. ^[2]

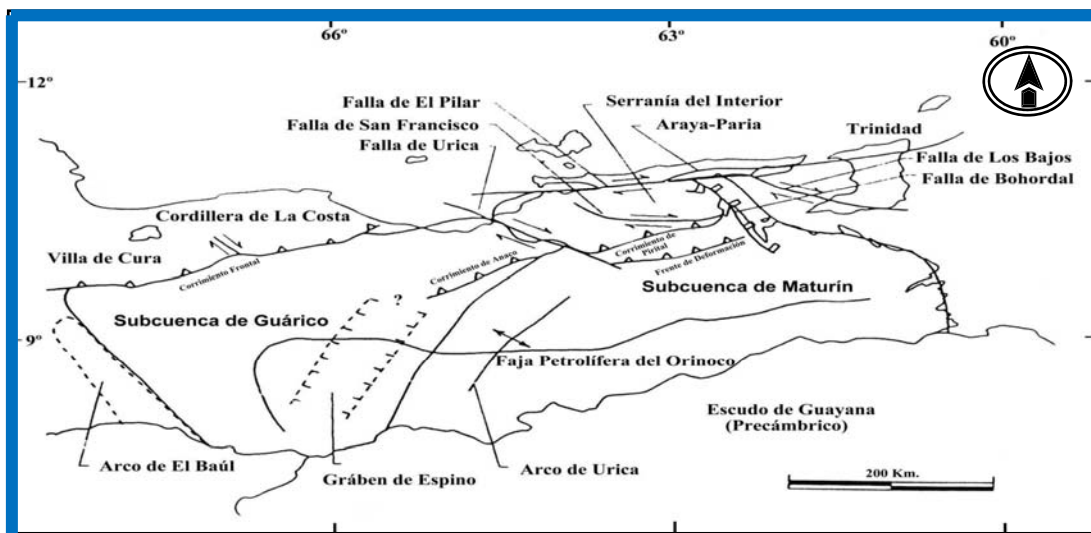


Fig. 2.2 Rasgos estructurales principales de la Cuenca de Venezuela Oriental.

El límite que separa la Subcuenca de Guárico de la de Maturín es el Arco de Urica, el cual estuvo intermitentemente activo durante el Mioceno-Holoceno (Figura 2.2). La cuenca posee más de 20.000 pies de sedimentos paleozoicos, cretácicos y terciarios, localizados entre las cadenas montañosas terciarias situadas al Norte y el Escudo Guayanés emplazado al Sur.

La cuenca actual es asimétrica; su flanco Sur presenta una ligera inclinación hacia el Norte, hasta que es interceptado por una zona de complejas disturbaciones tectónicas y plegamientos (mayores buzamientos), que constituyen el flanco Norte. Este último se encuentra conectado a la zona plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca en su parte Norte. Toda la cuenca se inclina hacia el Este, de manera tal que la parte más profunda se encuentra al Noreste, hacia Trinidad, donde se estima que pudieron acumularse unos 40.000

pies de sedimentos. En Venezuela se ha obtenido producción de petróleo de ambos flancos de la cuenca, bajo condiciones estratigráficas y estructurales diferentes.

En el flanco Sur, los yacimientos petrolíferos se encuentran generalmente al Norte de las fallas. El entrapamiento es el resultado de los siguientes mecanismos estructurales-estratigráficos:

- Una falla normal al Sur.
- Buzamiento regional hacia el Noreste.
- Acuñaamiento arenoso lateral.

Hacia el extremo oriental y el flanco Norte de la cuenca las trampas presentan mayores complejidades estructurales y estratigráficas, en particular en los campos próximos al frente de montañas.

Las características distintivas y de ambientes de sedimentación fluctúan de Este a Oeste, los ambientes más continentales ocupan la parte más oriental y Sur de la cuenca y los más marinos, la región noroccidental.

La Cuenca Oriental de Venezuela se divide en varias sub-regiones o áreas principales productoras de petróleo, desde el punto de vista operacional, y diferenciadas entre sí ya sea por el tipo de acumulación o por las características geológicas, ellas son:

- Área Mayor de Oficina.
- Norte de Anzoátegui: Área de Guaribe-Chaparro en el extremo Noroccidental.
- Área Mayor de Anaco al Sur, y el Área de Urica al este.
- Área Centro de Anzoátegui y Monagas.
- Área Norte de Monagas: Quiriquire, Jusepín, Santa Bárbara.

- Área de Guárico.
- Área Mayor de Temblador.
- Pedernales (Delta).
- Faja Petrolífera del Orinoco.

2.1.1.2 Evolución Estructural de la Cuenca Oriental de Venezuela.

En la parte septentrional de la Cuenca Oriental de Venezuela, al Norte del Corrimiento de Anaco y al Oeste de la Falla de Urica, se encuentra un área extensa caracterizada estructuralmente por domos y braquianticlinales fallados, varios de los cuales han demostrado la presencia de acumulación de hidrocarburos. Han sido agrupados como la subregión Norte de Anzoátegui. Comprende el Área Guaribe - Chaparro en el extremo Noroccidental, el Área Mayor Anaco al Sur, y el Área de Urica al Este.

La historia tectónica del Norte de Anzoátegui presenta una sucesión de largos lapsos extensivos y de períodos cortos compresivos desde el Oligoceno hasta el Cuaternario. Una primera compresión se observa principalmente en Quiamare y Cerro Pelado, entre el Mioceno inferior y la base del Mioceno Medio, debajo del tope del Miembro Verde de la Formación Oficina.

Una segunda compresión que levantó la Serranía del Interior durante el Mioceno medio a superior, originó en el Norte de Anzoátegui la elevación, pliegues y fallamiento de las rocas anteriores. Las antiguas fallas de crecimiento (evidenciadas en Cerro Pelado y Anaco, desde el tope del Cretáceo hasta el tope del Miembro Naranja de la Formación Oficina) evolucionaron a fallas inversas, y la Falla de Urica se comporta como una falla transgresiva.

El fallamiento de Urica, de rumbo Noroeste es una amplia zona de dislocación de más de 10 km. de ancho que se extiende por 400 km. desde el Sur de Barcelona

hasta las cercanías de Tucupita. La zona de falla de Urica actuó en el Norte de Anzoátegui como una fractura transgresiva dextral, separando dos bloques entre el Mioceno Medio y Superior y el Plioceno con características estructurales diferentes.

El sector oriental se caracteriza por pliegues volcados y sobrecorrimientos hacia el Sur. La zona occidental no presenta verdaderos corrimientos, sino pliegues amplios afectados por fallas de rumbo, subparalelas a la zona de falla de Urica y con un movimiento dextral.

2.1.1.3 Historia de la Evolución Tectónica y Sedimentaria.

Las acumulaciones petrolíferas en la Cuenca Oriental de Venezuela pudieran considerarse como un evento correspondiente al Terciario; sin embargo, resulta interesante conocer los distintos eventos por los cuales ha evolucionado. Desde el Paleozoico la Cuenca estuvo apoyada sobre el borde estable del Cratón de Guayana. Suaves movimientos de levantamientos y hundimientos de este borde dieron lugar a las transgresiones y regresiones.

La historia de la Cuenca Oriental de Venezuela, se sitúa en el Devónico–Carbonífero, hace unos 350 millones de años, se reconocen tres grandes ciclos, el primero corresponde al Paleozoico Medio-Superior; el segundo comienza durante el Cretácico Medio y se hace regresivo durante el Terciario Inferior y el tercero se desarrolló durante el Terciario Superior y fue definitivo para la configuración de la Cuenca petrolífera en el estado actual.

Devónico-Carbonífero (350-250 m.a.). Sedimentación de las Formaciones Carrizal y Hato Viejo en una depresión pericratónica situada en el borde septentrional del Cratón de Guayana. Ambas formaciones se consideran transicionales. Posible sedimentación en planicies costeras mal conocidas y aparatos deltaicos conexos.

Orogénesis Herciniana o evento Tecto-Termal Permo-Triásico (250-200 m.a.). Levantamiento vertical del borde cratónico y retirada general de los mares hacia el norte. Comienzo de un largo período de erosión. No se conoce actividad tectónica compresiva en la Cuenca de Venezuela propiamente dicha.

Triásico-Jurásico (220-160 m.a.). Actividad volcánica en el Macizo del Baúl, límite occidental de la cuenca. Período de erosión sobre la mayor parte de la cuenca.

Barremiense-Aptiense-Albiense (120-115 m.a.). Inicio de la transgresión cretácea dirigida de norte a sur y desarrollada sobre la penillanura precretácica. La transgresión es típicamente oscilante y alcanzan gran amplitud, pero en todo caso se conservan ambientes más marinos hacia el norte y más continentales hacia el sur.

Cenomaniense-Conianense (100-85 m.a.). Máxima cobertura marina y desarrollo de ambientes euxínicos en el norte (Formación Querecual). Hacia el Sur se extienden ambientes marinos costeros, gradualmente más terrígenos hacia el extremo sur; más al norte y noroeste se encuentra la Formación El Tigre, la cual presenta calizas fosilíferas (Miembro Infante).

Santoniense-Maestrichtiense (85-65 m.a.). Sedimentación de lutitas marinas, algunas arenas finas e intervalos de fanáticas silíceas al norte (Formación San Antonio). En la región sureste comienza la regresión marcada por areniscas masivas de la Formación San Juan.

Orogénesis del final del Cretáceo (80-65 m.a.). Fenómenos tecto-termales de importancia, que afectaron las rocas mesozoicas, en alguna parte del Mar Caribe al Norte de las costas de Venezuela central y oriental, produciendo metamorfismo regional acompañado de intrusiones ácidas.

Paleoceno-Eoceno Medio (65-45 m.a.). El levantamiento de las masas metamórficas delimitó hacia el sur una extensa cuenca donde se depositaron sedimentos del Ciclo Terciario Inferior. Dicha cuenca se extendía de sur a norte desde una línea de playa situada aproximadamente al sur de los campos de petróleo de Mulata- Santa Bárbara hasta no menos de 175 km hacia el norte, en regiones del Mar Caribe actual.

Eoceno Superior- Oligoceno (45-25 m.a.). Hiatus Post-Eoceno Medio y levantamiento de la parte norte de la cuenca. Sedimentación transgresiva en Guárico de la Formación La Pascua, de aguas someras procedentes de la Cuenca de Barinas, seguida de un cuerpo lutítico de aguas marinas someras y tranquilas (Formación Roblecito). La transgresión progresa hacia el este y en la región de Barcelona, el hiatus y transgresión mencionados se encuentran sobre la Formación Caratas y por debajo de la Formación Los Jabillos del Oligoceno Medio. Entre las grandes productoras de petróleo se encuentran las Formaciones La Pascua y Merecure en el flanco sur de la cuenca.

Mioceno (20 m.a.). Se producen cambios en la forma de la cuenca y en la distribución de los sedimentos. Desde el flanco norte de la cuenca hacia el Sur se observa gradación entre las Formaciones Capiricual, Quiamare al Norte y la Formación Oficina hacia el Sur. Durante este período el tectonismo adquiere especial importancia y se manifiesta con mayor intensidad en el flanco Norte de la cuenca. La Serranía del Interior fue intensamente plegada y fallada por movimientos compresivos Norte-Sur, indicados por largos pliegues, asimetría, fuertes volcamientos hacia el Sur y numerosas fallas de corrimientos. En contraste con la provincia compresional del norte, el flanco meridional refleja efectos tensionales, indicados por fallas normales con desplazamientos unas veces hacia el Cratón y otras hacia la cuenca. La única excepción conocida es el corrimiento de Anaco, que cruza de uno a

otro flanco de la cuenca y al parecer está genéticamente relacionado con otros corrimientos del flanco Norte.

Plioceno (± 5 m.a.). Mientras los ambientes marinos continuaron retrocediendo hacia el Este, extensos ambientes fluvio-deltaicos se establecieron sobre una gran parte de la cuenca; en ellos se sedimentó la Formación Las Piedras. El episodio final de esta evolución está representado por la Formación Mesa, de ambiente continental. (Figura 2.3)

Los actuales conceptos sobre tectónica global, placas tectónicas y deriva continental, así como la obtención de pruebas cada vez más abundantes y sorprendentes sobre la evolución de la de interpretación y de modelaje estructural, la existencia de facies petrolíferas está íntimamente relacionadas con la evolución estructural y estratigráfica de las cuencas. Esta interacción en el tiempo geológico produce movimientos verticales y horizontales que traen como consecuencia la acumulación y destrucción de grandes espesores de sedimentos y con ello la conjunción de factores y ambientes propicios para la generación, migración y acumulación de los hidrocarburos. La Cuenca Oriental de Venezuela, al igual que el resto de las cuencas del país muestra evidencias de estos procesos: Un basamento ígneo-metamórfico, pliegues, fallas, bloques sobrecorrídos, serranías, etc.

Todos estos procesos controlan la distribución geológica y geográfica de las reservas conocidas de petróleo y gas, y lo que es más importante, el emplazamiento de aquellos volúmenes de hidrocarburos que aún están por descubrirse en esta cuenca. Actualmente, la Cuenca Oriental de Venezuela (Figura 2.4) se caracteriza por una topografía de extensas mesetas y planicies correspondientes a la Formación Mesa. La superficie, en proceso de erosión, está generalmente recubierta por una costra de grava ferruginosa endurecida, de aspecto masivo y poco espesor, considerada como un paleosuelo del Pleistoceno Superior. Hacia Guárico y parte de Anzoátegui las

formaciones Chaguaramas y Roblecito, constituyen una zona positiva, remanente de una superficie erosional. En el área central de Anzoátegui, las Formaciones Oficina y Freites afloran en las crestas erosionadas de los domos de Santa Ana, San Joaquín y Guarío.

La Formación Mesa disminuye de altitud hacia el Estado Delta Amacuro, pasando gradualmente de sabana a caños de marea y de éstos a una planicie fluvial fragmentada y cenagosa. La parte baja del Delta del Orinoco es una planicie extensamente inundada que pasa a planicies fangosas hasta llegar a la Costa Atlántica. Los sedimentos del Delta del Orinoco son principalmente arenas de grano fino, arcillas arenosas, arcillas limosas y carbonosas y depósitos lodosos. En la actualidad el Delta del Orinoco avanza hacia el noreste, a pesar de las fuertes corrientes costeras que tienden a frenar su desplazamiento hacia el mar mediante la dispersión de sus sedimentos a lo largo de la costa.^[2]

en Anzoátegui y Monagas que en conjunto abarca unos 164.000 km² de superficie, lo cual la hace la primera en extensión superficial, además de que lo es en importancia en cuanto a reservas petrolíferas, incluidas las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco. Es también una de las cuencas más prolíficas en el mundo.

Desde el punto de vista de hidrocarburos, existen dentro de la cuenca unos ochenta campos, donde se han perforado unos doce mil pozos (excluye costa afuera). La Cuenca Oriental se ha dividido en siete sub-regiones, las cuales se diferencian entre sí, ya sea por el tipo de acumulación o por las características geológicas, ellas se encuentran:

1. Área Mayor Oficina.
2. Norte de Anzoátegui.
3. Norte de Monagas.
4. Guárico.
5. Área de Temblador.^[3]

2.1.1.4 Principales Elementos Estructurales.

La Cuenca Oriental de Venezuela puede definirse como una gran depresión asimétrica limitada al Sur por el borde septentrional del Cratón de Guayana; al Norte por el cinturón móvil de las Serranías del Interior, Central y Oriental, y al Oeste por el levantamiento de El Baúl. Hacia el Este se extiende en la Plataforma Deltana. Entre los principales elementos estructurales de la Cuenca que sugieren la compleja evolución de la misma, podemos mencionar: El Corrimiento Frontal de Guárico, El Corrimiento de Anaco, el Sistema de Corrimientos Frontales de Anzoátegui y Monagas, y el Sistema de Fallas del Flanco Sur de la Cuenca.

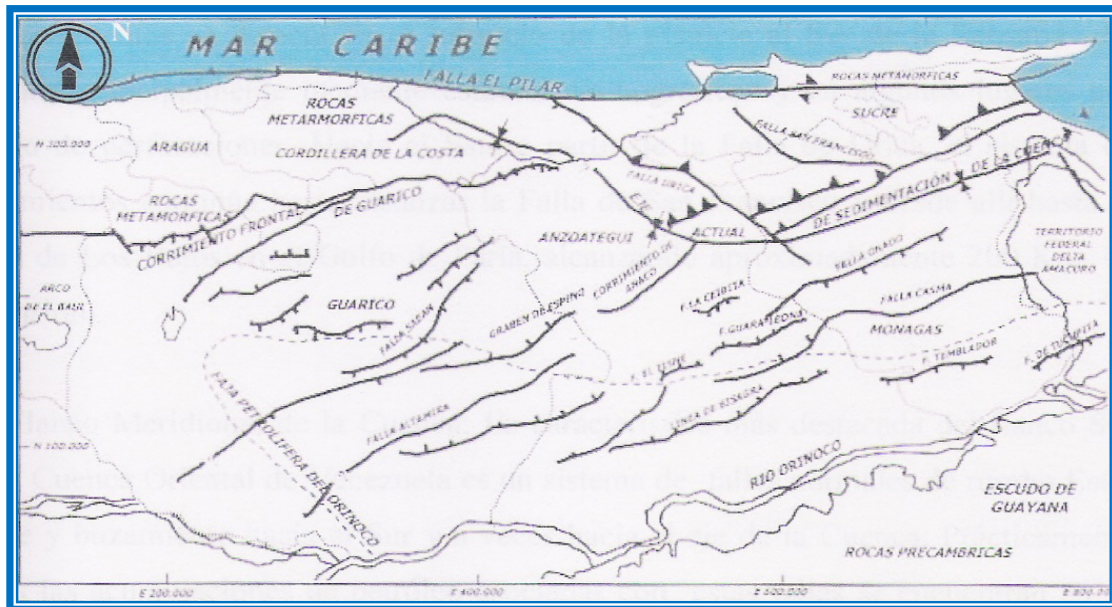


Fig. N° 2.4 Características estructurales principales de la actual Cuenca Oriental de Venezuela.^[3]

Corrimiento Frontal de Guárico: Constituye el límite septentrional del noroeste de la cuenca, al Norte del cual no se han encontrado acumulaciones de petróleo. Constituye una faja de anchura que puede alcanzar hasta 7 km, en la cual se desarrolla una serie de corrimientos segmentados por fallas oblicuas. El buzamiento disminuye progresivamente con profundidad, hasta muy cerca de la horizontal.

Corrimiento de Anaco: Se encuentra en la parte central del Estado Anzoátegui delimitando el Área Mayor Oficina y el Norte de Anzoátegui. Se extiende por aproximadamente 85 km., desde el Sur del campo El Toco hasta el Este del campo de

La Ceiba y se caracteriza por una línea de corrimiento con rumbo noreste y buzamiento promedio de 45° al noroeste, en cuyo lado Norte aparece una serie de domos asociados en el bloque levantado que es donde se encuentran las acumulaciones de hidrocarburos en los llamados campos de Anaco.

Sistema de Corrimientos al Sur de la Serranía del Interior Oriental: Este sistema de corrimientos se detecta en el subsuelo de la planicie al Sur de la Serranía del Interior, principalmente mediante estudios sísmográficos y en algunos lugares por medio de perforaciones. Hacia el Este a partir de la Falla de Urica, el sistema de corrimientos continúa hasta alcanzar la Falla de San Francisco y desde allí hasta la Falla de Los Bajos en el Golfo de Paria, alcanzando aproximadamente 200 km. en extensión.

Flanco Meridional de la Cuenca. La característica más destacada del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela es un sistema de fallas normales de rumbo Este-Oeste y buzamiento hacia el Sur y a veces hacia el eje de la Cuenca. Prácticamente todas las acumulaciones de petróleo asociadas con estas fallas se encuentran en su labio Norte. Tales fallas han sido consideradas fracturas de gravedad con crecimiento sin sedimentarios, originadas por el propio peso de los sedimentos y sin relación directa con ninguna fuerza orogénica externa.

2.1.1.5 Acumulaciones de Petróleo en la Cuenca Oriental de Venezuela.

Las acumulaciones de petróleo en la Cuenca Oriental de Venezuela se localizan preferentemente en el Área Mayor de Las Mercedes en la parte nor-central de Guárico; en unos domos estructurales alargados en sentido Noreste, que forman el alineamiento estructural de Anaco; en el Área Mayor Oficina en Anzoátegui sur-central; en el Área de Temblador, en el sur-centro de Monagas, y el Área Mayor de Jusepín en el norte de Monagas. La mayoría de los campos de petróleo de las áreas mayores de Oficina, Temblador y Las Mercedes está situada en el flanco sur de la

cuenca, que buza hacia el Norte; mientras que los campos del Área Mayor Anaco, están situados en domos que separan las subcuencas de Guárico y Maturín

2.1.2 Geología Local

2.1.2.1 Área Operacional del Distrito Gas Anaco.

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), cuenta con Distritos Operacionales para realizar actividades de exploración, perforación, explotación-producción, refinación y transporte de este recurso en varias regiones del territorio nacional, debido a que Venezuela es uno de los países que cuenta con mayores reservas de hidrocarburos en el mundo (gas asociado, no asociado y petróleo). Uno de estos Distritos Operacionales lo representa el Distrito Gas Anaco, representada por PDVSA GAS; ubicado en la parte central del estado Anzoátegui. Esto es considerado “Centro Gasífero” en el ámbito nacional por contener reservas probadas de gas superiores a los 15.600 MMMPC, con un área aproximada de 13.400 km², conformado por dos extensas áreas:

2.1.2.2 Área Mayor Oficina (AMO).

Integrada por los campos de Soto-Mapiri, la Ceibita, Zapatos, Mata R y Aguasay. Se encuentra ubicada en la parte sur de la zona central del estado Anzoátegui, con un área de 10.240 km². Esta área cuenta con una infraestructura para manejar y procesar 430 millones de pies cúbicos normales de gas diario (MMPCND), con un potencial de extracción de líquidos de 9.000 barriles normales por día (BND).

2.1.2.3 Área Mayor Anaco (AMA).

Ubicada en la parte norte de la zona central del estado Anzoátegui, con un área de 3.160 km², integrada por los campos Santa Rosa, Guarario, San Joaquín, Santa Ana, El Toco y El Roble (Figura 2.5). Esta cuenta con una infraestructura para manejar y procesar 1.650 MMPCND, con un potencial de extracción de líquidos de 8.500 BNPD.

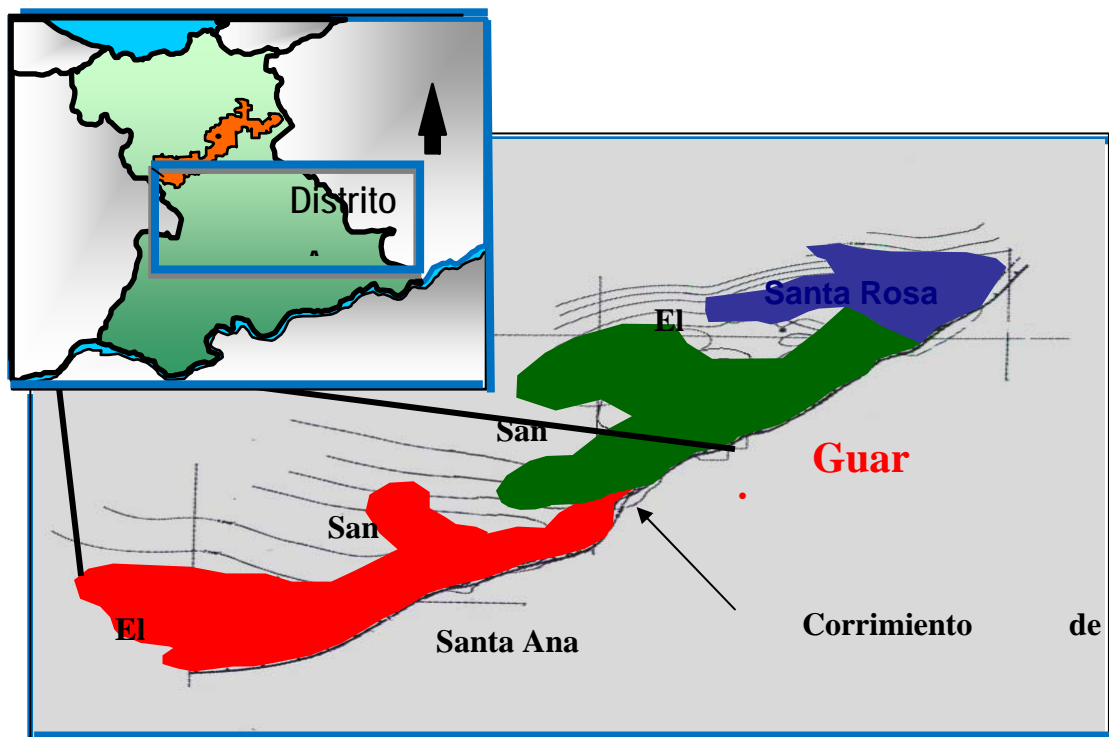


Fig. N° 2.5 Campos que conforman en Distrito Anaco. ^[3]

2.1.3 Ubicación Geográfica y Características Estructurales del Área en Estudio.

En el Campo Guarario, las características estructurales principales son los cierres asimétrico de los domos y un anticlinal amplio, de bajo relieve, con buzamiento al

noreste y es la estructura de entrapamiento para el campo el roble- el buzamiento estructural en el flanco este del campo Guarío puede ser bastante pronunciado (posiblemente mas de 45 grados), mientras que en flanco noroeste del campo muestra buzamiento relativamente suaves (hasta 25 grados). El tipo de entrapamiento de los yacimientos de este campo es estructural- estratigráfico. Estos campos, desde El Toco hasta Santa Ana al sur, siguiendo hacia el norte con San Joaquín, Guarío y Santa Rosa, están unificados por marcadas similitudes en estratigrafía, estructura y características productoras, y fueron descubiertos con la completación del primer pozo en el Campo Santa Ana, el pozo AM-1X en 1936.

2.1.4 Antecedentes Históricos.

Las primeras exploraciones en el Área Mayor de Anaco fueron descritas por Funkhouser *et al.* (1948). Los campos, desde El Toco hasta Santa Ana al sur, siguiendo al norte con San Joaquín, Guarío y Santa Rosa, están unificados por marcadas similitudes en estratigrafía, estructura y características productoras, y fueron descubiertos con la completación del primer pozo en el Campo Santa Ana, el pozo AM-1M (650 BN/D y 3.5 MMPCN/D) en 1936.^[4]

Según Villaroel, Virgilio (1988), el descubrimiento de los anticlinales de Santa Ana y San Joaquín fue hecho en 1934, gracias a estudios de geología de superficie y fotogeología. Entre 1935 y 1936 las compañías Creole y Mene Grande realizaron estudios geológicos de superficie de los domos de Santa Ana y San Joaquín, así como estudios de líneas sísmicas.^[4]

Funkhouser y Hebderg (1947), Renz (1957), definen la secuencia estratigráfica de la zona se extiende desde el Cretácico hasta el Pleistoceno. El Cretácico está representada por las Formaciones San Antonio, San Juan y Vidoño, mientras que el

Terciario comprende las Formaciones Merecure (Oligoceno), Oficina (Oligoceno-Mioceno), Freites (Mioceno Medio) y las Piedras (Plioceno) y suprayacente a éstas está la Formación Mesa del Cuaternario, es la más joven de la columna. Además realizan las primeras descripciones del Corrimiento de Anaco y de los domos asimétricos asociados a esta estructura.^[5]

Campos *et al.* (1988), plantean la existencia de una gran divergencia de la secuencia de la Formación Merecure y parte inferior de Oficina al Sur de la falla de Anaco. De acuerdo a esto la falla de Anaco pudiera presentarse como inversa o corrimiento durante el Oligoceno-Mioceno Temprano, mientras que al Sur de esta falla se desarrollaría una cuenca tipo “foreland”. La tectónica compresiva alcanzó su paroxismo al final del Mioceno Medio, ocasionando la reactivación más importante del Corrimiento de Anaco, desarrollándose los domos alineados que caracterizan la zona de estudio.^[5]

2.1.5 Estratigrafía.

La sedimentación de la Merecure ocurrió en aguas dulces a salobres. Interpretan un ambiente variable de lagunas y aguas salobres a francamente marinas. La localidad tipo está en pozos del Campo de Santa Ana, en la región de Anaco, estado Anzoátegui. La Formación Merecure representa, junto con la Formación Oficina, las principales unidades productoras de hidrocarburos en la Cuenca Oriental. La columna estratigráfica del Área Mayor de Anaco (AMA) se presenta en la Figura 2.6.

2.1.5.1 Formación Merecure.

La Formación Merecure es una compleja secuencia geológica de edad desde el Oligoceno al Mioceno (Figura 2.7). Tiene bastante espesor y consiste en apilamientos

de canales fluviales, diques y barras de meandro dando como resultado varios lentes discontinuos de arena. Las arenas son lateralmente discontinuas, pero con suficiente apilamiento como para tener suficiente continuidad vertical. Estas arenas tienen producción en unos 27 Campos del Distrito Anaco, con un total de 425 yacimientos, los cuales han producido más de 300 MMBN de petróleo (mediano-liviano) y unos 530 MMMPCN de gas.

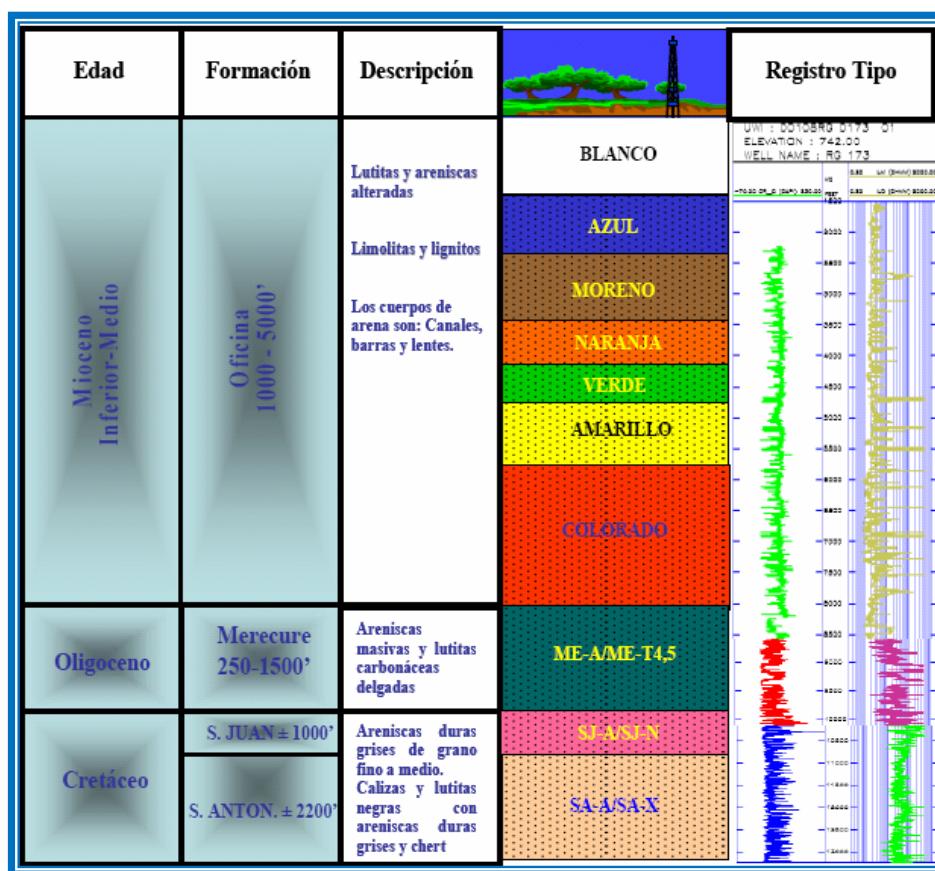


Fig. N° 2.6. Columna Estratigráfica del área Mayor de Anaco.

La Formación Merecure infrayace al miembro Colorado y es de edad Oligoceno tardío. Tienen un espesor que varía desde 250 hasta 1500 pies. 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.

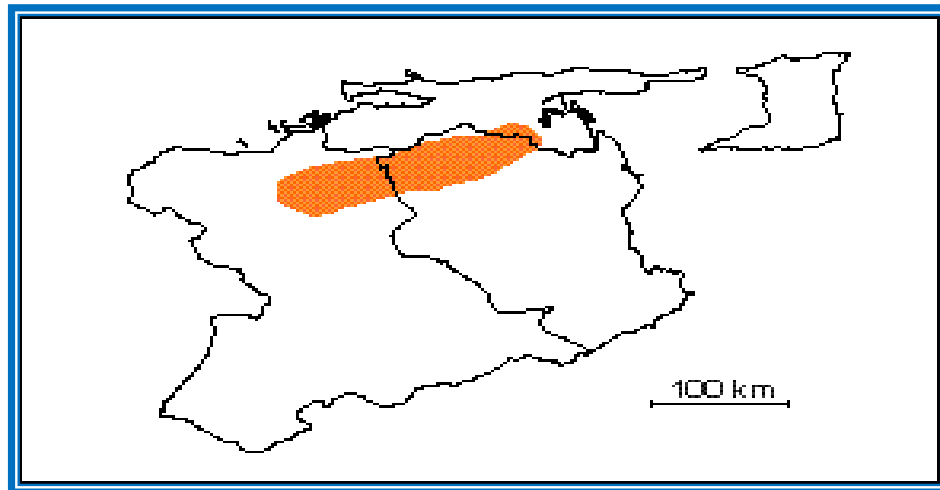


Fig. N° 2.7 Ubicación de la Formación Merecure en la Cuenca Oriental de Venezuela. ^[3]

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.

2.1.5.2 Formación Oficina.

Se le atribuye una edad Mioceno Medio y suprayace concordantemente a la Formación Merecure. Su litología consiste principalmente de lutitas y arenas

interlaminadas con arenas gris claras de grano fino, cantidades menores de lignitos, arcilitas verdes y calizas delgadas; aunque en Anaco el contenido de lutita es sensiblemente mayor. Las areniscas y sus rocas asociadas configuran un modelo fluvio-deltaico. En términos generales, las arenas de la Formación Oficina presentan espesores entre 10 y 80 pies. Posee 4.979 yacimientos productores de hidrocarburos, distribuidos en más de 53 campos del Distrito Anaco. Estos yacimientos en conjunto tienen una producción acumulada de más de 3.000 MMBN de petróleo (liviano-mediano) y unos 20.200 MMMPCN de gas en solución.

2.1.5.3 Formación Freites.

Esta caracterizada por la presencia de lutitas y arenas grises verdosas con ocasionales calizas y arcilitas moteadas. Su espesor varía entre 1.000 y 4.000 pies. El contacto inferior con la Formación Oficina es concordante y el superior discordante.

2.1.5.4 Formación Las Piedras.

Esta Unida se caracteriza litológicamente por la presencia de sedimentos mal consolidados que influyen areniscas, limolitas carbonaceas, arcillitas y lignito y su edad data del plioceno. Presenta a lo largo de la cuenca oriental de Venezuela. Su espesor varía entre 400 y 4.000 pies, su edad es Plioceno.

2.1.5.5 Formación Mesa.

Sólo aparece en unas pocas áreas aisladas aunque está presente en casi toda el área vecina de Oficina en Anaco. Está constituida por arenas muy poco consolidadas, capas de grava y arcilitas ferruginosas moteadas. Su espesor en esta área no supera los 100 pies. Su edad es Pleistoceno. La culminación del proceso sedimentario de la cuenca oriental esta repensada por la formación mesa, de ambiente sedimentario. Se extiende sobre los llanos orientales de Guárico, Anzoátegui y Monagas. Esta formada

por arcillas solubles de color rojizo, crema y grisáceo, alternado hacia la base con arenisca de grano grueso, guijarros, peñas y peñones.

2.1.6 CARACTERÍSTICAS ESTRUCTURALES.

El Campo Guario se encuentra en la estructura del mismo nombre, la cual está representada por un anticlinal asimétrico, de rumbo N 65° E, subdividido en tres anticlinales o domos a nivel del yacimiento.

El anticlinal más occidental es el que presenta mayor relieve estructural, a nivel de los estratos de la Formación Oficina, los otros dos anticlinales aparentemente se unen a nivel de la arena Merecure y se encuentran estructuralmente más bajos por lo que la distribución de los fluidos sería mayoritariamente de petróleo y agua en los anticlinales norte y central, mientras que el anticlinal sur por su mayor relieve estructural sería en su mayoría gas. La posición estructural de los anticlinales se muestra en la Figura 2.8

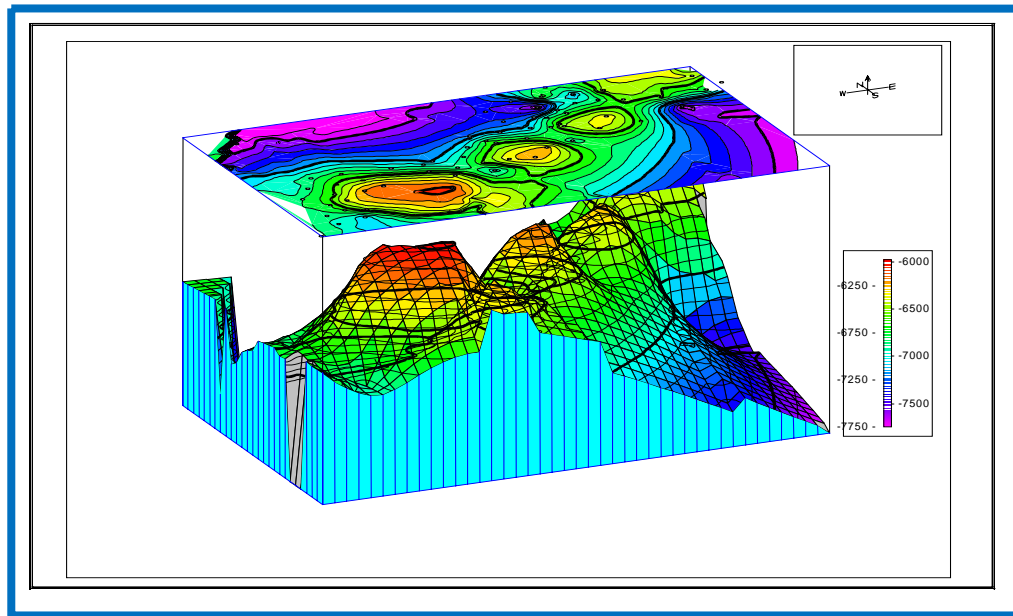


Fig. 2.8 Perspectiva de la estructura del Campo Guario. [3]

El flanco más suave de esta estructura está al noroeste y presenta un buzamiento de 3° a 12° al Norte. El flanco más inclinado está al Sureste y presenta buzamientos de 20° a 27° al Sur. Este flanco está además cortado por una falla de corrimiento de mayor buzamiento al noroeste, confirmada por una sección repetida a nivel del miembro Colorado en algunos pozos. Esta falla de corrimiento es aproximadamente paralela al eje anticlinal.

CAPITULO III

3.1 Marco Teórico

3.1.1 Yacimientos

Un yacimiento es aquella parte de una trampa que contiene petróleo, gas o ambos como un solo sistema hidráulico conectado. Las acumulaciones de gas y petróleo ocurren en trampas subterráneas limitadas por cierres estructurales, estratigráfico o la combinación de ambos. Estas acumulaciones se presentan en formaciones porosas y permeables constituidas principalmente por arenas, areniscas, caliza o dolomitas.^[4]

Muchos yacimientos de hidrocarburos se hallan conectados hidráulicamente a rocas llenas con agua, denominados acuíferos. El desplazamiento de petróleo y gas a los pozos se logra por: expansión de los fluidos; desplazamiento de los fluidos, natural o artificialmente; drenaje gravitacional y expulsión capilar. Cuando no existe un acuífero y no se inyecta fluido en el yacimiento, la recuperación de hidrocarburos se debe principalmente a la expansión de los fluidos; sin embargo, en el caso de petróleo, la recuperación puede ser influenciada considerablemente por drenaje gravitacional.

Los yacimientos son productos de la naturaleza y en consecuencia poseen características diferentes que varían de uno a otro, lo que significa que no existen dos yacimientos que se comporten exactamente de la misma manera. Por esta razón se hace necesario clasificarlos en función de diferentes criterios.

3.1.1.1 Clasificación según el diagrama de fase

3.1.1.1.1 Yacimientos de petróleo

Sus condiciones iniciales de presión y temperatura caen en la región líquida de una sola fase, el yacimiento es conocido como sub-saturado y al bajar la presión el fluido retiene todo el gas en solución hasta que se llega al punto de burbujeo a partir del cual comienza la liberación de gas.

3.1.1.1.2 Yacimientos de gas seco:

Se caracteriza porque su temperatura es mucho mayor a la temperatura crítica y no ocurre condensación como producto de la caída de presión que se presenta durante la producción en el yacimiento.

3.1.1.1.3 Yacimientos de gas húmedo:

Presentan características similares a la del caso anterior sólo que aquí, durante la producción, puede condensarse cierto porcentaje de gas al alcanzarse la región bifásica como consecuencia de la caída de presión y temperatura en superficie.

3.1.1.1.4 Yacimientos de gas condensado:

Son aquellos cuya temperatura está entre la crítica y la cricondetérmica, por lo cual prevalecen las condiciones bifásicas, durante la vida del yacimiento.

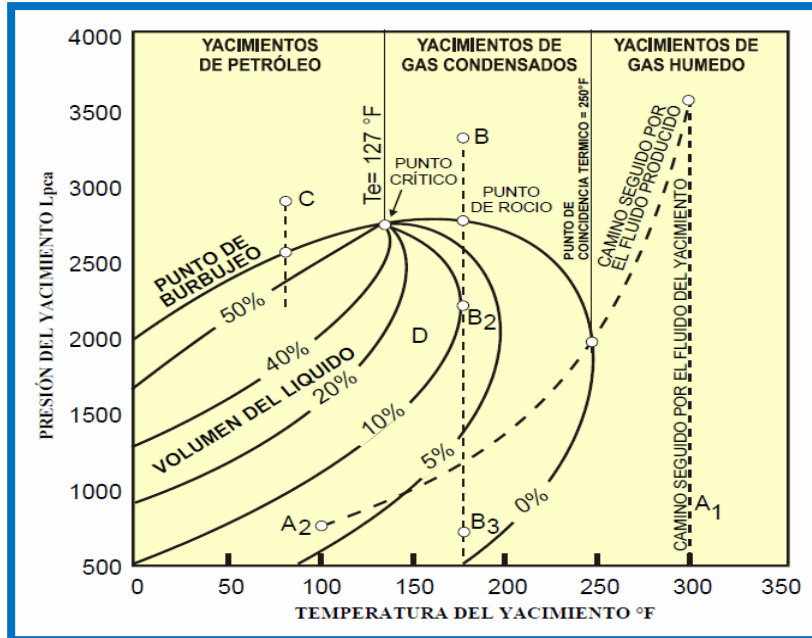


Fig. N° 3.1 Diagrama de fase. [4]

3.1.2 Daños a la Formación

La reducción de la capacidad original de flujo de un pozo, debido a la reducción de la permeabilidad del yacimiento, se conoce como daño a la formación. Este daño puede originarse por la producción del pozo, que arrastra sólidos finos desde el yacimiento a la vecindad del pozo, o crea bloqueos por agua o gas que impiden el paso del petróleo, como también por la interacción química de los minerales y fluidos del yacimiento con los fluidos introducidos a la formación durante las operaciones de perforación, terminación y reparación.

La Figura 3.2 esquematiza una zona dañada cuyo efecto origina, en los pozos, menor producción de su potencial real y causa una caída de presión adicional en sus inmediaciones; asimismo se muestra la zona virgen que representa parte de la formación que no ha sido alcanzada por el fluido causante del daño a la misma.

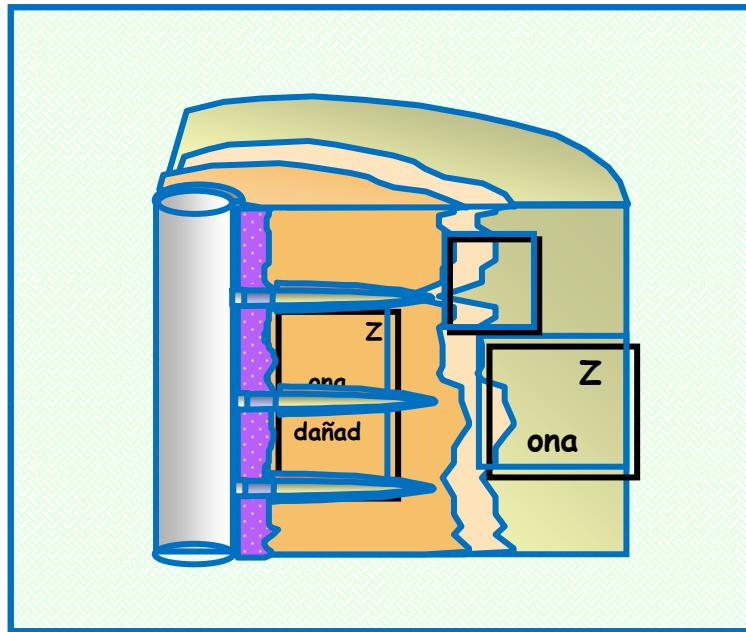


Fig. N° 3.2 Representación Gráfica del Daño a la Formación. ^[5]

Las causas de una baja productividad de un pozo pueden variar desde un problema fundamental del yacimiento hasta restricciones al flujo en la zona cercana al pozo, o en el pozo mismo. Las causas potenciales incluyen baja permeabilidad natural del yacimiento, baja permeabilidad relativa a la fase de hidrocarburos, daño inducido a la formación, durante la perforación, etc.

Es importante distinguir entre baja tasa de producción y bajo índice de productividad. La baja tasa de producción en un pozo puede ser causada por defectos

en el sistema de levantamiento o en el diseño de las tuberías, mientras que el índice de productividad de un pozo hay que analizarlo comparándolo con los pozos vecinos completados en el mismo yacimiento, o con el que el mismo pozo tenía al principio de su vida productiva. Para analizar el índice de productividad hay que medirlo, y si se haya que es anormalmente bajo, se debe distinguir entre una baja capacidad de flujo del yacimiento y restricciones al flujo en las cercanías del pozo. Para eso hay que analizar pruebas de restauración de presión para hallar la presión del yacimiento, la presión fluyente de fondo del pozo, la capacidad de flujo del yacimiento, la permeabilidad, espesor, el factor de daño.

3.1.2.1 Efecto del Daño de Formación en la Productividad de Pozos Verticales

Los diferentes daños a la formación pueden eliminarse por medios químicos, salvo en algunas ocasiones, en las que se recurrirá a medios mecánicos como el Fracturamiento Hidráulico de la formación para sobrepasar la zona dañada. La Figura 3.3 representa la relación que existe entre la permeabilidad dañada con respecto a la original del yacimiento

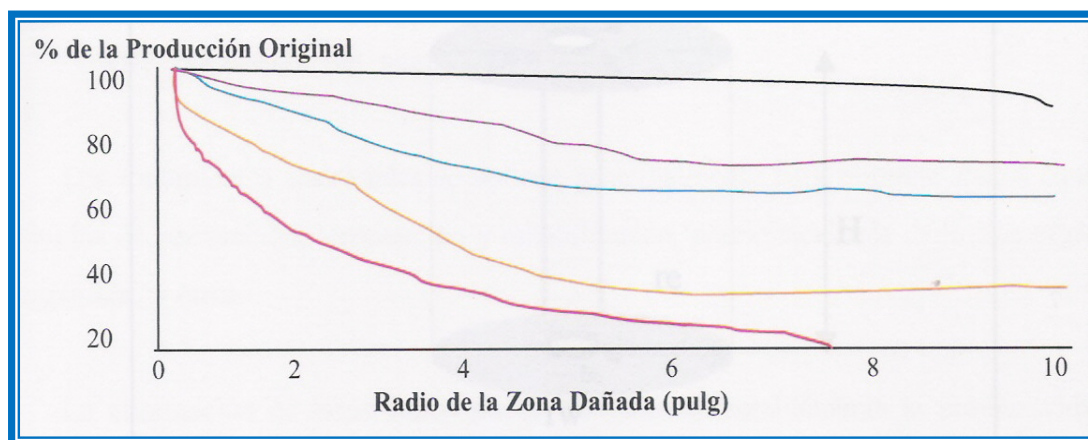


Fig. N° 3.3 Efecto del daño en la productividad de pozo. ^[5]

La curva de la grafica nos permite observar, que la permeabilidad es de 0,02 para la ultima curva, lo que significa que representa un 98% de daño, puede observarse que hay una zona dañada de 2 pulgadas alrededor del pozo para que la producción de éste sea menos del 30% de su capacidad. Adicionalmente puede observarse que el efecto de esta zona dañada tiende a estabilizarse a medida que se aleja del pozo, lo cual indica que hay un limite máximo del daño que se debe eliminar para recuperar la capacidad productiva, y que intentar sobrepasar ese límite puede ser antieconómico, ya que el costo de eliminar el daño alejado del pozo no conlleva gran incremento en la producción. El comportamiento de flujo de un pozo se ve afectado por la geometría del flujo radial hacia él, (Figura 3.4) A gran distancia r del pozo, el área transversal para una tasa de fluido dada es muy grande, y por lo tanto la velocidad será muy pequeña. Por el principio de continuidad, la tasa es constante e igual al producto de la velocidad por el área; como a medida que nos acercamos al pozo el área disminuye, por lo tanto, la velocidad tiende a aumentar y con ella la caída de presión por fricción. El 25% de la caída de presión tiene lugar en un radio de 3 pies alrededor del pozo cuando no hay daño presente. Dado que esta área es tan pequeña, cualquier obstrucción adicional (daño), aumentará la caída de presión.

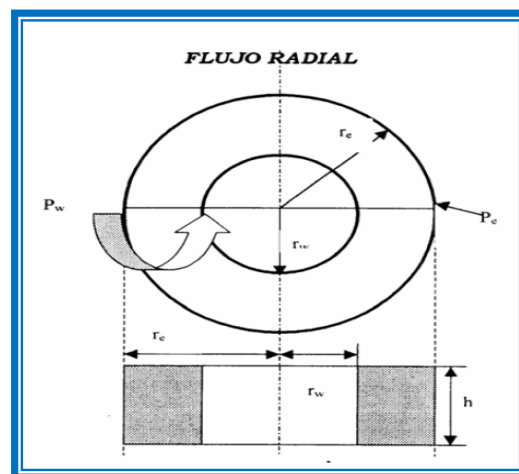


Fig. N° 3.4 Flujo del yacimiento hacia el pozo. [5]

La Figura 3.5 ilustra este comportamiento. En el que se observa la zona dañada de radio R_d , causa una caída adicional de presión antes de llegar al pozo. Si se elimina esa caída, se puede producir la misma tasa a menor presión diferencial, lo cual aumenta el índice de productividad.

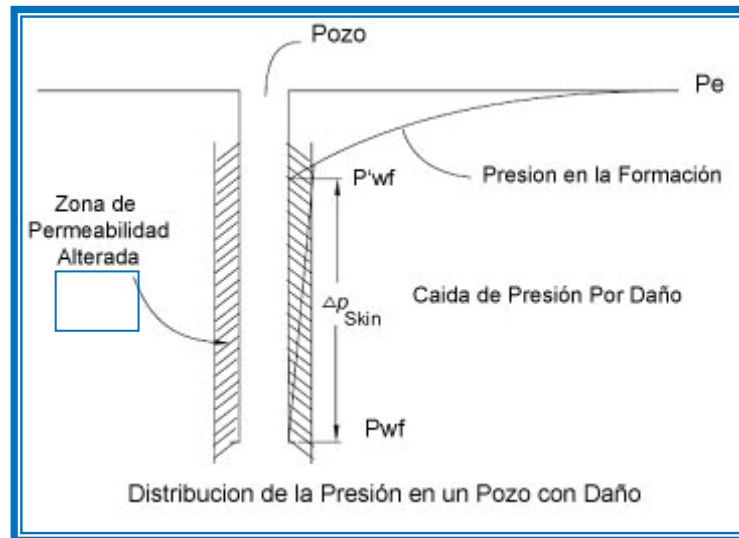


Fig. N° 3.5 Caídas de presión en el flujo hacia el pozo. ^[6]

Donde:

P_e : es la presión estática del yacimiento, lpca

P_{wf} : es la presión de flujo del pozo, en condiciones de daño, lpca

Δp_{skin} : es la caída de presión en la zona dañada, lpca

R_d : es el radio de la zona dañada, pies

R_e : es el radio de drenaje del pozo en el yacimiento, pies

R_w : es el radio del pozo, pies.

Los tratamientos matriciales se aplican principalmente para eliminar daños causados por fluidos de perforación, terminación, rehabilitación, precipitación de depósitos orgánicos o inorgánicos, y otros.

La eliminación de estos daños puede incrementar notablemente la productividad, el área crítica para el flujo de fluidos hacia el pozo son los primeros tres pies de radio alrededor de él, por lo tanto, generalmente basta con eliminar el daño hasta esta distancia, para recuperar casi toda la permeabilidad dañada. Si se ignora el daño puede ocurrir lo siguiente:

- El índice inicial de productividad queda restringido.
- Por declinación rápida se acelera la necesidad de estimular.
- Baja tasa de retorno de la inversión.

3.1.2.2 Esfuerzos de la Roca

Los materiales al ser sometidos a un esfuerzo tienden a deformarse y para caracterizarlo es necesario conocer el tensor de esfuerzos actuantes sobre la formación. En la Figura 3.6 está representada gráficamente la dirección de los esfuerzos que se describen a continuación. [8]

3.1.2.3 Esfuerzo vertical

Representa la presión ejercida por la columna de sedimentos suprayacentes a la formación en estudio. La magnitud del esfuerzo vertical es determinada por el peso de la columna litológica y para su cálculo se requiere la integración de un registro de densidad desde superficie.

3.1.2.4 Esfuerzo horizontal

Existen dos componentes del esfuerzo horizontal, máximo y mínimo, orientados perpendicularmente uno con respecto a otro y su predicción está basado en dos premisas: a) el esfuerzo está regido por la envolvente de falla y, en consecuencia, es independiente de las propiedades elásticas de la roca; b) se supone una dependencia de los esfuerzos con el comportamiento elástico de la roca e independiente de la envolvente de falla o de alguna actividad tectónica.

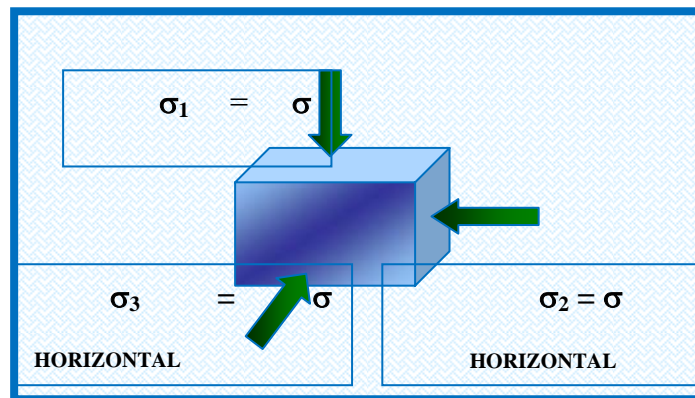


Fig. N° 3.6 Estados de Esfuerzos.

3.1.3 Propiedades Mecánicas de las Rocas

3.1.3.1. Módulo de Young o Ley de Hooke (e)

Mide el grado de deformación de un material como consecuencia de la aplicación de un esfuerzo (Figura 3.7). En el material ocurre una deformación, inicialmente en forma proporcional y posteriormente, al incrementar dicho esfuerzo se alcanza el punto de rotura y en consecuencia el material se comporta plásticamente.

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \quad (3.1)$$

Donde:

σ = Esfuerzo

ε = Deformación unitaria, adimensional.

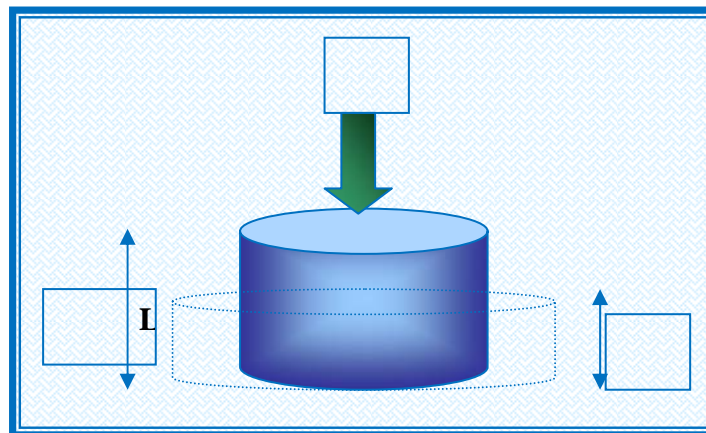


Fig. N° 3.7 Representación Gráfica del Módulo de Young.

Este módulo puede ser cuantificado a través de registros de pozos (densidad y sísmico). En la Tabla 3.1 se pueden observar los valores típicos del Módulo de Young para distintos materiales:

<i>Tipo de material</i>	<i>Rango de Deformación (Adimensional)</i>
<i>Acero</i>	$30 e+06$
<i>Areniscas</i>	$5 e+06$
<i>Caliza</i>	$7 e+06$

Tabla N° 3.1 Rango de deformación de materiales.

3.1.3.2 Relación de Poisson (ν)

Permite cuantificar el grado de deformación lateral (ϵ_x) y axial o longitudinal (ϵ_y) al aplicar a un material un esfuerzo compresivo (σ); es la relación adimensional según la cual son proporcionales la deformación transversal unitaria y la deformación axial o longitudinal, esto se puede relacionar matemáticamente a través de la siguiente expresión, y gráficamente se representa como se observa en la Figura 3.8.

$$\nu = \frac{\epsilon_y}{\epsilon_x}$$

(3.2)

Donde:

ϵ_x = deformación lateral.(kg/cm²)

ϵ_y = deformación axial.(kg/cm²)

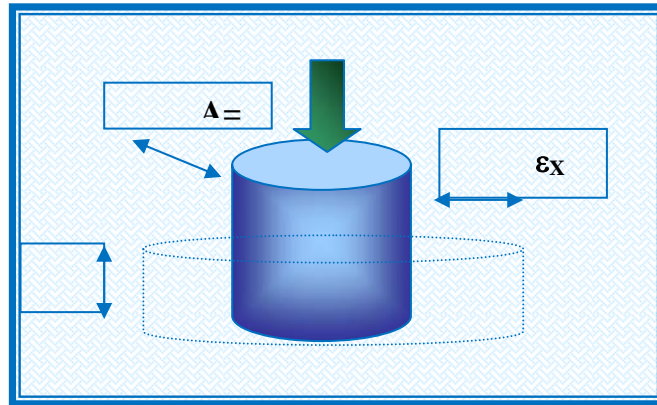


Fig. N° 3.8 Deformación Longitudinal y Axial al aplicar un Esfuerzo Axial.

También es posible calcular la Relación de Poisson, a través del perfil sónico de onda, mediante la ecuación:

$$\nu = \frac{1/2 * (\Delta t_s / \Delta t_c) - 1}{(\Delta t_s / \Delta t_c) - 1} \quad (3.3)$$

Donde:

Δt_s = velocidad de onda de corte.(m/seg)

Δt_c = velocidad de onda compresional. (m/seg)

Los valores típicos de relación de Poisson, (ν), según el tipo de material, se puede apreciar en la Tabla 3.2.

<i>Tipo de material</i>	<i>Rango de Deformación (lpc)</i>
<i>Metales</i>	<i>0,25- 0,35</i>
<i>Areniscas y Calizas</i>	<i>0,15- 0,25</i>
<i>Esquistos</i>	<i>0,28- 0,45</i>

Tabla N° 3.2 Contraste de esfuerzo para distintas deformaciones de materiales.

3.1.4 Estimulación de Pozos

Es conocida como una serie de tratamientos que tienen por objeto eliminar el daño a la formación y restaurar la capacidad natural de producción del pozo, o según el caso, incrementarla por encima de su valor natural. ^[9,10]

Se define también como el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, o de éste a la formación. La estimulación de pozos tiene como objetivos principales incrementar la producción de hidrocarburos (para pozos productores); aumentando el fluido inyectado, tales como agua, gas o vapor (para pozos inyectoros); y optimizar los patrones de flujo (para procesos de recuperación secundaria y mejorada). Existen casos en los que el daño presente no puede eliminarse por medios conocidos, o la permeabilidad natural de la formación es demasiado baja. En estos casos se pueden diseñar tratamientos de estimulación en los cuales el pozo podrá producir por encima de su capacidad natural.

Entre estos tratamientos se hallan el Fracturamiento ácido para formaciones de carbonatos y el Fracturamiento hidráulico, para areniscas. Si el fluido inyectado del tratamiento se realiza a tasas y presiones inferiores a los necesarios para vencer la resistencia mecánica de la roca, el tratamiento será matricial, si se excede la resistencia mecánica de la roca, será un tratamiento de fracturamiento.

3.1.4.1 Tipos de Estimulaciones

Existen dos tipos básicos de estimulación: la matricial y el fracturamiento. Ellos se caracterizan por los caudales y presiones de inyección; presiones inferiores a la presión de fractura caracterizan la estimulación matricial; mientras que aquellos caudales a presiones superiores a la presión de fractura caracterizan la estimulación por Fracturamiento.

3.1.4.2 Fracturamiento Acido

Un fracturamiento es la superposición de una estructura de muy alta permeabilidad en el yacimiento, de modo que exista un gran contraste entre la permeabilidad de éste y la de la fractura, y el aporte de los fluidos sea desde el yacimiento a la fractura y de ésta al pozo. En general, se fracturan yacimientos de muy baja permeabilidad natural o aquellos que han sufrido daño que no puede ser eliminado por medios químicos.

Este fracturamiento consiste en estimular el pozo más allá de su capacidad natural de producción, eliminando el daño y parte de la matriz de roca.

Los fluidos se inyectan a presiones por encima de la presión de fracturamiento de la formación, con el objeto de crear canales de alta permeabilidad por medio de la disolución química de parte de la matriz. En este caso la permeabilidad creada es mayor que la original de la formación.

Los tratamientos de estimulación ácida en rocas carbonatadas implican una reacción del ácido clorhídrico con los minerales calcita y dolomía, produciendo cloruro de calcio, dióxido de carbono y agua en el caso de la calcita, y una mezcla de cloruro de magnesio y cloruro de calcio, en el caso de la dolomía. Al introducir ácido vivo, se disuelve más, creándose pequeños canales conductores, denominados agujeros de gusanos, que con el tiempo forman una compleja red de alta permeabilidad..

El número de Damkoehler depende de una variedad de factores, incluyendo las características específicas de las rocas, las propiedades del sistema ácido, la velocidad del fluido inyectado y la temperatura. Durante una operación de fracturamiento con ácido, primero se bombea un colchón viscoso a presiones superiores a la presión de iniciación de la fractura, que fractura la roca. A continuación, se bombea una etapa de ácido para atacar la fractura hidráulica en forma diferencial. (Figura 3.9)

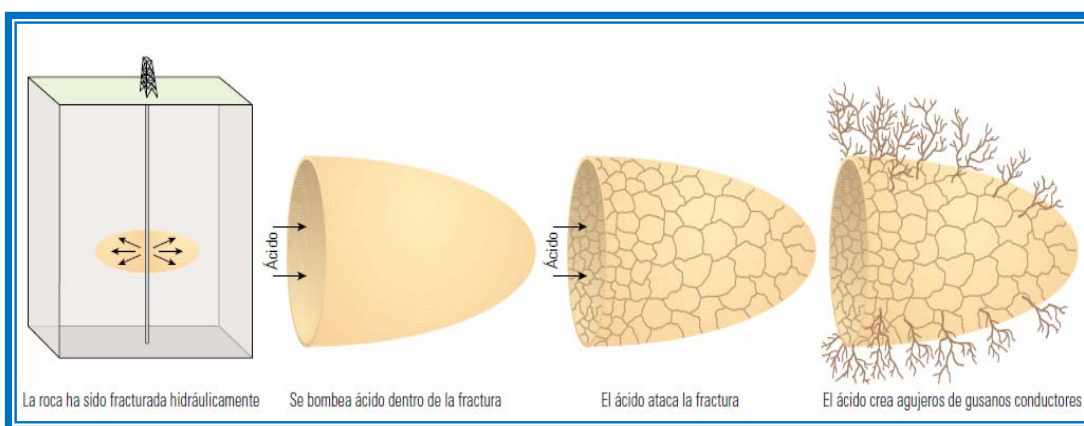


Fig. N° 3.9 Fracturamiento con ácido en formaciones carbonatadas.^[11]

La diferencia entre los comportamientos del fluido inyectado entre ambos tratamientos Figura 3.10, donde se ilustra que mientras se está inyectando fluido en régimen matricial y exista flujo radial, el comportamiento de la presión será directamente proporcional a la tasa de inyección; una vez alcanzado el punto de ruptura, los incrementos de presión serán menores para cada aumento de tasa, indicando que se ha fracturado la roca. Este método se utiliza para hallar la presión de fractura de la formación.

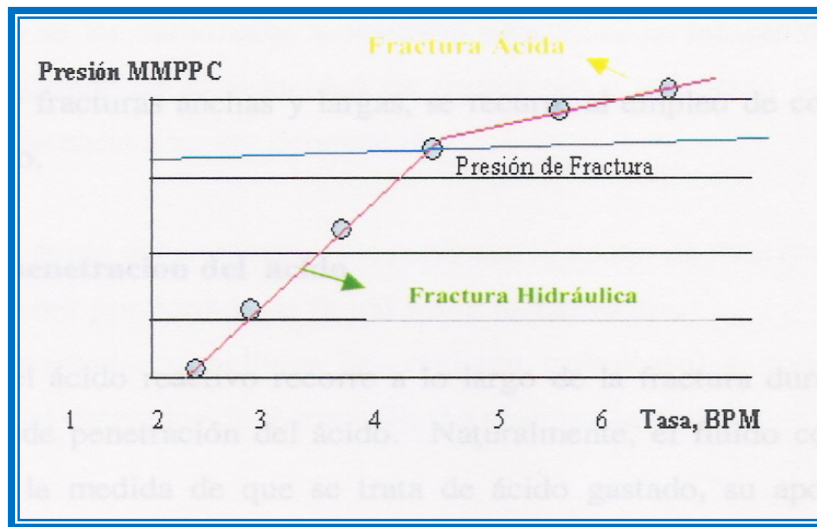


Fig. N° 3.10 Comparación entre los tratamientos de Acidificación vs. Fracturamiento^[5]

3.1.4.2.1 Geometría de fractura creada

El fluido responsable de la creación de la fractura cuyas caras serán disueltas durante el tratamiento, puede ser el mismo ácido o bien un colchón viscoso inyectado inmediatamente antes del ácido.

Si se pretende maximizar el ancho de fractura, se puede recurrir al uso de:

- Colchón de elevada viscosidad.
- Elevado caudal de inyección.
- Gran volumen de fluido.

Cuando se utiliza exclusivamente un ácido convencional, la fractura creada será estrecha y corta debido a su baja viscosidad y su elevada pérdida de fluido. Para generar fracturas anchas y largas, se recurre al empleo de colchones viscosos con control de filtrado.

3.1.4.2.2 Velocidad de reacción

La reacción global entre el ácido y la formación comprende dos etapas sucesivas: transferencia del ácido desde el seno del fluido hasta las paredes de la formación y la reacción propiamente dicha en la superficie de contacto entre el ácido y la formación. Esto se puede visualizar en la Figura 3.11.

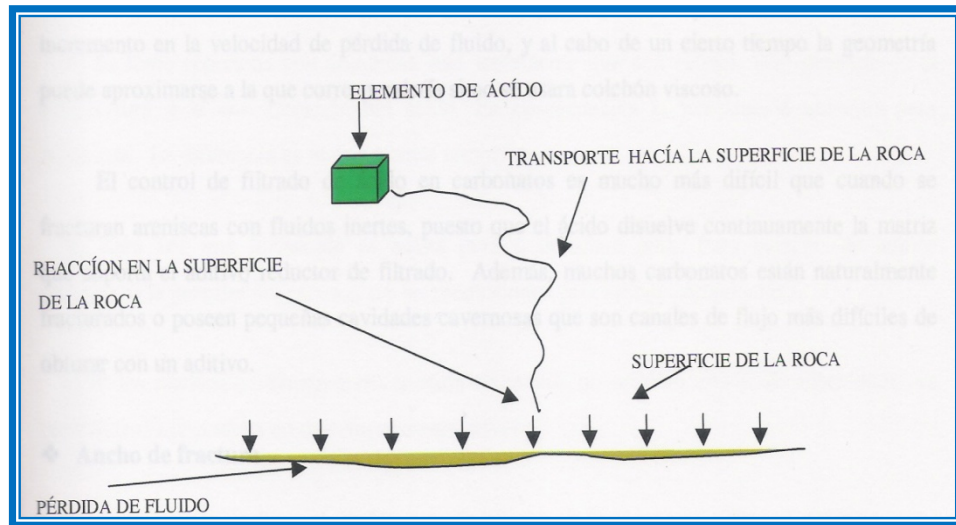


Fig. N° 3.11 Efecto del Ácido sobre las rocas. ^[5]

En la mayoría de los carbonatos la reacción superficial es tan rápida que la velocidad de reacción global depende de la velocidad de transferencia del ácido hasta las paredes. Esta velocidad de transferencia a su vez depende de:

- Distancia que el ácido debe recorrer (proporcional al ancho de fractura).
- Flujo hacia la pared por pérdida de fluido hacia la formación.

Procesos de mezclado: torbellinos (en régimen turbulento) o convección inducida por cambios de densidad derivados de la reacción (en régimen laminar).

3.1.4.2.3 Velocidad de pérdida de fluido

Cuando el ácido ingrese a la fractura reaccionará con las paredes y puede eliminar el revoque formado por el reductor de filtrado del colchón viscoso. En adelante, la geometría estará controlada por las propiedades del ácido; si bien no se

puede predecir con precisión cuál será el cambio en la geometría. Es prever que la fractura comenzará a cerrarse como resultado del incremento en la velocidad de pérdida de fluido, y al cabo de un cierto tiempo la geometría puede aproximarse a la que correspondería si no se usara colchón viscoso.

El control de filtrado de ácido en carbonatos es mucho más difícil que cuando se fracturan areniscas con fluidos inertes, puesto que el ácido disuelve continuamente la matriz que soporta el aditivo reductor de filtrado.

3.1.4.3 Conductividad de fractura e incremento de productividad

Para que la estimulación resulte efectiva, el ácido debe reaccionar con las paredes formando canales que permanezcan abiertos luego del tratamiento. Estos canales pueden resultar de la reacción desigual con la superficie de la roca o de la reacción preferencial con heterogeneidad de la formación.

3.1.4.4 Fracturamiento Hidráulico

Tal como se utiliza hoy en la industria de petróleo y gas fue desarrollado por primera vez en los Estados Unidos en 1948. Se utilizó por primera vez comercialmente en 1949, y debido a su éxito en el aumento de la producción de los pozos de petróleo fue rápidamente aprobado, y ahora es utilizado en miles de pozos petroleros y de gas al año.

La primera utilización industrial de Fracturamiento Hidráulico fue en 1903. Consiste en inyectar fluido al pozo para crear esfuerzos tensionales en una formación expuesta a la presión del fluido, de tal manera que los esfuerzos locales creados excedan la resistencia a la tensión de la roca. Luego se procede a llenar la fractura creada con un agente de soporte, de manera que no pueda cerrarse por

completo al cesar el bombeo, creándose un canal de alta conductividad para la producción de fluidos.

Después de la rotura de la roca se continúa aplicando presión para extender la fractura más allá del punto de falla. Con esta fractura se crea un canal de flujo de gran tamaño que no sólo conecta fracturas naturales sino que produce una gran área de drenaje de fluidos del yacimiento. (Figura 3.12)

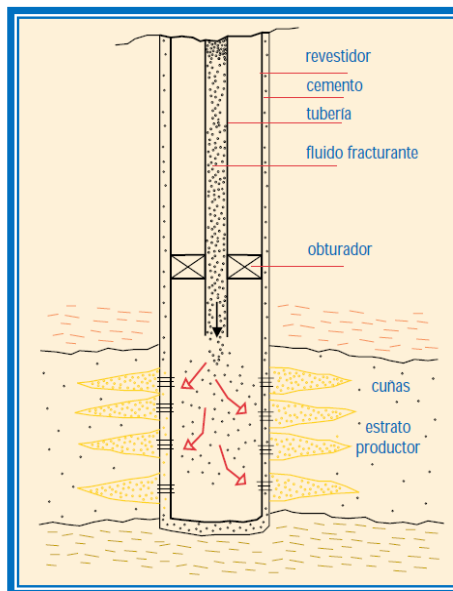


Fig. N° 3.12 Modelo de Fracturamiento Hidráulico.^[11]

Con el pasar de los años, las tecnologías asociadas con el fracturamiento hidráulico han mejorado considerablemente. Se ha desarrollado una gama de fluidos de fractura para formaciones someras y de bajas temperaturas hasta formaciones profundas y muy calientes. Se han diseñados diferentes tipos de agente de soporte desde arena sílice hasta materiales de alta resistencia, como la bauxita sinterizada, para usarla en formaciones profundas, donde el esfuerzo de cierre de fractura excede el intervalo de la resistencia de la arena. Han surgido nuevos modelos de diseño y

métodos analíticos y de diagnóstico, y las industrias de servicios continuamente desarrollan nuevos equipos para satisfacer los retos que surgen. Los tratamientos vía Fracturamiento han variado en tamaño desde el más pequeño minifracturamiento para fracturas de longitudes cortas hasta el fracturamiento hidráulico masivo de penetraciones más profundas, el cual excede 1.500 barriles de fluido de fractura y 600 sacos de agente soporte. El difícil diseño y el alto costo de los fracturamiento hidráulicos han abierto la necesidad de optimizar los diseños y las capacidades de los tratamientos de fractura.

Algunos tratamientos están bajo los siguientes nombres:

Fracturamiento Convencional: Se referirá al tratamiento de fracturamiento que toma intervalos de espesor promedio de arena de 100 pies que están cañoneados casi en su totalidad.

Fracturamiento Selectivo: Se referirá al tratamiento donde seleccionan varios intervalos de un espesor promedio de 5-10 pies cañoneados en su totalidad y se realiza un fracturamiento en cada intervalo de la zona productora. También es llamado fracturamiento por etapas.

Minifracturamiento: Se referirá al tratamiento que se realiza a un intervalo de espesor promedio de 50 pies y se fractura la formación pero la cantidad de material sostén es casi nula, por el orden de los 30 sacos.^[12]

3.1.4.4.1 Objetivos del Fracturamiento Hidráulico

- Incrementar la tasa de flujo de petróleo y/o gas de yacimientos de baja y alta permeabilidad.
- Incrementar la tasa de petróleo y/o gas de pozos que han sido dañados.
- Conectar fracturas naturales presentes en la formación.

- Disminuir el diferencial de presión (declinación) alrededor del pozo para minimizar la producción de arena.
- Disminuir el diferencial de presión alrededor del pozo para minimizar problemas con asfaltenos.
- Incrementar el área de drenaje o la cantidad de formación en contacto con el pozo.
- Conectar la producción de intervalos lenticulares.
- Disminuir la velocidad de flujo en la matriz rocosa.
- Disminuir el número de pozos necesarios para drenar un área.
- Drenar reservas adicionales.

3.1.4.4.2 Conductividad de la fractura

Se define como el producto del espesor de la fractura apuntalada por la permeabilidad del agente sostén dentro de la fractura. Es una medida de la capacidad de flujo y se expresa comúnmente en md-pie. Es de gran importancia para la efectividad de la operación, ya que ella depende de cierto modo del índice de productividad. En yacimientos que presentan alta permeabilidad es más importante la conductividad de la fractura que su longitud empaquetada.

$$Fcd = \frac{(K_f * W_f)}{k * L_f} \quad (3.4)$$

Donde:

F_{cd} = Conductividad de la fractura adimensional

$K_f * W_f$ = Conductividad de la fractura.(md * pie)

K = Permeabilidad.(md)

L_f = Longitud de la fractura.(md * pie)

3.1.4.4.3 Clasificación de las Fracturas

• La longitud y conductividad de las fracturas depende de la permeabilidad de la formación y del área de drenaje, según estos parámetros las fracturas se clasifican en:

• Fracturas cortas de alta conductividad: son necesarias en formaciones de alta permeabilidad.

• Fracturas medias: son necesarias cuando la permeabilidad oscilan entre 5 a 100 md, por lo que se desea que crezca en proporciones equilibradas.

• Fracturas largas: son necesarias en formaciones de baja permeabilidad.

• Fracturas ultra corta, empacadas (Frac and Pack): son necesarias en las formaciones de areniscas no consolidadas. Una fractura ultra corta y empacada puede interconectar diferentes estratos.^[13]

3.1.4.4.4 Geometría de la Fractura

El crecimiento y propagación de la fractura que se muestra en la Figura 3.13, (largo, alto y ancho), ocurre durante el proceso del fluido inyectado del agente apuntalante, definido como el volumen de fluido bombeado inicialmente para inducir la fractura y abrirla lo suficiente para colocar el agente de sostén.

La geometría del diseño en una fractura, se ve afectada por los siguientes factores:

- Propiedades de la roca (permeabilidad, porosidad, tipo de roca).
- Geometría de la roca (esfuerzos máximos y mínimos).
- Propiedades del fluido de formación.
- Tasas de fluido inyectado fracturante.
- Propiedades del fluido fracturante.
- Volumen del fluido inyectado.
- Pérdida de fluido en el medio poroso.

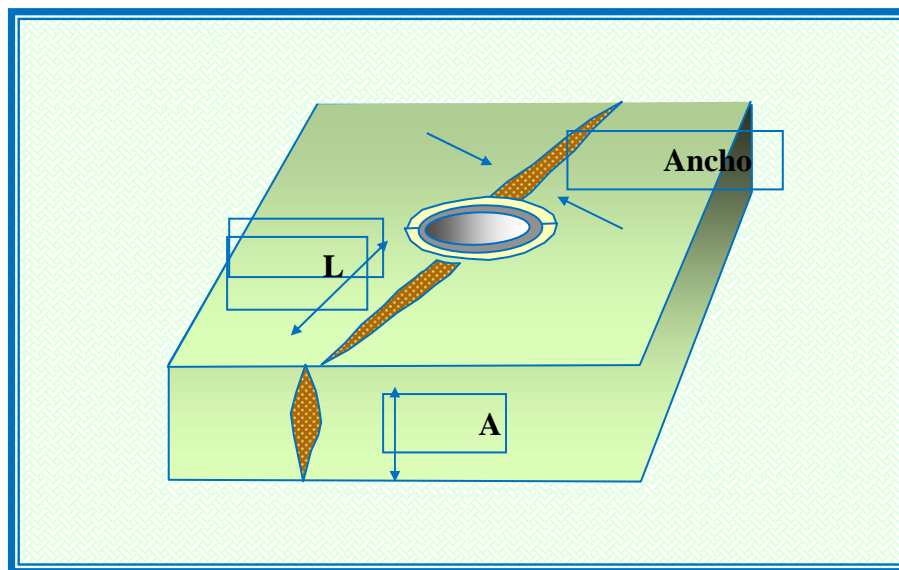


Fig. N° 3.13 Dimensiones de la Fractura Hidráulica. ^[6]

3.1.4.4.5 Regímenes de flujos en formaciones fracturadas hidráulicamente

Para pozos fracturados hidráulicamente con periodos sucesivos separados por transición, existen varios modelos de flujo como son: flujo lineal, flujo radial y flujo bilineal.

Flujo lineal: Se presenta mediante líneas de corrientes paralelas que fluyen dentro del yacimiento (Figura 3.14). Este estado no es muy común al menos que el yacimiento presente forma alargada, en lentes de arenas o fracturas hidráulicas. Tiene una vida muy corta y durante este periodo, la mayor parte del hidrocarburo, proviene, de la expansión del fluido en la fractura, y el patrón de flujo es esencialmente lineal [14]

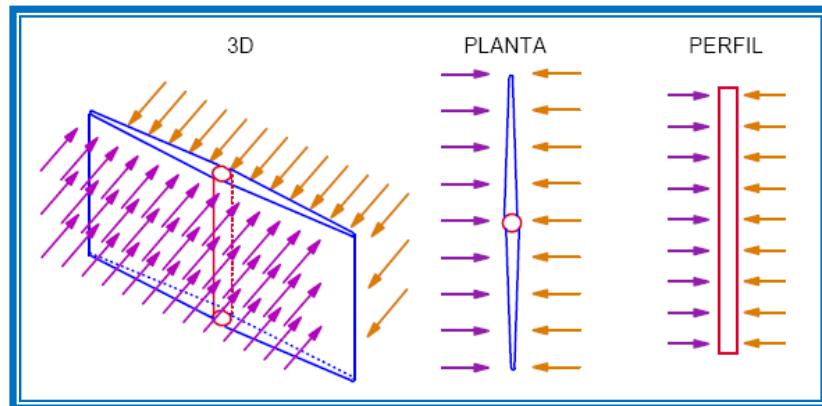


Fig. N° 3.14 Representación del flujo lineal (pozo fracturado hidráulicamente). [6]

Flujo Radial: Este flujo recibe mejor el nombre de flujo cilíndrico en virtud a su forma (Figura 3.15). Es La geometría de flujo más importante. Consta de líneas de flujo que se dirigen hacia el centro del pozo. El yacimiento produce a través de su porosidad natural. [5]

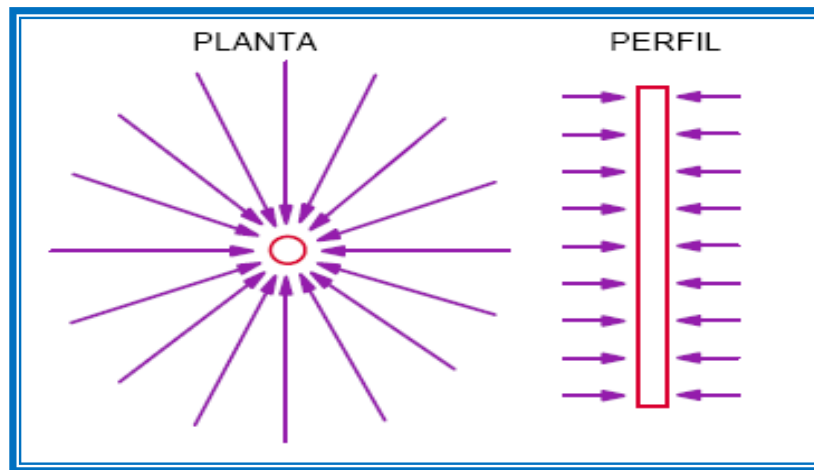


Fig. N° 3.15 Representación flujo radial (pozo fracturado hidráulicamente).^[6]

Flujo Bilineal: Este régimen de flujo viene generado por la superposición de dos flujos lineales; uno de los cuales ocurre en la fractura y el otro en el yacimiento (Figura 3.16). En este caso la zona que domina la expansión está en la formación vecina a la fractura y el aporte de la fractura a la expansión es despreciable.^[5]

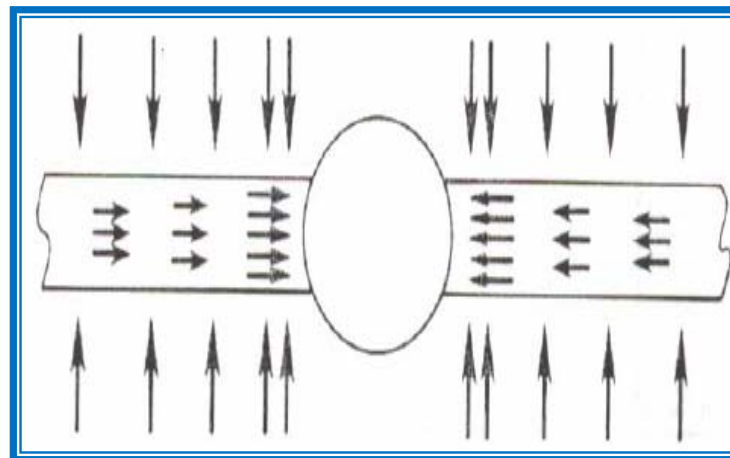


Fig. N° 3.16 Representación flujo bilineal (pozo fracturado hidráulicamente).^[6]

3.1.4.4.6 Diseño para el tratamiento de Fracturamiento

El diseño de un tratamiento de fracturamiento hidráulico consiste en hallar la mejor relación entre las propiedades del yacimiento, las condiciones del pozo, los parámetros de operación y los beneficios económicos previstos de la estimulación. El objetivo de la evaluación pre-fractura, es definir si el yacimiento es un buen candidato para ser fracturado; esto implica determinar la factibilidad técnica y económica, diseñar la operación del fracturamiento y establecer las bases de comparación con los resultados.^[12]

Consideraciones de la evaluación pre-fractura:

- Selección de candidatos.
- Mecánica de las rocas.
- Medición de la permeabilidad, porosidad.
- Identificación y medición del daño, mediante pruebas de presión.
- Evaluación de propiedades reológicas de fluidos de fractura.
- Selección de la técnica de Fracturamiento.

Luego de un análisis e interpretación de los parámetros anteriormente nombrados, se realiza un diseño de la fractura, sustentado en los resultados simulados siguiendo con el programa siguiente:

Seleccionar el pozo candidato: Para esto se requiere recopilar información del pozo en estudio (presión de yacimiento, permeabilidad, factor de daño, porosidad, viscosidad del fluido, etc.), para definir el tipo de intervención requerida dependiendo si la problemática es a nivel de reductor o de la formación. En otras palabras, si el problema en el reductor es por deposición de asfaltenos y/o arenamiento, puede ser solucionado mediante la utilización de unidades presurizadas (Snubbing) y de tubería

continua (Coiled tubing) combinando la limpieza con fluido inyectado de químicos (gasoil + aromáticos).

Por otra parte si la problemática es por atascamiento de herramientas y/o colapso del reductor de producción, sería necesario aplicar reacondicionamiento al pozo. En el caso de presentarse una analogía en el ámbito de formación (daño severo) afectando la producción del pozo, se procede a analizar la factibilidad de realizar una estimulación reactiva o no y/o fractura.

Minifractura: Son trabajos de bombeo a regímenes de fractura de un fluido sin agente de sostén. Los volúmenes pueden oscilar entre los 5.000 y 40.000 galones y el volumen de fluido alcanza una tasa de bombeo de 20 bpm a 256 bpm en algunos casos. El fluido utilizado deberá ser necesariamente el mismo que se planea usar durante el trabajo de fracturamiento.

Registro de temperatura base: Es un registro optativo el cual servirá de referencia para estimar la extensión vertical de la fractura abierta luego de la operación de minifractura.

Evaluación final: Para conocer lo alcanzado realmente con el fracturamiento, se realiza la evaluación de la fractura, en esta etapa se determina cómo es la fractura generada, dónde está localizada, cuál es el nuevo comportamiento productivo del yacimiento y del pozo, se comparan los resultados operativos, productivos y económicos, con los pronósticos efectuados a partir de la simulación. Para ello, la evaluación incluye la ejecución de pruebas de flujo y restauración de presión para

determinar el incremento de la producción, la nueva capacidad productiva del yacimiento y la evolución en el tiempo de esta capacidad productiva. En la Figura 3.17, se muestra un gráfico semi-ideal de las presiones desarrolladas en superficie, como por ejemplo:

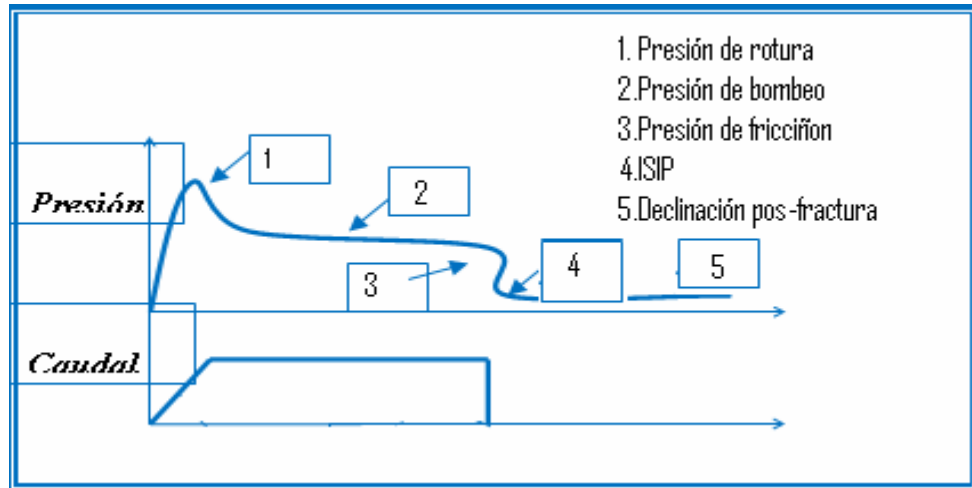


Fig. N° 3.17 Comportamiento semi-ideal de presiones y caudales. ^[5]

Presión de rotura: Al iniciarse el bombeo se incrementa la presión en el fondo hasta un punto cuando la formación falla y se rompe.

Presión de bombeo: La fracturada la formación, la presión necesaria para extender la fractura se reduce, aun manteniendo el caudal constante.

Presión instantánea de cierre: Al cesar el bombeo ($Q=0$) desaparecen todas las presiones de fricción, y quedan sólo la presión dentro de la fractura y la hidrostática del pozo. Esta presión también es conocida como ISIP.

Declinación post-fractura: En ciertas condiciones es posible hacer algunas estimaciones con el comportamiento de la difusión desde la fractura hacia la formación.

3.1.4.4.7 Tipos de fluidos para el proceso de Fracturamiento

Los fluidos de fractura transmiten la presión hidráulica desde las bombas a la formación, la cual crea una fractura, y luego transporta el material apuntalante a la fractura creada. Los fluidos que invaden a la formación son finalmente removidos de la formación, permitiendo así la producción de hidrocarburos.^[15]

En los primeros trabajos de fracturamiento se usó el petróleo crudo como fluido para fracturar; pero actualmente la mayoría de estos trabajos se hacen con fluidos base agua. El bajo costo y la facilidad de manejo son las más grandes facilidades de los fluidos base agua. Sin embargo, se debe evitar el uso de estos fluidos en formaciones que contengan arcillas que puedan hincharse con el contacto con agua.

Para la correcta selección del fluido de fractura, en el diseño del tratamiento y posterior ejecución del mismo, deben tomarse en cuenta las siguientes consideraciones:

- Temperatura de la formación.
- Duración del fluido en la fractura.
- Volumen propuesto de tratamiento.
- Tasa de bombeo.
- Tipo de formación.
- Sensibilidad de la formación a los fluidos.
- Sensibilidad de los fluidos del yacimiento.

- Presión de yacimiento.
- Limitaciones de presión y fricción en la tubería.
- Tipo y cantidad de agente de sostén requerido para mantener abierta la fractura una vez que se detiene el bombeo.

Los fluidos base agua varían desde agua simple a super geles; y los fluidos base petróleo varían desde petróleo crudo simple a petróleos pesados refinados y petróleos viscosificados. Además, se usan emulsiones con contenido de petróleo y agua. Hay otro grupo de fluidos para fractura, que son los ácidos. A continuación describiremos cada tipo de fluido:

Fluidos Base Acuosa

Son los más comunes usados en fracturas hidráulicas. Poseen la ventaja de ser fáciles de preparar en el campo y poseer excelentes propiedades de transporte de agente de sostén y control de filtrado. Con el ánimo de mejorar las propiedades del agua como fluido fracturante, se han usado en un principio productos naturales de origen vegetal como la goma de Guar o celulosas simples. Con el tiempo, se han incorporado otros productos más sofisticados que se adaptan mejor a los requerimientos de alta presión y temperatura de fondo de pozo, y que producen menor residuo.

- Con el uso de este tipo de fluido se obtienen las siguientes ventajas adicionales:
- No existen problemas de incendios.
- Fácilmente disponibles en todas las áreas.
- Bajo costo.

- La alta densidad reduce la potencia con respecto a los fluidos base hidrocarburos.

Fluidos a base de Super Geles

El agua gelatinizada de muy alta viscosidad, comúnmente llamada Super Geles, puede ser producida entrelazando las moléculas del polímero en el agua viscosificada descrita arriba. Esto se logra agregando ciertos iones de metal. Aunque los super geles parecen ser pseudosólidos, pueden bombearse por la tubería con una pérdida de fricción menor a la de agua simple. No se requieren aditivos para controlar la pérdida de fluido, y los super geles son capaces de crear fracturas muy amplias y tienen excelentes cualidades para el acarreo de arenas. En temperaturas en exceso de 200°F, deberá preferirse el uso de poliacrilamidas en vez de la goma Guar. A pesar de su gran potencial los super geles no se han usado bastante, debido a su alto costo en comparación con el agua tratada para el efecto. Si en lo sucesivo estas condiciones varían, los Super Geles podrán llegar a usarse más.

Los productos más usados como gelificantes de fluidos base acuosa con los siguientes:

- Goma Guar.
- Hidroxietil Celulosa (HEC)
- Hidroxipropil Guar (HPG)
- Carboximetil Celulosa (CMC)
- Carboximetil Hidroxietil Celulosa (CMHEC)
- Poliarilamidas (PAA) – Sintético

Fluidos Base Petróleo

El petróleo crudo, cuando se usa como fluido de Fracturamiento, no dañará las formaciones susceptibles al agua, con tal que no contenga cera o parafina. Además, el petróleo puede producir fracturas más grandes que la mayoría de los fluidos base agua, y tiene propiedades de arrastre de arena bastante satisfactorias. La elevada pérdida por circulación limita el uso del petróleo a bajas o medianas profundidades, excepto en aquellos pozos profundos de baja permeabilidad donde no se requieren tasas de elevada inyección. Corrientemente se usan agentes contra la pérdida del fluido, y también se añade con frecuencia un polímero para gelatinizar el petróleo. Los petróleos gelatinizados reducen la presión de fricción en la tubería y facilitan el acarreo de la arena. Los petróleos refinados se usan más a menudo que los crudos, cuando se trata de petróleo viscosificados para la fractura.

Fluidos a Base de Poliemulsión

La poliemulsión es un fluido hecho por medio de la emulsión de petróleo y agua tratada. Al añadir petróleo crudo y un emulsificante al agua viscosificada, se formará una emulsión petróleo-agua. Este fluido tiene una viscosidad mucho más elevada que el agua viscosificada y es mucho más barato que los Super Geles. La emulsión se “rompe” con el agua salada o por la degradación del polímero.

Espuma

La componen el agua y el nitrógeno, aunque consiste en un 75% en volumen de nitrógeno; puede ser tratada para prevenir la formación de emulsiones o incluso prevenir el hinchamiento de arcillas.

Una de sus características es que se mantiene estable sólo hasta que el contra flujo causa una caída de presión; la cual de ser muy alta desintegra a la espuma pasándola a un estado de niebla más que de espuma. Genera baja pérdida de filtrado que la combinarse con una viscosidad estable provee buenas características de transporte del agente sostén. Una significativa ventaja es que es muy segura y no inflamable pues sus componentes naturales son inertes.

Es necesario agregar que los trabajos de fracturamiento usando espuma son más difíciles de diseñar que las operaciones convencionales; esto debido a que las propiedades de la espuma cambian significativamente a medida que la presión cambia; esto debido a la compresibilidad del nitrógeno; esto significa que la pérdida de presión por fricción y la columna hidrostática varían con presión y deben ser calculada con simuladores.

3.1.4.4.8 Equipos a usar para un Fracturamiento hidráulico

Por ser el Fracturamiento Hidráulico un proceso de alto riesgo, el cual consiste en bombear a presión y a altas tasas del fluido inyectado cargado con agente de soporte hacia la formación, es fundamental contar con:

Equipo y personal especializado: Personal encargado y preparado para la dirección, ejecución y control del desarrollo del proceso de Fracturamiento. Este equipo incluye operadores, analistas, ayudantes, choferes y mecánicos.

Tanques de almacenamiento de fluido: Pueden ser varios o de distintas capacidades, generalmente poseen una capacidad de 500, 470 y 320 barriles. Los tanques de 500 barriles (Frac Master y Frac Tanks), se construyen como portantes, o para ser transportados. Generalmente están provistos de tres o cuatro conexiones.

Transporte y abastecimiento del agente de soporte (Mountain Mover): Se encarga del transporte del agente de soporte a utilizar en el proceso de fractura y su suministro directo al mezclador o blender.

Mezclador o blender: También llamado tornillo sin fin, toma el fluido de fractura, recibe el agente de soporte y lo mezcla con el fluido de fractura, abastece con esta mezcla a los bombeadores.

Conexiones de superficie y de boca de pozo: Estos equipos serán los únicos en superficie los cuales en su interior conducirán un fluido a alta presión, y en la mayoría de los casos en condiciones abrasivas. El armado de las líneas debe seguir estrictas normas de seguridad.

Bombas: Reciben fluido y lo bombean a alta presión. Dan la potencia adecuada al fluido utilizado para vencer las condiciones de fractura de la formación a tratar. Tales características determinarán el modelo de bomba requerido.

Instrumental de medición y control: Llamados también fracmonitores, los cuales sirven para mostrar y registrar todos los parámetros importantes de las operaciones de fractura. Aunque la cantidad de información que puede registrarse varía, todos los instrumentos de medición tienen capacidad para conocer caudal y presión de bombeo.

3.1.4.5 Estimulación Matricial

Consiste en eliminar el daño a la permeabilidad en las cercanías del pozo para restaurar su capacidad natural de producción. La estimulación matricial se lleva a cabo inyectando fluidos en la formación, reactivos o no, en régimen de flujo radial, a

presiones inferiores a la presión de Fracturamiento de la formación con el objeto de eliminar el daño presente y restaurar la permeabilidad a su valor original.^[9]

Algunos factores que afectan la colocación y distribución de un tratamiento químico son: la permeabilidad y grosor de la formación, presión de yacimiento, zonas múltiples, profundidad por debajo de las perforaciones.

3.1.4.5.1 Permeabilidad de la formación

Las formaciones de alta permeabilidad son las que necesitan mayor control, ya que el fluido seguirá la trayectoria de menor resistencia, que es la zona menos dañada, o donde el primer tratamiento ya eliminó el daño. En este caso se necesitarán grandes cantidades de agentes desviadores o un aislamiento mecánico positivo.

Las formaciones de baja permeabilidad necesitan que la primera colocación de fluido sea buena, o sea, que éste entre por todas las perforaciones. En este caso, se necesitan bajas tasas de fluido inyectado y pequeños volúmenes. Si el daño va mucho más allá de las perforaciones, la solución será fracturar.

3.1.4.5.2 Grosor de la formación

Generalmente, las arenas de buen desarrollo y grosor tienen grandes variaciones de permeabilidades en sentido vertical, por lo que, cualquier fluido que se les inyecte creará un camino de menor resistencia. Para desviar el flujo del fluido inyectado, se necesitarán agentes desviadores.

3.1.4.5.3 Presión del yacimiento

Los yacimientos agotados de baja presión, presentan dificultades para la colocación y distribución del tratamiento, ya que a menudo la columna hidrostática de éste es suficiente para inyectarlo en la formación, y no hay control de donde se inyecta. En estos casos se recomienda el uso de ácidos espumados, que tienen poca columna hidrostática, con la ventaja de poder recuperar el ácido gastado rápidamente con la ayuda del gas.

3.1.5 Análisis Nodal

Los análisis que se realizan de un sistema de producción en su conjunto, permite predecir el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, como resultado de este análisis, se puede obtener por lo general una mejoría en la eficiencia de flujo, o bien un incremento en la producción. El procedimiento de análisis de sistemas o también conocido como análisis nodal, es uno de los medios apropiados para el análisis, diseño y evaluación, tanto en pozos fluyentes, intermitentes o con sistemas artificiales de producción.

El análisis nodal, evalúa un sistema de producción dividido en tres componentes básicos:

- Flujo a través de medios porosos.
- Flujo a través de tubería vertical o de producción (T.P.).
- Flujo a través de la tubería horizontal o línea de descarga (L.D.).

Para la predicción del comportamiento en cada uno de los componentes, se obtiene la caída de presión en cada uno de ellos. Para la obtención de las caídas de presión, se deben de asignar nodos en diversos puntos importantes dentro del sistema de producción (Figura 3.18), por lo tanto, se varían los gastos de producción y empleando un método de cálculo adecuado, se calcula la caída de presión entre dos nodos. Después, se selecciona un nodo de solución y las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, hasta alcanzar el nodo de solución o incógnita. En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, siendo estas la presión del separador (PSep) y la presión estática del yacimiento (Pws). Por lo tanto teniendo la presión en alguno de estos dos nodos, se pueden determinar las caídas de presión en algún punto intermedio. La evaluación del sistema de producción por medio del análisis nodal, puede ayudarnos a la solución de problemas; en donde se incluyen caídas de presión a través de:

- Estranguladores superficiales y de fondo
- Diámetros de aparejos de producción
- Válvulas de seguridad, etc.

Los resultados del análisis del sistema, no solamente permiten la definición de la capacidad de producción de un pozo, para una determinada serie de condiciones, sino también muestran como los cambios en cualquier parámetro afectan su comportamiento.

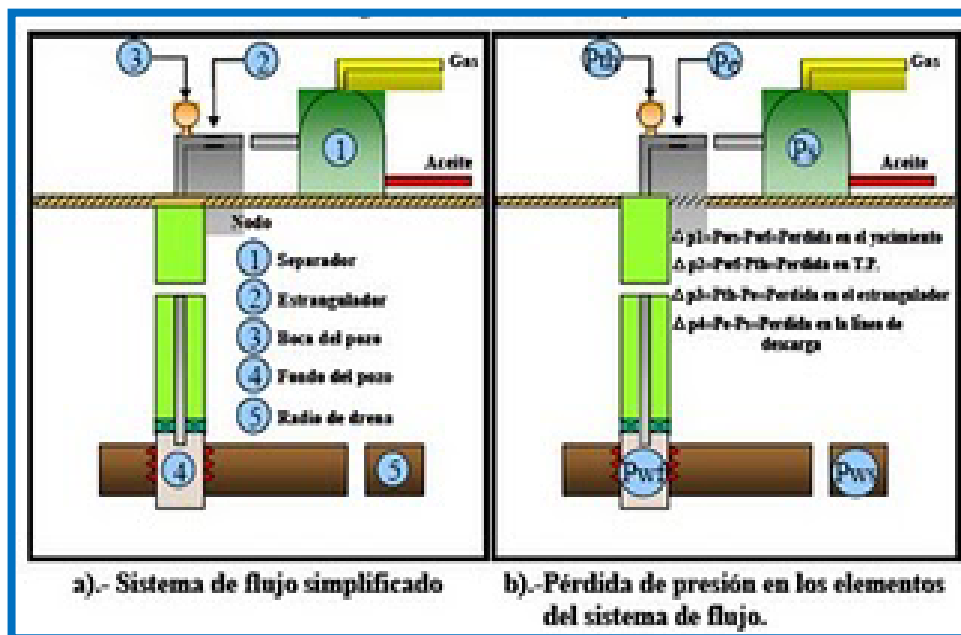


Fig. N° 3.18 Sistema de análisis por nodos. ^[12]

Las curvas de capacidad de producción, son una función de los principales componentes de un sistema, como son: Datos del yacimiento, características del aparejo de producción, de la línea de descarga, presión en el nodo inicial y final, producción de petróleo, gas y agua, relación gas-liquido, temperatura, composición del petróleo y gas, topografía del terreno y forma de perforación del pozo, ya sea vertical, direccional u horizontal.

En general, el análisis nodal permite entre muchas cosas, hacer un cotejo de las condiciones de productividad de un pozo de gas y petróleo. El sistema está conformado básicamente por el comportamiento o aporte de fluidos desde el yacimiento (curva de oferta o inflow) y la curva de levantamientos de fluidos (llamada generalmente, curva de demanda, VLP u outflow). Las ecuaciones matemáticas para el cálculo del inflow se basan generalmente en modelos de índice

de productividad, la ecuación de Darcy, Vogel, Jones y Forchheimer, mientras que la curva de levantamiento puede ser calculada con las correlaciones de Hagerdon & Brown, Beggs & Brill, Duns & Ros (que son las más tradicionales)^[6]. La intersección de estas dos en la gráfica de pwf vs. q en la condición actual de operación del pozo en estudio. Ahora bien, las curvas de VLP se van a encontrar influenciadas por dos fenómenos que ocurren a nivel de pozo: la primera es el efecto de holdup, que no es más que es resbalamiento de líquido producto de los cambios termodinámicos dentro del tubing que no pueden ser levantado por la columna de fluidos (por ejemplo el gas, de un pozo de gas condensado) y el segundo factor es más que todo, el efecto de fricción que ocurre entre el fluido y algunos componentes mecánicos del pozo (niples de asiento, válvulas SSSV, crossover, etc).

Generalmente, cuando se hace un estudio de análisis nodal se debe observar estos dos fenómenos de acuerdo a los parámetros de ajustes que tiene internamente cualquier simulador. Estos parámetros deben ser aproximadamente igual a la unidad, con un margen de error permisible de un 10%.

En el caso de yacimientos en que el fluido se encuentra muy cercano al punto crítico (gas condensado y petróleo volátil en que la RGP se encuentra en un rango aproximado de 1.600 a 10.000 (PCN/BN) los modelos de análisis nodal se deben modelar exclusivamente con PVT composicional, previo ajuste de una ecuación de estado. Mientras que en el caso de yacimientos de gas seco, húmedo y petróleo negro, se puede realizar el análisis nodal mediante un modelo Black Oil (si se cuenta con el PVT composicional, debe ser utilizado). Cuando se hace un ajuste con un PVT en modalidad Black Oil (usando la prueba de liberación flash) es para obtener un ajuste y sensibilidades de una manera rápida, con el propósito de alguna toma de decisión previo a un trabajo de reacondicionamiento al pozo.

Pero si el propósito es exportar las VLP para un modelo de simulación numérica, es muy importante que este sea usando un PVT composicional, para evitar la inconsistencia al momento de hacer el history matching (generalmente este es uno de los principales problemas). Otro pequeño problema en los modelos de análisis nodal de yacimientos de gas condensado, es que generalmente se ajusta la curva de aporte de gas es la que se ajusta en el simulador de acuerdo a la ecuación de flujo que se seleccione, mientras que la curva de líquidos (petróleo+agua), generalmente se hace un estimado con el valor de RGL introducido en el módulo de PVT. Por lo que, casi siempre no va a reproducir el valor exacto de producción de petróleo, sino que dicho valor va a oscilar en un rango que no debería exceder de un 15%. En caso de incurrir este error, se debe revisar y validar las pruebas de producción.

3.1.6 Índice De Productividad

El índice de productividad es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir, y es una propiedad de los pozos comúnmente medida. Después de un período de cierre del pozo suficientemente largo para obtener equilibrio en la presión del yacimiento, empleando un medidor de presión de fondo se determina la presión estática p_e , y luego que el pozo haya producido a una tasa estabilizada por un tiempo determinado se mide la presión fluyente en el fondo, p_{wf} empleando el mismo medidor. La diferencia ($p_e - p_{wf}$) se denomina presión diferencial o caída de presión. La tasa de flujo se determina por medio de medidas en el tanque de almacenamiento o, en algunos casos, de medidas de los separadores o con medidores de desplazamiento positivo.

En algunos pozos el índice de productividad o IP permanecerá constante para una amplia variación en la tasa de flujo, en tal forma que ésta es directamente proporcional a la presión diferencial de fondo.

En yacimientos de empuje por expansión del gas en sol, los índices de productividad de los pozos decrecen a medida que la depleción procede, debido al aumento en la viscosidad del petróleo a medida que el gas es liberado de la solución y a la reducción en la permeabilidad de la roca del petróleo a medida que la saturación de petróleo disminuye. Ya que cada uno de estos factores puede cambiar poco o mucho durante el proceso de depleción, el índice de productividad puede disminuir a una fracción pequeña de su valor inicial. Además como la permeabilidad del petróleo disminuye, existe un aumento correspondiente en la permeabilidad del gas, resultando en altas razones gas-petróleo. La tasa máxima a la que un pozo puede producir depende del índice de productividad a las condiciones existentes en el yacimiento y la presión diferencial ($p_e - p_{wf}$) disponible. Las tasas de los pozos en algunos estados se limitan a determinadas producciones permisibles máximas que dependen de un número de factores, incluyendo espaciamientos en los pozos, profundidad y demanda actual de petróleo. En algunos estados también se controla por la razón gas-petróleo.

En pozos que producen agua, el índice de productividad, basado en la producción de petróleo solamente, disminuirá a medida que el porcentaje de agua aumenta debido a la disminución en la permeabilidad del petróleo, aunque no ocurra una caída considerable en la presión del yacimiento. En el estudio de pozos (productores de agua) a veces es práctico referir en índice de productividad en base del flujo total, incluyendo agua y petróleo, ya que en algunos casos el porcentaje de agua alcanza el noventa y nueve por ciento o más. El índice de inyectividad es una en pozos de eliminación de agua salada y en pozos del fluido inyectado durante la recuperación secundaria o mantenimiento de presión. Se define como la razón de la tasa del fluido inyectado en barriles por día al exceso de presión por encima de la presión del yacimiento que causa dicha tasa de inyección:

$$I = \frac{Q_w}{(p_w - p_e)} \quad (3.5)$$

Donde:

I= Índice de Inyectividad.(bl/día/lpc)

Qw= Tasa de Inyeccion.(bl/día)

Pw - Pe= Diferencial de Presión.(lpc)

En ambos casos, del índice de productividad y del índice de inyectividad, las presiones empleadas son presión al frente de la formación, de manera que no se incluyen las caídas de presión por fricción en la tubería de producción o tubería de revestimiento. Para inyecciones a altas tasas, estas pérdidas de presión pueden ser considerables.

Por otra parte, cuando un pozo es estimulado mediante un proceso de fracturamiento hidráulico con el fin de aumentar la productividad del mismo se basa en la siguiente ecuación:

$$FOI = \frac{J'}{J'_0}$$

(3.6)

Donde:

J' = Índice de productividad original.

J'_0 = Índice de productividad después del fracturamiento.

CAPITULO IV

4.1 MARCO METODOLÓGICO

Para analizar la factibilidad técnico-económica de realizar el Fracturamiento Hidráulico al nivel de la Formación Merecure de la arena MES6, se estructuró la investigación de acuerdo al planteamiento del problema y los objetivos propuestos. La idea es analizar todos aquellos parámetros establecidos que intervienen en el sistema en toda su extensión como son: tipo de variables involucrados en forma directa e indirecta en el proceso, definiciones de términos químicos y mineralógicos, procedimientos operacionales en el campo (procesos de perforación, completación) y técnicas involucradas en el proceso de estimulación, etc. Toda esta metodología conllevará a analizar si la Formación de estudio se podrá aplicar este tipo de estimulación tomando en cuenta dos puntos de vista como son el técnico y el económico.

Esta investigación estuvo basada en un estudio de tipo descriptivo, debido a que se evaluó y recolectó la información correspondiente al análisis de registros, datos de producción, pruebas de presión y parámetros petrofísicos, los cuales están relacionados directamente con la realidad. La investigación descriptiva trabaja sobre realidades de hechos, y su característica fundamental es la de presentarnos una interpretación correcta. Por otra parte, el diseño de la investigación fue de tipo no experimental, donde se observaron los hechos de estudio, como ocurren en la actualidad para después analizarlos, y observar la interrelación entre las variables y su incidencia en un momento determinado.

4.1.1 POBLACIÓN Y MUESTRA

Para el desarrollo de ésta investigación se tomó como estudio el Campo Guarío ubicado en el Área Mayor de Anaco, específicamente perteneciente al Distrito Gas Anaco, siendo seleccionada por medio de este la población correspondiente a la Formación Merecure MES6, tomando como referencia los pozos que producen dicha arena o aquellos que tenían propuesta su producción pero que debido algún problema fue abandonado, además de pozos que se encuentran interpretado en dicha arena, los cuales representan la muestra de esta investigación.

Dichos pozos fueron el G-101, G-77, G-69, G-8, G-5, G-78. La muestra se clasificó, dentro del tipo no probabilística, la cual se caracteriza por depender de la elección o escogencia del investigador de manera intencional u obligada, pues estuvo basada en ciertas premisas para su selección. En la Figura 4.1 se puede observar el mapa isópaco representativo de la arena MES6, donde se aprecia los pozos que conforman el yacimiento.

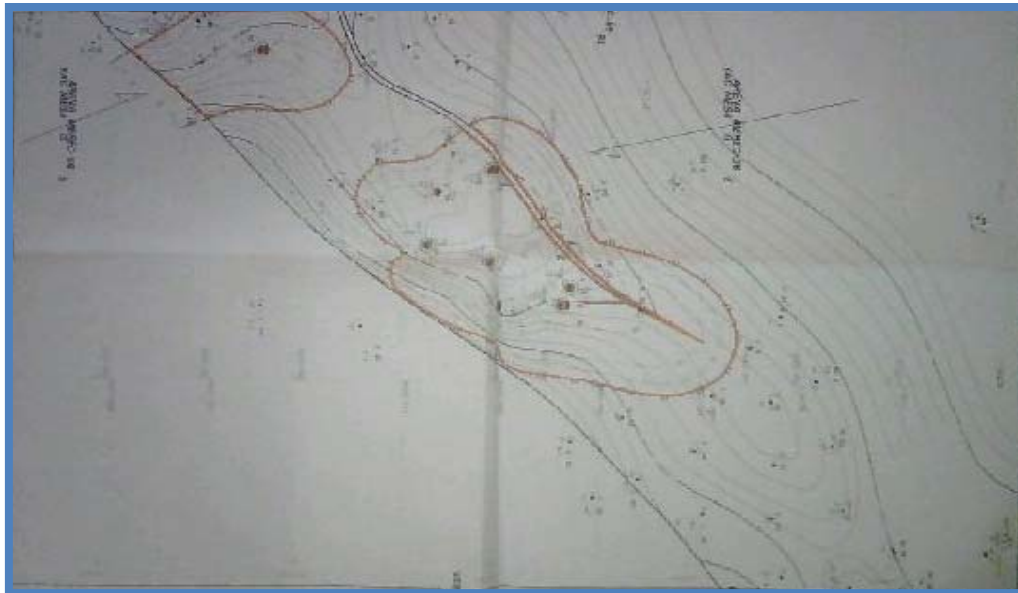


Fig. N° 4.1 Mapa Isópaco estructural de la Arena MES6. [3]

4.1.2 Técnicas e Instrumentos de Recolección de Data

4.1.2.1 Técnicas

Para la realización de este proyecto de tesis, se emplearon las técnicas básicas de la metodología de la investigación, como lo son:

4.1.2.1.1 Revisión Bibliográfica

La revisión bibliográfica constituye la columna principal del trabajo de investigación propuesta, ya que a través de él se pudo recopilar toda la información requerida para el estudio. Por esa razón, es indispensable en todo inicio de proyecto, ya que se alcanza con mayor facilidad el entendimiento y el desarrollo de los procesos futuros; fundamentándose en una revisión detallada del material de estudio y reportes de informes técnicos relacionados con el objetivo principal del proyecto.

Se revisaron manuales técnicos, tesis de grado referente al tema, presentaciones de fracturamiento hidráulico, páginas de internet, libros y revistas teóricas especializadas en el tema.

4.1.2.1.2 Recopilación y Validación de la Información

Esta etapa consiste en una revisión general vinculada al proyecto en estudio, tomando en cuenta las carpetas de pozos, informes técnicos u otros estudios previos. Dicha información facilitada fueron: mapas, pruebas de producción, potencial de producción, sumario de producción, situación actual del pozo, historias de producción por pozo, pruebas de presiones, análisis de pruebas PVT, fechas de completación

original, trabajos de reacondicionamiento y recompletación de pozos (RA/RC), diagramas mecánicos tanto actuales como antiguos de los pozos, sistemas de flujo, registros de los pozos y pruebas de producción realizadas; para ello se contó con el apoyo dentro de la empresa de archivos técnicos, y fuera de ella con la cooperación de la biblioteca de la Universidad de Oriente. En cuanto a la validación de la información se corroboró la data a través de los diagramas de pozos y de los registros operacionales.

4.1.2.1.3 Equipos, Materiales y Herramientas a utilizar

4.1.2.1.3.1 Equipos

- Computadora
- Quemadora
- Calculadora
- Fotocopiadora
- Impresora

4.1.2.1.3.2 Materiales

- Carpetas de pozos
- Mapas del área a estudiar
- Registros de Pozos
- Artículos de oficina

4.1.2.1.3.3 Herramientas

Aplicaciones Microsoft. (Microsoft Windows XP, Microsoft Word 2007, Microsoft Excel 2007, Microsoft Power Point 2007, Microsoft Explorer).

- FRACPRO PT 10.2
- PIPESIM
- PRIZM
- CENTINELA

SIMULADOR DE FRACTURA FRACPRO®

Es un programa desarrollado por recursos de ingeniería de sistema con la ayuda en el Instituto de Investigación de Gas, es un modelo muy versátil en los análisis de minifrac y diseño de fractura. Permite diseñar tratamientos de fractura, adquirir datos de fracturamiento durante el tratamiento a tiempo real y datos en el fondo del pozo durante las operaciones de producción y/o los datos bases que permitan confirmar los detalles del diseño estimado para el análisis post-tratamiento. Además, permite analizar varias capas de la formación tomando en cuenta la variación de las propiedades de la roca y los coeficientes de las pérdidas de fluidos. La Figura 4.1 nos permite apreciar la presentación del simulador FRACPRO.



Fig. N° 4.2 Presentación del simulador FracproPT. [5]

Este simulador está compuesto por cuatro (4) modelos operativos o mejor conocidos como módulos; la integración de las mismas provee el análisis y la determinación del diseño de fractura óptimo. Estos módulos son diseño de Fractura, análisis de Fractura, análisis de producción y el módulo de optimización económica. Las mismas se explican a continuación:

Módulo Diseño de Fractura: Este módulo permite generar el programa del diseño del tratamiento. El usuario puede introducir la conductividad de fractura deseada; y el programa arrojará la longitud óptima de fractura. Además este módulo permite ayudar al usuario en la selección del agente proppant y fluido de fractura; y a sugerir el mejor programa de tratamiento para alcanzar las dimensiones de fractura deseadas.

Módulo Análisis de Fractura: Este módulo arroja el pre-diseño de fractura detalladamente, así como también en análisis de data en tiempo real y el ploteo del histórico de presión neta. Permite la estimación de la geometría de la fractura creada, la presión de cierre de la fractura haciendo uso de los datos del minifrac y la estimación de la tortuosidad en las cercanías del pozo.

Módulo Análisis de Producción: Este módulo permite realizar el análisis de producción del pozo; ya sea fracturado o no. Permite cargar datos de los perfiles de propagación del proppant a través del pozo y hacia la fractura; y la concentración del mismo; para la modelación de la productividad del pozo.

Módulo Optimización Económica: Permite hacer uso de los resultados arrojados por el módulo de análisis de producción y el análisis de fractura; para generar el escenario económico óptimo.

La Figura 4.3 muestra las funciones que ofrece el simulador FRACPRO para determinar que tipo de modulo operacional, es necesario utilizar para realizar la selección de la fractura, dependiendo de los parámetros característico de un yacimiento en particular

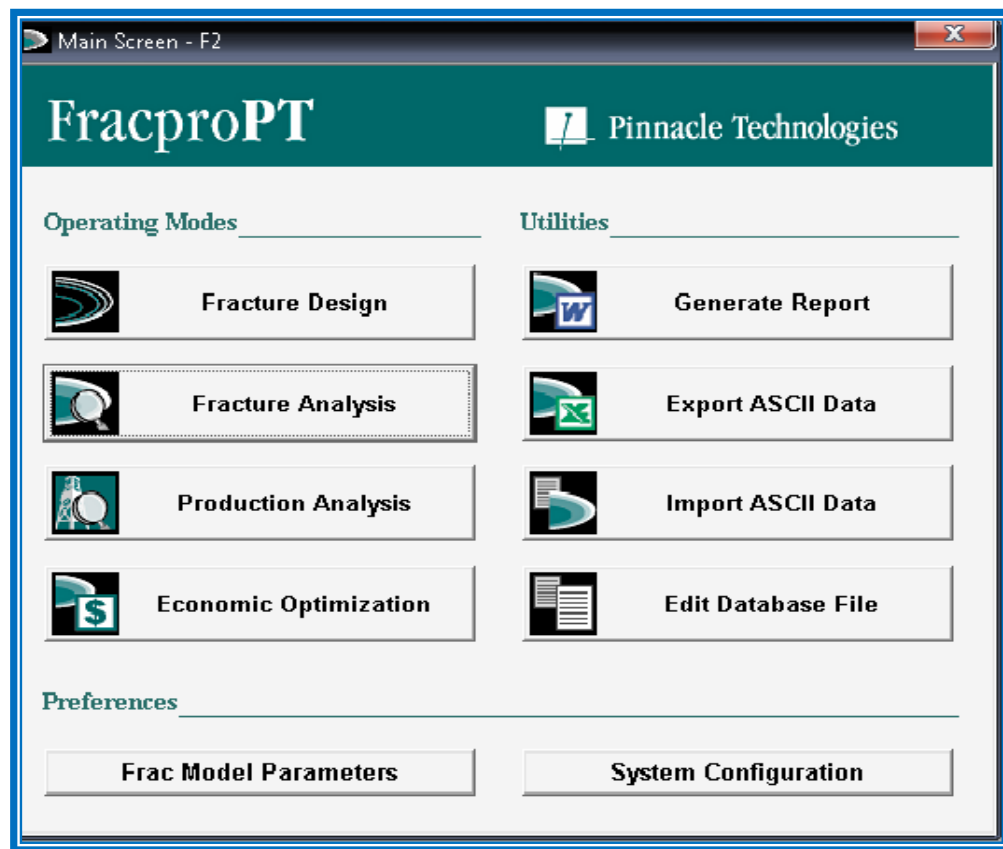


Fig. N° 4.3 Funciones del FracproPT. [5]

El FracproPT es específicamente diseñado para proveer a los ingenieros de las más comprensibles herramientas para el análisis y diseño de un fracturamiento hidráulico. El uso de este simulador conjuntamente con data en tiempo real ofrece a los ingenieros un mejor entendimiento de la respuesta y el comportamiento del pozo en estudio. La Figura 4.4 nos permite apreciar un esquema, el cual refleja la relación que existe entre los módulos del simulador:

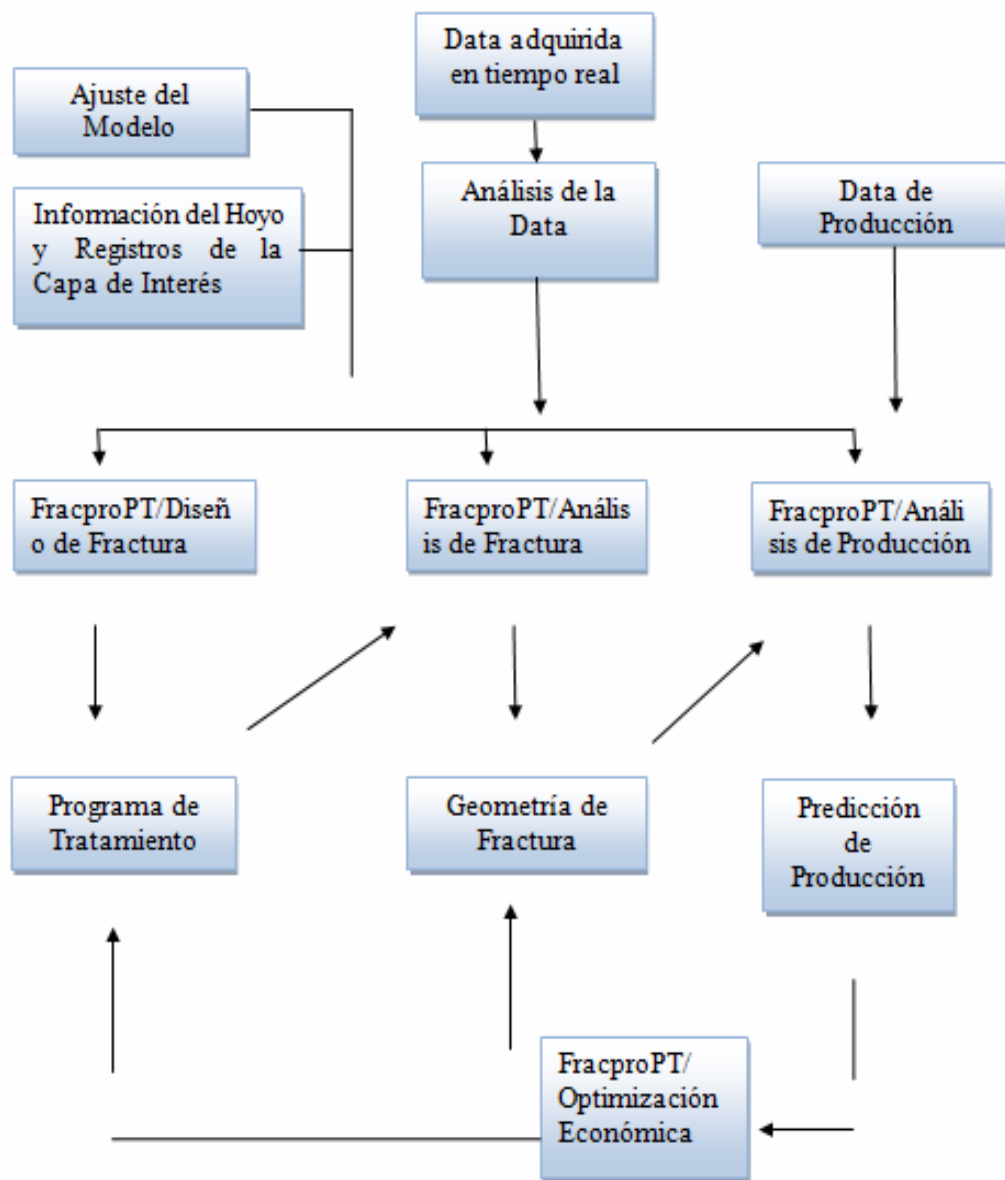


Fig. N° 4.4 Módulos del Simulador.

SIMULADOR DE ANÁLISIS NODAL PIPESIM 2003

El análisis nodal ha sido por mucho tiempo el método establecido para evaluar el desempeño de los pozos y es crucial para comprender el comportamiento y la sensibilidad de su sistema. PIPESIM fue creado por Dwights Software Systems & Consulting y permite efectuar un análisis de sensibilidad sobre cualquier variable del sistema y que represente gráficamente el flujo de entrada/flujo de salida en cualquier nodo del sistema, proporcionando una manera de entender dónde pueden residir las oportunidades de mejoramiento de la producción.

Además del análisis nodal, PIPESIM incluye operaciones específicas para la generación de tablas de desempeño para los simuladores de yacimientos y perfiles de presión/temperatura estándar.

La aplicación PIPESIM incluye todos los tipos de modelos de terminación estándar para pozos verticales, horizontales y fracturados, y posibilita el modelado de terminaciones complejas de varias capas, utilizando diferentes parámetros de desempeño de yacimientos y descripciones de fluidos.

PIPESIM incorpora todas las correlaciones de flujo multifásico actuales, tanto empíricas como mecánicas que constituyen el estándar industrial de hoy en día.

PRIZM

Es un simulador que permite cargar los datos del pozo, usando registros sísmico, densidad neutrón, Gamma Ray y resistividad, y a partir de allí calcular las propiedades mecánicas de la roca, así como también los parámetros petrofísicos del yacimiento como lo son permeabilidad, porosidad y saturación de agua, mediante el uso de correlaciones ajustadas a las variables de los registros disponibles, para

posteriormente exportar esta información en el FracPro PT 10.2 y diseñar luego un tratamiento de fractura.

CENTINELA

Es una herramienta sistematizada cuyo objetivo principal es actualizar la información manejada desde el pozo hasta las estaciones de flujo, la cual permite el control de las operaciones mediante el almacenamiento y uso de los parámetros referentes al comportamiento de los pozos, procesamiento y utilización del gas, contabilización de crudos y productos; manteniendo información actualizada de las instalaciones y equipos de las Divisiones de Oriente y Occidente.

4.1.2.1.4 Soporte técnico

Para toda investigación se requiere de la ayuda de un personal involucrado en el tema planteado, para nuestro caso de fracturas hidráulicas. Se contó con el apoyo de Geólogos, Ingenieros de Yacimientos y de Estimulación abarcando la parte geomecánica y geoquímica de rocas, también se citó manuales, presentaciones, paginas de Internet u charlas con compañías de servicios.

4.1.2 Limitaciones del Trabajo

Durante el desarrollo de la investigación surgieron unas series de inconvenientes a la hora de realizar y adquirir la información necesaria sobre el tema de investigación planteada. A continuación mencionaremos algunos de los puntos más resaltantes:

- Los pozos carecían de registro build up.
- Algunos pozos no contaban con información petrofísica, por lo que se tomaron datos de pozos vecinos.
- Las carpetas de los pozos presentaban datos mineralógicos, por lo que fue necesario obtener la información del análisis difractométrico de rayos X de las arcillas encontradas en la formación Merecure.
- Poca información para el FRACPRO.
- Las carpetas de historia de pozos no están completas y carecen de mucha información necesaria como son: muestras de canal, informes, observaciones, registros de cementación y acontecimientos resaltantes durante las perforaciones, etc.
- La obtención de términos y procedimientos de los trabajos de Fracturamiento hidráulico están muy limitadas por las compañías de servicios.

4.2 Procedimiento Metodológico

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

4.2.1 Análisis a través de la base de datos información acerca de la zona del yacimiento actas para llevar acabo el fracturamiento hidráulico.

Para llevar acabo esta etapa se visualizaron los pozos tanto completados como interpretados en el mapa oficial del yacimiento MES6, seguidamente se analizaron

los registros de los pozos seleccionados y se ubicó la arena MES6 con el fin de estudiar el espesor neto y de esta manera enfocar la profundidad mas conveniente para llevar acabo el fracturamiento hidráulico.

Luego se revisaron en las carpetas de los pozos las propiedades petrofísicas calculadas en la arena con el fin de tomar en cuenta estos parámetros para la evaluación de una posible aplicación de fracturamiento hidráulico, ya que si la arena posee tanto baja porosidad como permeabilidad, esto podría ser causa de la baja productividad de los pozos y por ende una posible solución sería la aplicación de esta forma de estimulación. Si por el contrario la arena posee buena capacidad de transmisión de fluidos, es decir; alta porosidad y permeabilidad y la producción acreditada es baja esto puede ser consecuencia de la existencia de un daño asociado al yacimiento por lo que para estos casos también se recomienda la aplicación de una forma de estimulación o fracturamiento hidráulico. En consecuencia la razón fundamental de cumplir con esta etapa es poder estudiar el yacimiento tanto a nivel de petrofísica, geología, producción, entre otros aspectos, con el fin de poder visualizar la mejor zona de la arena yacimiento para llevar a cabo el trabajo de investigación.

4.2.2 Establecer una metodología que permita la identificación de pozos candidatos a estimulaciones para facilitar la selección de futuros pozos a estudiar.

Esta etapa consistió en definir una metodología a seguir para la selección de los pozos candidatos al fracturamiento hidráulico, detallando cada uno de los pasos correspondientes a la misma, la cual estuvo basada en función de considerar todos los parámetros asociados al comportamiento del pozo, con el fin de obtener de manera más precisa un estudio que permita ser el más representativo de lo que se quiera

evaluar en los pozos de interés. Para esto se representó dicha metodología en un diagrama de flujo, con el fin de visualizarla claramente y obtener el mayor provecho de la misma, facilitando así su comprensión y entendimiento para su posterior aplicación.

4.2.3 Diseño de la técnica de fracturamiento hidráulico que más convenga aplicar a los pozos de estudio para incrementar la producción.

Antes de establecer el tratamiento de diseño de fractura adecuado al yacimiento, se llevó a cabo la captura de la información, útil para el dominio previo de los parámetros básicos de los pozos de muestra y de los yacimientos en general. De esta manera, abarcar tanto la historia de producción del yacimiento, como las propiedades mecánicas existentes, además de las características litológicas y propiedades petrofísicas presentes en la formación.

Para determinar el contraste de los esfuerzos en sitio se utilizaron los registros Triple Combo la cual permitieron obtener las propiedades mecánicas de la formación, como Módulo de Young, Relación de Poisson y gradiente de esfuerzo. Estos parámetros se obtuvieron mediante el programa Prizm, usado por Halliburton, el cual se alimenta, de datos de registros (sónico, resistividad, Gamma Ray y densidad neutrón). Los valores de esos registros son introducidos al programa bajo un formato de archivo en específico, y permite calcular los esfuerzos presentes en la formación, y los módulos de elasticidad y deformación por medio de correlaciones y ecuaciones predeterminadas para obtener este tipo de información, la cual es considerada representativa pues involucra mayor cantidad de parámetros.

Posteriormente, mediante el uso del simulador, denominado FracPro PT 10.2, se definió la geometría de fractura más conveniente aplicar al candidato, considerando, como datos de entrada, los parámetros del yacimiento y del pozo, además del contraste de esfuerzos obtenido en Prizm, y a partir de allí, conseguir los parámetros de longitud, ancho y alto de fractura, conjuntamente con el tratamiento y programa de bombeo necesario para alcanzar dichos parámetros.

4.2.4 Estudio de la aplicación del método de fracturamiento hidráulico, desde el punto de vista técnico y económico, a los pozos del campo en estudio.

En esta fase, una vez diseñado el tratamiento de fractura a cada uno de los pozos sometidos a estudio, se realizó el análisis del comportamiento de producción de los pozos si se le llegase a aplicar la estimulación. Para esto, con la ayuda del Pipesim Versión 2003, se realizó el análisis nodal correspondiente a los pozos, bajo las condiciones del diseño obtenido de fractura, con el fin de determinar la capacidad de producción del pozo y compararlo entonces con las condiciones actuales de producción; pero además conocer bajo las nuevas tasas de producción de los pozos si el proyecto de fractura ó incremento de productividad es económicamente viable y el tiempo en el cual retornará la inversión realizada. Para la simulación del comportamiento de producción de los pozos con PIPESIM, se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

El programa se alimentó con los valores de presión, temperatura, permeabilidad, daño estimado de la formación, tasa de producción actual, Relación gas – petróleo, °API, gravedad específica del gas, espesor de arena neto, radio de drenaje, porcentaje de agua y sedimentos, entre otros, suministrados por el Área Operacional del Distrito Gas Anaco, así como también, detalles de completación

mecánica, perforación y características físicas de las tuberías de producción: rugosidad, diámetro, longitud y espesores, entre otros.

Se seleccionaron las correlaciones de flujo multifásico que mejor se ajustan al movimiento del fluido a través de la tubería de producción.

Para realizar las sensibilidades con las condiciones actuales de producción se utilizó el modelo pseudo steady state o modo de flujo pseudo estabilizado, el cual asume que el fluido está en fase simple, que el flujo laminar existe y que el fluido es incompresible.

Esto permitió evaluar la producción de los pozos de muestra, bajo condiciones de diseño óptimo de fractura. Y de esta manera se determinó la capacidad de producción de dichos pozos, si se les llegase a aplicar un fracturamiento, y se comparó con las condiciones actuales de producción de los mismos, con la ayuda del Pipesim. Para posteriormente estudiar, desde un nivel técnico y económico, mediante el Sistema de Evaluación Económica (SEE), empleado por PDVSA GAS Anaco; los resultados en cuanto a factibilidad de la aplicación de la técnica recomendada a los pozos sometidos a dicha evaluación, obteniendo las variables principales valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR) y período de recuperación dinámico; que son los factores principales a modo estadístico que indican la factibilidad del proyecto.

CAPITULO V

5.1 Discusión de Resultados

5.1.1 Análizar a través de la base de datos información acerca de la zona del yacimiento acta para llevar acabo el fracturamiento hidráulico.

De acuerdo a la información suministrada por la Gerencia de Yacimiento de PDVSA GAS, Distrito Anaco, se pudo determinar, que de los yacimientos pertenecientes al Campo Guario, la formación Merecure 6, es la arena seleccionada como prospecto para el estudio del fracturamiento hidráulico, por que la misma presenta una disminución considerable en su producción, la cual nos permitirá evaluar la factibilidad de utilizar este tipo de estimulación en el campo y así poder determinar si es posible o no aplicar esta metodología como alternativa para incrementar los niveles de producción del yacimiento, a partir de allí fue recolectada toda tipo de información de interés de las carpetas de los pozos pertenecientes al yacimiento MES6 y de la base de datos de PDVSA GAS, Distrito Anaco, donde se pudo establecer, cuales serían las zonas prospectivas de la arena a través del estudio de lo registros de pozos y datos petrofísicos, con el fin de manejar dichos datos para realizar la simulación de los pozos y de esta manera poder verificar la factibilidad de aplicar el fracturamiento hidráulico. Seguidamente se estudiará los pozos pertenecientes al Campo Guario 5, los cuales son: G-5; G-8; G-69; G-77; G-78; G-101 y G-97.

Primeramente se estudió el pozo G-77, para verificar y obtener las condiciones, parámetros y características que se presenta el pozo según los registro que se dispongan de el. Al observar los registros del pozo G-77 (Apéndice A, Figura A.1), se puede apreciar que el tope de la arena en estudio MES6, se encuentra a una

profundidad TVD de 10.436' y la base de la misma 10.452', siendo la zona más prospectiva de la arena el intervalo de 10.444', ya que en este nivel se puede visualizar la alta resistividad del fluido lo que puede ser indicativo de presencia de gas condensado, esto se puede corroborar al observar el registro de Densidad-Neutrón (Apéndice A, Figura A.2), en donde ocurre el cruce tanto de la curva que describe el registro de Densidad como la que describe el registro Neutrón; es por ello que al realizar la simulación de la fractura se tomará como profundidad de referencia la correspondiente a 10.444'. Además se puede apreciar en la Tabla 5.1 las propiedades petrofísicas de la arena asociadas al pozo G-77.

Porosidad promedio (%)	Permeabilidad Promedio (md)	Resistividad promedio (ohm/m)
45	156	600

Tabla 5.1. Datos Petrofísicos del Pozo G-77

El pozo G-77 se encuentra cerrado desde el año 2005, el mismo presentó una reducción de su producción, esto puede ser indicativo de la existencia de un daño asociado al pozo, el mismo puede deberse posiblemente a una condensación retrograda presente en el yacimiento, lo que origina que los componentes con las fracciones más pesadas e intermedias se condensan convirtiéndose en líquidos, para así ocupar los espacios porosos más pequeños del yacimiento no permitiendo la circulación de este hidrocarburo, lo que causa una reducción considerable de la permeabilidad y con ello la disminución evidente de los niveles de productividad de

este pozo, por tal motivo se pudo determinar la zona mas prospectiva de la arena para estudiar la rentabilidad de la aplicación de una estimulación.

El pozo G-101 de igual forma fue analizado, y de acuerdo al registro Gamma Ray (Apéndice A, Figura A.3), se verificó el tope de la arena en estudio se encuentra a una profundidad TVD 10.500' y la base a 10.510', siendo el intervalo mas prospectivo el correspondiente a una profundidad de 10.506', ya que hacia este nivel se puede observar en el registro de resistividad (Apéndice A, Figura A.3), la presencia de hidrocarburo altamente resistivo (Gas condensado). Por tal razón para la simulación de la técnica de fracturamiento se tomó la profundidad de referencia de 10.506', así como los parámetros petrofísicos que muestra la Tabla 5.2.

Porosidad promedio (%)	Permeabilidad Promedio (md)	Resistividad promedio(ohm/m)
16	156	600

Tabla 5.2. Datos Petrofísicos del Pozo G-101

La Tabla 5.3 presenta los datos de la petrofísica del pozo G-69, además se pudo observar a través del análisis del registro Densidad -Neutrón (Apéndice A, Figura A.4), que el intervalo mas prospectivo de la arena corresponde a un nivel de 10.608'-10.614' ya que aquí es en donde se observó el cruce de las curvas Densidad- Neutrón, lo cual es indicativo de la existencia de gas, que para este caso es del tipo condensado. Además al observar el registro de resistividad (Apéndice A, Figura A.5) también se corrobora lo anteriormente explicado, ya que para el mismo intervalo se observa un fluido altamente resistivo.

Porosidad (%)	K (md)	Resistividad Prom. (ohm/m)	Tope (FT)	Base (Ft)	Intervalo Prospectivo (Ft)
11	156	50	10600	10620	10608-10614

Tabla 5.3. Datos de la Arena MES6, a través del pozo G-69.

En el Apéndice B, Figura B.1, B.2 y B.3, se muestran los Diagramas Mecánicos de los Pozos que fueron objetos de un análisis prospectivo minucioso, con el fin de poder observar aquellos que se encontraban disponibles a nivel mecánico para evaluar el uso de la técnica de fracturamiento hidráulico en la arena de estudio. En el Apéndice B, Figura B.1, se puede apreciar que el esquema mecánico del pozo G-69 presenta condiciones desfavorable para aplicar un tratamiento de estimulación, debido a que muestra un aislamiento tanto por encima como por debajo de la arena, como consecuencia de una posible mala cementación en el intervalo de la MES6, lo cual nos originaría no tener un control de la fractura en caso de que se llegase emplear esta técnica de estimulación, por lo que el pozo G-69 es descartado mecánicamente ya que no cumple con la condiciones mecánicas óptimas que nos permitan realizar un fracturamiento hidráulico. En el Apéndice B, Figura B.2 y B.3, muestran que la arena MES6 se encuentra completado en los pozos G-77 (con una terminación doble) y G-101 (presentando una terminación sencilla), los cuales nos permiten seleccionarlo como posibles candidatos para una estimulación. Los pozos G-5 y G-78 fueron descartados mecánicamente, ya que al revisar sus diagramas mecánicos respectivamente nos encontramos que ambos no se encontraban

completados en la arena MES6, esto se puede apreciar en el Apéndice B, Figura B.5 y B.4, por lo que limitaba su escogencia, debido a que primeramente deben realizarse trabajo de reacondicionamiento en los pozos que nos permitan garantizar y obtener las condiciones idóneas para aplicar el fracturamiento hidráulico en estos pozos. Por otra parte los pozos G-8 y G-97, fueron desechados ya que no se pudo obtener información alguna por parte de la Gerencia de Yacimiento de PDVSA, Distrito Anaco, por lo que estos pozos no fueron tomados en cuenta para realizar el estudio.

5.1.2 Metodología de selección para la identificación de pozos candidatos a fracturamiento hidráulico.

El éxito o falla depende directamente de la calidad del pozo candidato; si el candidato es excelente se asegurara el éxito del tratamiento. Deben considerarse muchas variables, y las relaciones entre ellas, por lo que esta tarea de selección de candidatos óptimos se hace difícil aun para un experto, que muchas veces debe manejar términos indefinidos, tales como “baja permeabilidad”.

Con el fin de profundizar en la búsqueda de pozos candidatos a un tratamiento de estimulación fue necesario el establecimiento de un esquema o procedimiento que permita seguir, acertadamente, los lineamientos considerados para llegar a la determinación de que el pozo, que esté siendo sometido a dicha metodología de selección de candidatos, sea un verdadero candidato al tratamiento de estimulación. Para ello se describen a continuación los pasos que deben seguirse antes de aplicar un fracturamiento hidráulico, de manera de tener bien sustentada la necesidad de que algún pozo requiera ser estimulado.

5.1.2.1 Revisión de la Historia de Producción del Pozo.

El objetivo de iniciar esta metodología con la revisión del comportamiento de producción del pozo, es básicamente, porque con un tratamiento de estimulación cualquiera, ya sea acidificación matricial, o fracturamiento hidráulico para arenas de baja, media o alta permeabilidad, o cualquiera que sea el caso que se adecue a las exigencias de cada yacimiento en particular, lo que se quiere es lograr un incremento en la productividad del pozo.

Por ello, debió estudiarse primeramente si ha declinado la producción del pozo a lo largo de su vida productiva y si existiese dicha declinación, evaluar las causas que la han originado. A partir de allí investigar si dicho detrimento en la producción amerita la aplicación de una estimulación por fracturamiento hidráulico.

También es importante conocer la reserva de esos pozos para tener presente si es considerable aplicar una estimulación. Para este caso en específico, un trabajo de estimulación implica altos riesgos por las altas presiones que se manejan, además de los altos costos por los equipos, material y el personal requerido para ejecutar el trabajo. Por esto es primordial observar si existe un declive importante en la producción para, posteriormente, considerar otros factores que también influyen en las causas que originan la ejecución de un fracturamiento hidráulico y que son descritos seguidamente.

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

Una vez estudiado el comportamiento de producción del pozo de interés y observado que el pozo no sigue un desarrollo normal en su productividad, se deben revisar los registros que disponga el pozo. A través de ellos evaluar, para el intervalo de interés, todas las propiedades litológicas y parámetros proporcionados por los

distintos tipos de registros, como porosidad, permeabilidad, saturación, presencia de lutitas, esfuerzos actuantes en la formación, indicios del tipo de hidrocarburo presente en la formación, entre otros.

Esto permite realizar una evaluación óptima basada en el conocimiento e interpretación de estos parámetros del pozo y del yacimiento, y considerar si la arena o yacimiento en estudio son buenos prospectos, desde el punto de vista de que poseen buenas características petrofísicas y litológicas que bajo un esquema dado de explotación no están siendo aprovechadas de la mejor manera, pero que sin embargo, un tratamiento de estimulación permitiría restaurar el nivel de productividad original o incluso aumentarlo, creando un canal de flujo nuevo y más grande que cualquiera de los preexistentes promoviendo un área de drenaje adicional al yacimiento.

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

Los parámetros pueden estudiarse mediante un modelo lógico, para seleccionar y clasificar candidatos y los resultados documentados pueden usarse para refinar el

modelo. La Figura 5.4 nos permite apreciar las características óptimas necesarias para realizar un tratamiento de estimulación.

Parámetro	Simbolo	Unidades	% de Peso
Pemeabilidad / Viscosidad	KO/ μ	Md/Cp	25
Porosidad	ϕ	%	5
Factor de daño	S	Adimensional	20
Espesor Neto	h	Pies	10
Saturación de Agua	Sw	%	10
Profundidad	D	Pies	5
Grad. de Presión del Yac.	gp	Lpc/pie	10
Area de Drenaje	A	Acres	5
Condición Mecánica	Wd	Adimensional	10

Tabla N° 5.4 Parámetros importantes en la selección de un pozo candidato.

Posterior a conocer las propiedades presentes en el yacimiento de interés se debe observar si la producción del pozo incrementa si se llegase a estimular, para esto se aplica la técnica de análisis nodal que permite simular la condición actual de producción del pozo, para luego compararla con la posible producción del pozo ya estimulado, y de esta manera evaluar qué tan significativo sería el incremento de producción del pozo en estudio.

5.1.2.3 Selección de la Técnica de Estimulación por Fracturamiento Hidráulico.

Luego de que el pozo, arena o yacimiento en estudio incrementan de manera significativa el nivel de producción actual a través de un fracturamiento hidráulico, se procede entonces a definir la mejor técnica de estimulación por fracturamiento hidráulico, y determinar qué tipo de fractura conviene aplicar al intervalo que lo requiere, basado en el estudio de las propiedades de yacimiento antes mencionadas. Entre las técnicas de estimulación se encuentran:

- Fracturamiento de Gran Penetración
- Fracturamiento de Mediana Penetración
- Fracturamiento Corto Frac and Pack

Para yacimientos de permeabilidad baja ($<5\text{md}$), el pozo requiere de una fractura de alta penetración, evidenciado esto por el hecho de que el canal más conductivo, en este caso, se logra a partir de que la fractura posea una mayor longitud, es decir, presente su crecimiento a medida que la penetración sea más profunda y no hacia el alto o ancho de la misma, porque en yacimientos de baja permeabilidad la longitud empaquetada es lo más relevante, debido a que de allí dependerá la capacidad de flujo del yacimiento.

Para rangos de permeabilidades entre 5 y 100 md, la fractura requiere una penetración media, pues dicho rango se ajusta dentro de valores relativamente normales de permeabilidad. Esto requiere que la fractura crezca en proporciones equilibradas, tanto el largo, como el ancho y alto de la misma.

Si por el contrario, la permeabilidad del yacimiento es superior a los 100 md, un ancho de fractura grande es esencial para el desarrollo de la fractura adecuada. Para ello se requiere entonces de una penetración corta pero de muy alta conductividad. Esto se logra a través de una técnica de bombeo, desarrollada en los últimos años, conocida como arenamiento en punta (Tip Screen Out ó TSO), la cual permite limitar el crecimiento lateral de una fractura hidráulica considerablemente, y como consecuencia inflar su anchura para originar una conductividad mayor.

Si además de ser zonas altamente permeables ($>200\text{ md}$) la formación es no consolidada, evidenciado por la producción de arena, entonces se requiere de la técnica de estimulación Frac and Pack, que básicamente es un método que involucra

una fractura hidráulica con TSO bombeando el fluido a través de una herramienta y se coloca una rejilla para impedir que la grava (arena) se produzca.

5.1.2.4 Verificación del Estado Mecánico del Pozo

Esta etapa es llevada a cabo con el objetivo de comprobar si el esquema de completación actual del pozo es apto para soportar las presiones ejercidas durante la ejecución de un fracturamiento. Esta revisión puede hacerse a través de programas que simulan el movimiento de tuberías al que pudiera estar sometido el pozo durante la ejecución de un trabajo de fracturamiento hidráulico, y en caso de no soportar los esfuerzos ejercidos y presentarse cualquier falla en la tubería diseñar entonces un programa de reacondicionamiento o rediseño de la completación que permita lograr las condiciones mecánicas óptimas.

5.1.2.5 Diseño del Tratamiento de Fractura

Una vez que se tienen en cuenta los pasos expuestos anteriormente y que se han abarcado todas esas consideraciones, se procede al diseño de un tratamiento de fractura que permita adaptarse a las exigencias de cada arena en particular.

El diseño de un tratamiento de fractura se hace a través de programas computarizados que poseen las compañías encargadas de suministrar este tipo de servicios a las empresas que así lo requieran, entre las más conocidas se destacan Halliburton, el cual se denomina FracProPT10.2, y Schlumberger, que utiliza el Fracade. Ambos simuladores a pesar de poseer distintas configuraciones tienen el mismo fin, el cual es permitir, a través de los datos de entrada, suministrados en su mayoría por los registros, determinar las propiedades mecánicas de la formación y a partir de ahí diseñar un tratamiento de fractura que más se adapte a las condiciones presentes en la zona estudiada, obteniendo la geometría de fractura (largo, alto,

ancho), así como las presiones requeridas para un trabajo de este tipo y además proveen el esquema de bombeo y tipos de materiales necesarios para lograr una fractura que proporcione los resultados deseados. Los datos requeridos para diseñar un tratamiento de Fractura son los siguientes:

- Datos de la completación y estado mecánico del pozo
- Propiedades de las diferentes capas de la formación
- Datos del fluido de fractura y sus aditivos
- Datos del agente de soporte
- Datos de producción del pozo
- Datos económicos

5.1.2.6 Verificación de la Disponibilidad de Materiales y Equipos

Luego de controlar todos los parámetros correspondientes a las etapas antes descritas, si se decide fracturar la formación, debe comprobarse para ello la disposición de materiales y equipos necesarios para llevar a cabo este trabajo.

5.1.2.7 Elaboración de la Propuesta Técnica y Económica

Estas propuestas son de gran importancia antes de tomar la determinación de ejecutar un tratamiento de estimulación por fracturamiento hidráulico, porque en ellas está contenida toda la información referente a las simulaciones realizadas para diseñar dicho tratamiento. Generalmente este reporte es presentado por las compañías de servicios, en donde representan las características que tendrá la fractura hidráulica, de realizarse, además de las razones por las cuales se debería realizar la fractura y las ventajas proporcionadas a la producción, en caso de realizarse el proceso.

5.1.2.8 Ejecución de la Estimulación por Fracturamiento Hidráulico

Una vez planteada la propuesta de ejecución del tratamiento, pasa a ser analizada por el departamento de yacimientos en donde se evalúan, en conjunto, todos los parámetros y consideraciones que presentan las compañías de servicios en sus propuestas para estudiar si los argumentos expuestos son los acertados y permitan el logro del objetivo propuesto, que no es otro que mejorar las condiciones de flujo y producción del pozo, para cumplir con los compromisos de producción establecidos para cada uno.

5.1.2.9 Evaluación y Documentación de Resultados

Finalmente, luego de ejecutada una fractura, se presentan los informes finales de fracturas, que contienen los resultados de todo el trabajo, proporcionando además, la información del minifrac, prueba realizada antes de ejecutar la fractura con la finalidad de calibrar las propiedades mecánicas de la formación, y los coeficientes de pérdida de filtrado a la formación. Además de la información de el fracturamiento y el resultado final del proceso. Dicha información permite evaluar, el beneficio obtenido con este trabajo de estimulación, y si fue alcanzado o no, con la fractura, el resultado esperado.

5.1.3 Diseño de la técnica de fracturamiento hidráulico

Antes de determinar el diseño de fracturamiento hidráulico adecuado a las exigencias de la arena correspondiente a este estudio, fue necesario conocer, previamente, las características del yacimiento en general, así como el comportamiento de producción del yacimiento a lo largo de su vida productiva.

La Figura 5.1 muestra el comportamiento de la producción de petróleo y gas correspondientes al pozo G-77, en donde se observa que desde el inicio de la

producción (1987) las tasa de producción promedio de gas se mantuvo por el orden de 2.210 MMPCND, en Junio del 2.005 los niveles de producción mensual se encontraban por el orden de los 3.430 MMPCND, la cual disminuyó drásticamente para Noviembre del mismo año a 1.100 BND, presentando una disminución de hasta un 60% de la producción original, llegando alcanzar 635 MMPCND, este detrimento en la producción también se ve reflejada en la producción de petróleo, esta disminución considerable pudo ser indicativo de la existencia de un daño asociado al pozo, por lo que el pozo para Diciembre de ese mismo año es abandonado por su baja producción lo cual no era rentable. Cabe destacar que la producción de agua es relativamente mínima que oscila entre los BND.

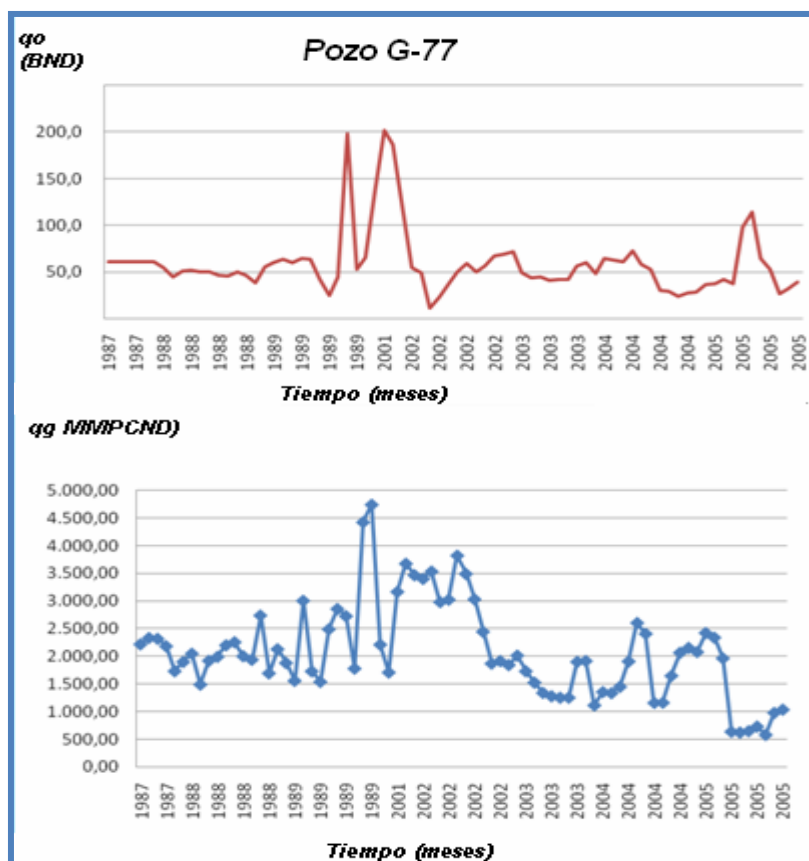


Fig. 5.1 Comportamiento de producción de el pozo G-77

Por otra parte la Figura 5.2 muestra las tasas de producción de el pozo G-101, el cual para inicios de su producción (2009) presentó una tasa de gas de 2.918 MMPCND y una tasa de petróleo de 270 BND, hay q resaltar que actualmente este pozo presenta una producción de 9.233 MMPCND, lo que nos indica que este pozo debe ser descartado para este estudio por presentar una buena producción, pero; sin embargo cabe resaltar que el mismo podría ser considerado para fracturamiento en un futuro cuando su producción decline considerablemente, ya que el mismo cumple con todos los parámetro y criterios necesarios para realizar o aplicar un tratamiento de estimulación, de acuerdo sus registros y al diagramas mecánico de completación, por lo que no se dejara de analizar el pozo G-101, aplicándosele toda la metodología para el diseño del fracturamiento hidraulico.

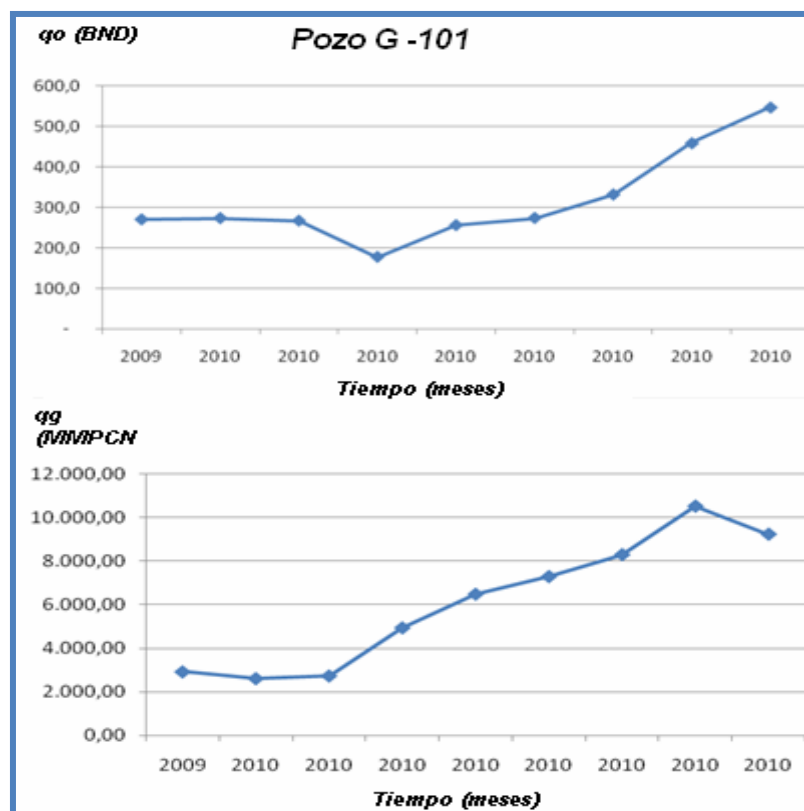


Fig. 5.2 Comportamiento de producción de el pozo G-101

5.1.3.1 Perfil de Esfuerzos Presentes en la Formación

Las propiedades mecánicas de la roca y esfuerzos presentes en el yacimiento, fueron obtenidos mediante el uso del programa Prizm de la Halliburton, el cual fue empleado para modelar el fracturamiento hidráulico en la zona de interés. Las Figuras 5.3 y 5.4 forman parte del diseño de geomecánica preliminar de la zona de interés, el cual fue realizado con el propósito de respaldar los valores de las propiedades mecánicas usadas en la estimación del modelo del fracturamiento hidráulico a través del FracPro PT10.2, debido a que dichos valores son considerados de gran importancia para la correcta estimación del campo de esfuerzos alrededor del pozo. La Figura 5.3 agrupa, de izquierda a derecha, los valores de Gamma Ray para el intervalo de interés (10.436 – 10.452) pies, la profundidad de la formación, litología presente en la formación, porosidades, saturaciones, permeabilidades, propiedades de las rocas y esfuerzos.

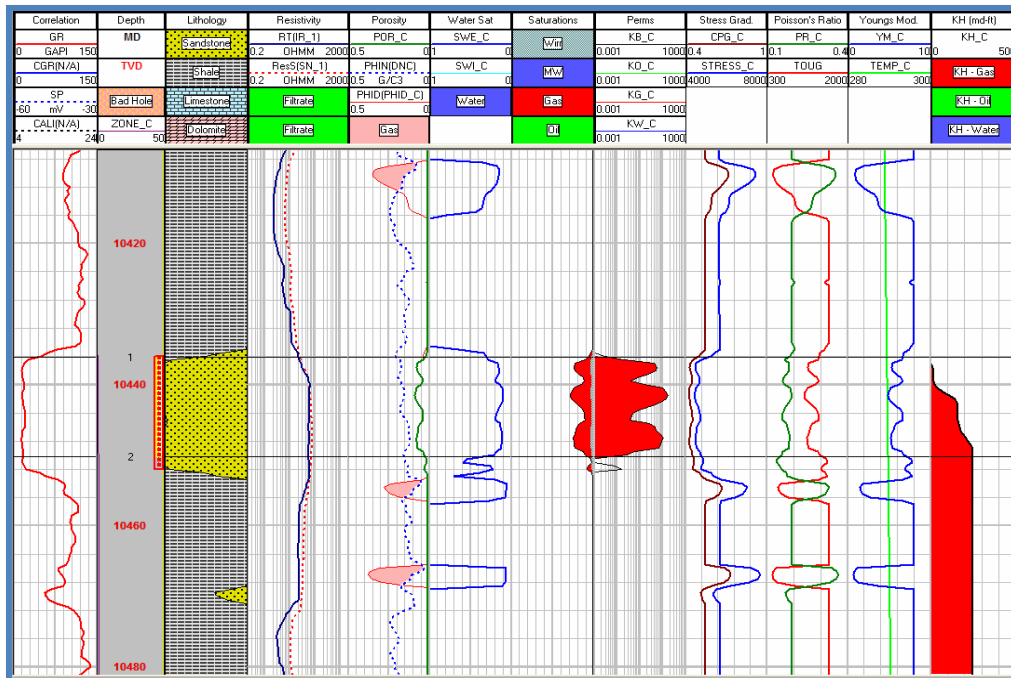


Fig.5.3 Perfil de Esfuerzos presentes en la Formación del Pozo G-77

La zona en amarillo representa el intervalo de interés al que fue sometido dicho diseño de fractura. El pozo G-77 presentó valores promedio de Relación de Poisson que oscilan entre 0,22 - 0,25 para las lutitas, y entre 0,18 - 0,20 para las arenas, lo que nos indica que la rigidez tanto de las lutitas como de las arenas están entre los rangos teóricos de Relación de Poisson. Asimismo el Módulo de Young para esta formación está alrededor de $5 - 7 \times 10^6$ lpc indicando el rango de dureza de la roca, resultando ser variable en las lutitas con respecto a las arenas. El contraste de los esfuerzos presentes varía entre 5.100 - 6.900 lpc, presentándose el mayor esfuerzo en la zona más dura (lutita) y el menor esfuerzo requerido para la deformación de la formación hacia las arenas. La Figura 5.4 nos permita apreciar la relación de las propiedades mecánicas de la roca para el pozo G-101.

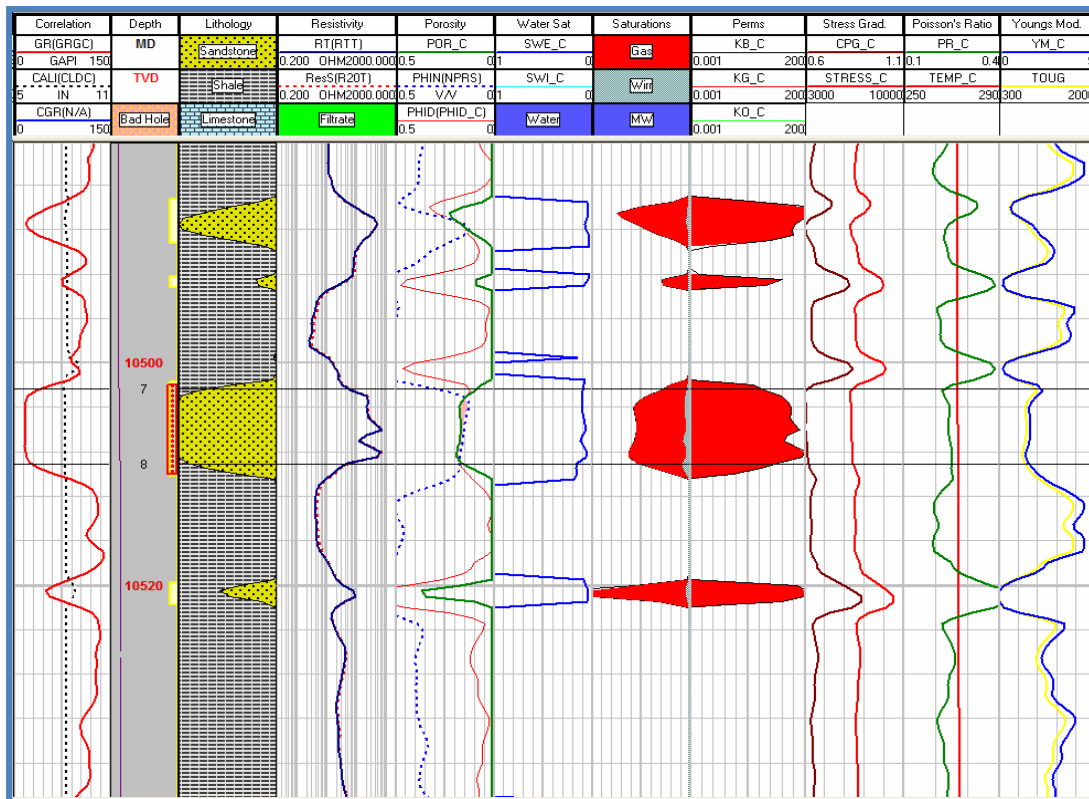


Fig. 5.4 Perfil de Esfuerzos presentes en la Formación del Pozo G-101

Para el caso del Pozo G-101, presentó valores promedios de Relación de Poisson que oscilan entre 0,25 - 0,30 para las lutitas, y se mantuvo en 0,25 para las arenas. Con respecto al Módulo de Young para esta formación está alrededor de 2,8 - 6,7 e⁺⁶ lpc. El contraste de los esfuerzos presentes varía entre 6.500 – 7.300 lpc.

5.1.3.2 Condiciones de Diseño

Para la realización de la simulación (Fracpro PT10.2) se utilizó igualmente la información proveniente de los registros Gamma Ray, Densidad-Neutrón, Inducción y Sónico de manera de estimar las propiedades petrofísicas de la formación. Se obtuvo entonces valores calculados para parámetros importantes en el diseño como lo son el módulo de Young, la permeabilidad, y esfuerzos.

La evaluación petrofísica realizada a la arena MES6 se puede apreciar en la Figura 5.5, la cual suministrada por la Gerencia de Yacimiento, PDVSA GAS ANACO y la Figura 5.6 que muestra los datos petrofísico recopilada de la carpeta de pozos.

Pozos	Tope (pies)	Base (pies)	ANP (pies)	ϕ_e	Sw	K (md)	K x h (md x pies)
G-77	10.436	10.452	16	0.45	0,4	156	2.496
G-101	10.502	10.510	8	0,16	0,07	156	1.248

Tabla N° 5.5 Datos Petrofísicos Preliminares de cada uno de los pozos de estudio generado por la Gerencia de Yacimiento PDVSA GAS ANACO.

Pozos	Presion de Yacimiento (lpca)	Temperatura de Yacimiento (°F)	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)
G-77	1.923	290	0,4	0.08-84
G-101	4.729	273	0.08	18

Tabla N° 5.6 Datos Petrofísicos Preliminares de cada uno de los pozos de estudio obtenido de la Carpeta de pozos.

Los datos necesarios para correr el simulador, fue organizado en tablas en el Apéndice C y a partir de allí se obtuvieron los resultados respecto a las consideraciones del diseño adecuado de cada pozo por separado.

Para el pozo G-101 se usó una permeabilidad de 60 md y una porosidad de 0.16. Cabe destacar que los resultados del diseño de la geometría de fractura estuvieron principalmente basados en los valores promedios de permeabilidades obtenidos por la evaluación petrofísica preliminar realizada por los Ingenieros de PDVSA, los cuales son considerados variables, por lo tanto, una fractura relativamente corta o larga dependería de los valores arrojados de permeabilidad correspondiente a cada pozo de estudio, en donde la conductividad de la fractura es más importante que la longitud de contacto o penetración lateral de la misma. Una consideración importante para el diseño de la fractura es el tipo de agente apuntalante a utilizar que en todos los casos, tanto para el G-77 y G-101, fue usado el mismo tipo

de apuntalante o proppant, denominado CarboLite 16/20. Debido a que la selección del agente de soporte se baso en función del contraste de esfuerzos de la formación y los mismos se encontraban en un rango para ambos pozos de 5.100 - 7.300 lpc de resistencia, la cual esté agente de soporte exhibe el mejor comportamiento en función de la profundidad se puede apreciar en la Figura 5.5, debido a que soporta contraste de esfuerzo en un rango que oscila 4000-8000 lpc y profundidades de 10.500, el cual nos permite preservar las condiciones del diseño, además de ser un material de soporte caracterizado por generar alta permeabilidad de empaque, la cual es primordial para proporcionar la conductividad de fractura deseada.

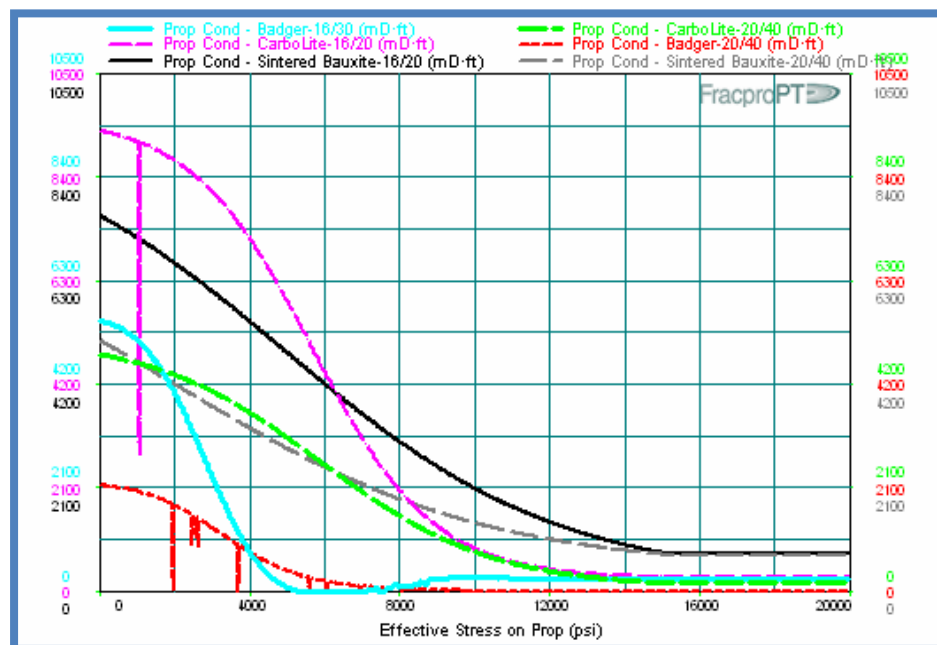


Fig.5.5 Comportamiento del apuntalante en función de la profundidad para el diseño del tratamiento de fractura.

De acuerdo a las condiciones de fondo presentes en la formación para los pozos de muestra, se sugirió el fluido de fractura denominado Hybor H (HH_40_G2K), el

cual fue escogido para este estudio por el buen desempeño del mismo bajo los rangos de temperatura presentes, aproximadamente 280°F.

Para el pozo G-77 se tiene solo un intervalo cañoneado que cubre el lente de arena en estudio, y el crecimiento de la fractura se extendió hasta 136 pies, la cual es acorde para la permeabilidad que presenta el yacimiento que es de 0.1 md aproximadamente con una conductividad de 4887 md-pie, como se observa en la figura 5.6. Cabe resaltar que el largo, ancho y alto de la fractura va a depender de la resistencia de la roca a fracturarse y de la permeabilidad del yacimiento, ya que para yacimientos de baja permeabilidad lo que importa es la longitud de la fractura para generar la conductividad deseada, debido a que se quiere abarcar la mayor área de drenaje posible del yacimiento para aprovechar mayormente las reservas que presenta la arena.

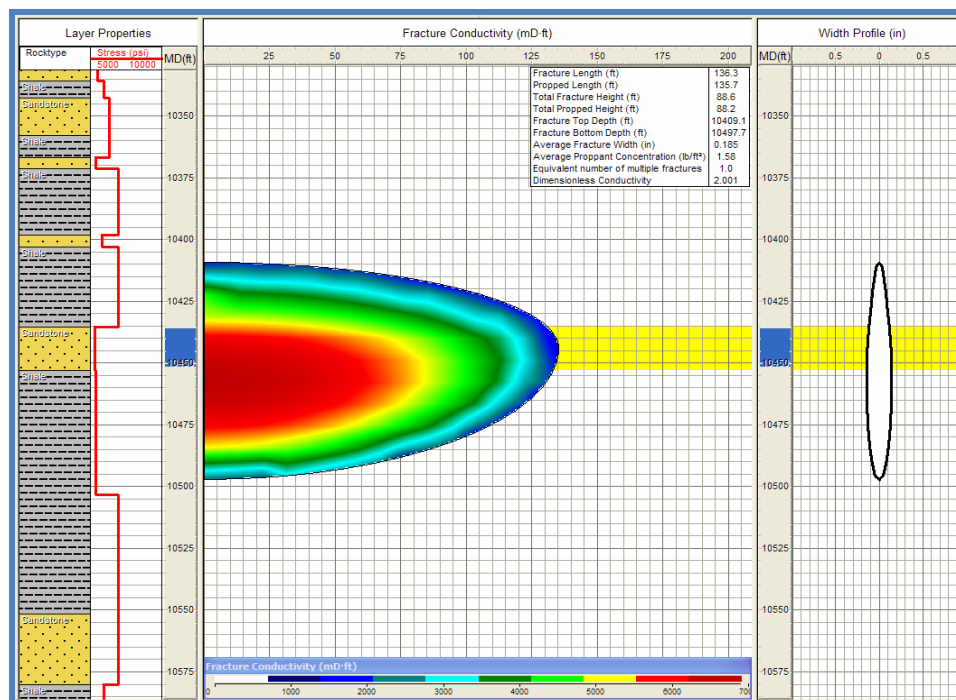


Fig. N°5.6 Perfil de Fractura del Pozo G-77.

A través de la Conductividad Adimensional de la fractura, la cual nos permite medir la capacidad de flujo en el yacimiento, se pudo obtener un valor de 2, lo que es indicativo de que la misma es optima para realizar el estudio, debido a que valores de conductividad adimensional mayores a 1.6 indican teóricamente que la fractura es optima, ya que garantiza que las propiedades mecánicas de la roca utilizadas en el esquema se encuentran entre los perfiles aceptable para el diseño de la fractura.

Para el pozo G-101 se obtuvo una longitud de fractura de 109 pies y una conductividad de 8992 md-pie como se observa en la Figura N° 5.7.

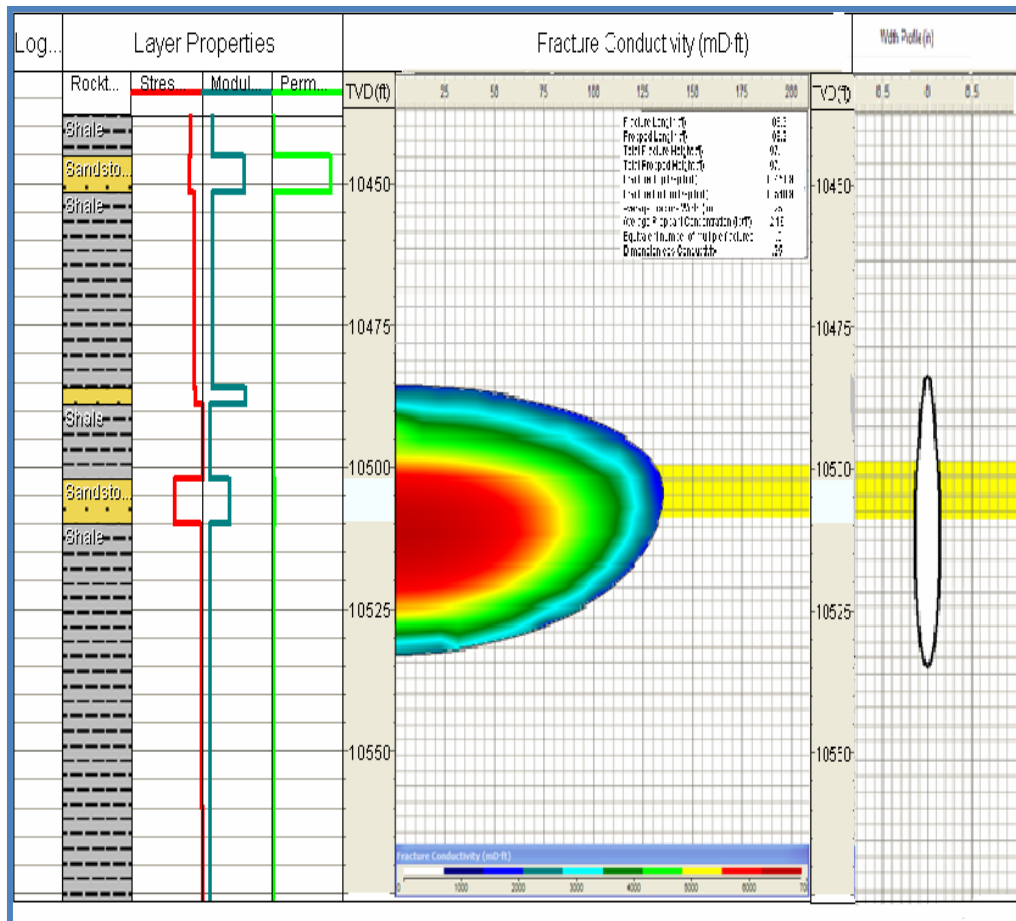


Fig. N° 5.7 Perfil de Fractura del Pozo G-101.

En la Tabla 5.7 se puede observar un resumen de los parámetros obtenidos del diseño de la fractura, el cual nos permite comparar las propiedades mecánicas de la roca arrojados por el simulador para cada pozo en particular.

Los resultados del diseño de la geometría de fractura obtenida por el simulador fueron ubicados, en detalle, en el Apéndice D.

Parámetro Obtenido por el FracProPT10.2	G-77	G-101
P neta máxima (lpc)	1923	4729
Longitud de fractura (pies)	136	109
Long. de frac empacada (pies)	136	109
Alto de fractura (pies)	89	97
Alto de frac empacada (pies)	89	97
Ancho máx de fractura (pulg)	0,29	0,37
Conductividad de fractura promedio (md*pies)	4887.3	8992.7
Tasa de bombeo (bpm)	17	15

Tabla N° 5.7 Resumen de Resultados Arrojados por el FracProPT10.2

5.1.4 Estudio de la factibilidad de aplicación del fracturamiento hidráulico

Con los resultados obtenidos del diseño de fractura para los pozos G-77 y G-101, se modeló el comportamiento de producción de los mismos con el fin de estimar la producción luego de un fracturamiento hidráulico. Esto con la ayuda del Pipesim 2003, que permitió realizar el análisis nodal de los pozos. Los datos de entrada para el simulador Pipesim están tabulados en el Apéndice E. Cabe señalar que el nodo solución para la simulación se colocó en el fondo del pozo, pudiendo sensibilizar con los diámetros de los reductores.

La Tabla 5.8 resume los resultados del diseño de la dimensión de fractura óptimo para cada pozo sometido a estudio, generado mediante el uso del simulador de fracturas FracproPT; otros parámetros del diseño de las fracturas se encuentran reflejados en el Apéndice D.

DATOS	G-77	G-101
Permeabilidad Fractura (md)	212.529	213.764
Ancho Fractura (pulg)	0,29	0,37
Largo de Fractura (pies)	136	109

Tabla N°5.8 Dimensiones de fractura óptima para los pozos en estudio.

Los pozos de estudio fueron analizados de manera individual debido a que cada pozo presenta características propias exigiendo un diseño de fractura acorde con sus requerimientos individuales, su sistema de producción y el estado en el que se

encuentra la cara de la arena. Cabe destacar que es necesario considerar que las fracturas diseñadas en este proyecto están enfocadas básicamente en un estudio de las propiedades mecánicas de las rocas gracias a los registros de pozos que se han hecho en cada uno, también es necesario hacer estudios más profundos de roca tomando muestras de núcleos; y estudios de sedimentología y mineralogía para confirmar valores de permeabilidad y porosidad para así obtener con mas precisión la fractura adecuada para cada pozo.

El pozo G-77 indicó un incremento en su producción de petróleo y gas bajo una posible fractura. Este pozo reflejó que la producción no aumenta, ya que la misma se encuentra limitada por el sistema de producción. Al sensibilizar a diferentes diámetros de reductores bajo un régimen de fractura, la producción para todos los casos se mantiene en un valor nunca mayor a 1.209 BND de petróleo y 1,02 MMPCND de gas, como lo reflejan en las Figuras 5.8. Cabe resaltar que si se genera la fractura para este pozo produciría un aumento de la afluencia tanto para el petróleo como para el gas; evidentemente debido a que la fractura permitió desarrollar un área de drenaje mayor y así aprovechar una mayor cantidad de reservas. La Figura 5.9 nos permite apreciar dicho incremento significativo para el pozo.

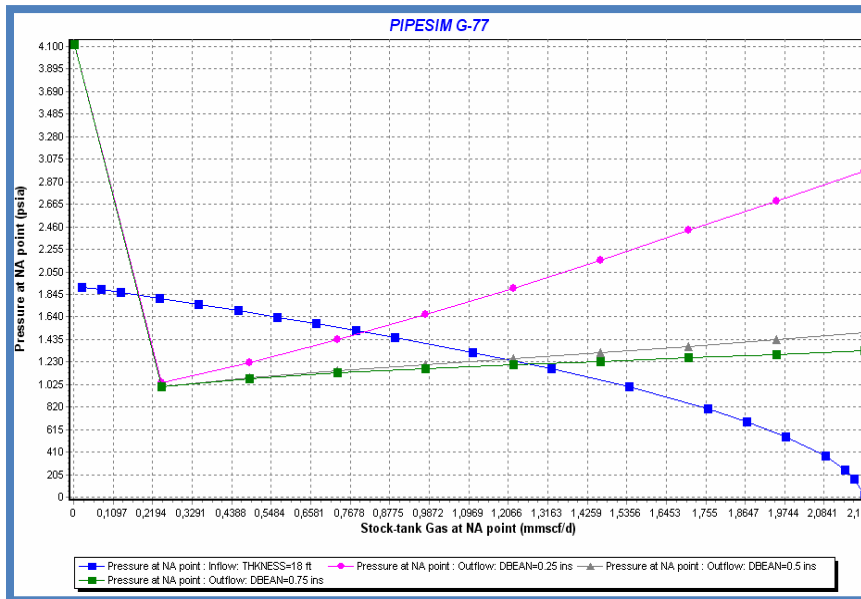


Fig. N° 5.8 Resultados de sensibilidades de Tasas de Gas con distintos diámetros de reductores del pozo G-77 PIPESIM 2003.

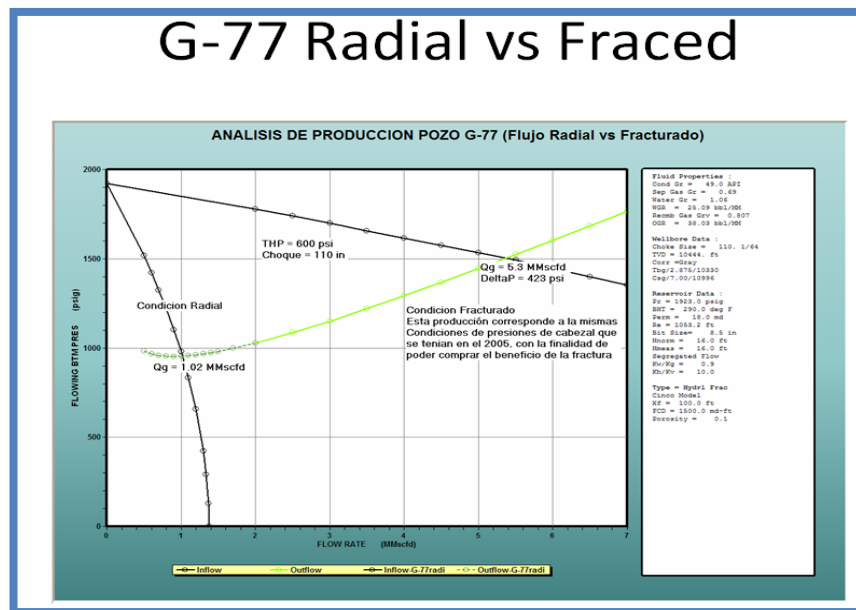


Fig. N° 5.9 Comportamiento de Producción de Gas del Pozo G-77, bajo Condiciones de Fractura FRACPRP PT.

El pozo G-101 manifestó un gran aumento de tasas de producción de petróleo y gas ante un escenario de fractura, como se observa en La figura 5.10, así como también un aumento en la afluencia máxima gracias al incremento del área de drenaje como consecuencia de la fractura el cual nos permite aprovechar las reservas e incrementar de manera significativa los niveles de producción del pozo extra, que permite obtener la fractura. Esto es importante debido a que este factor de incremento genera una buena viabilidad económica al proyecto de fracturamiento para este pozo; si se llegase a implementar. Es primordial resaltar que este pozo actualmente presenta una muy buena producción por lo que su análisis fue hecho para ser tomado en cuenta en un futuro cuando su producción actual disminuya. En el Apéndice E, se encuentran tabulados los resultados de estos análisis obtenidos de las simulaciones con Pipesim, en donde se exhiben los valores de las tasas de producción bajo las distintas sensibilidades con el diámetro de reductor; pre y post fractura.

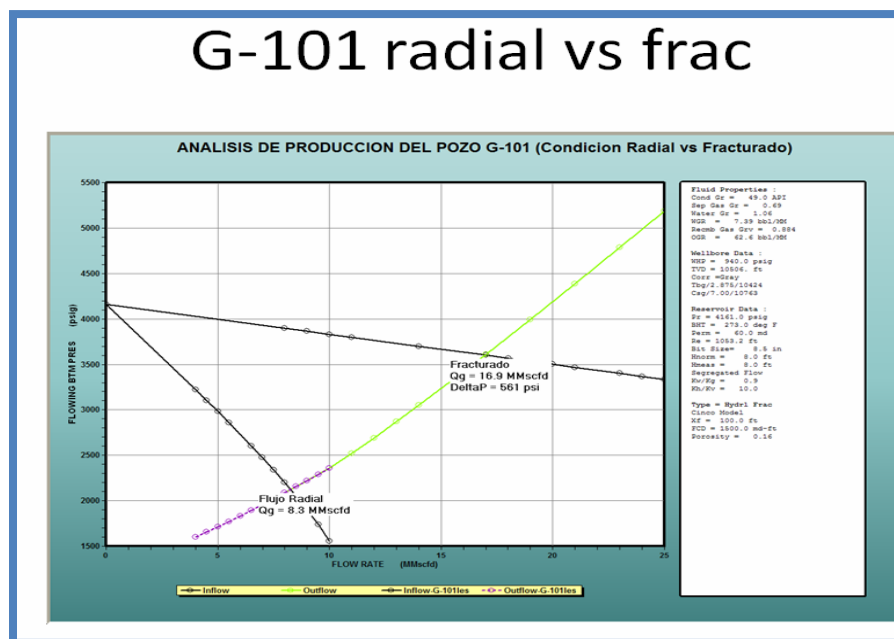


Fig. N° 5.10 Comportamiento de Producción de Gas del Pozo G-101, bajo Condiciones de Fractura FRACPRP PT.

Para la ejecución del programa de evaluación económica de aplicar el fracturamiento hidráulico en la arena MES6, mediante los pozos G-77 y G-101, se debe tomar en cuenta el costo de un reacondicionamiento simple (RA/RC) antes de ejecutar el trabajo, debido a que estos pozos requieren poseer un sistema mecánico de completación óptimo para soportar las altas presiones asociadas a un trabajo de fracturamiento hidráulico, que pudiera poner en riesgo la integridad de las sartas y de todo el equipo mecánico expuesto a tales presiones.

Las Tablas 5.8 expuestas a continuación, muestran los resultados arrojados por la evaluación económica.

INDICADORES ECONOMICOS	PDVSA Gas
TASA INTERNA DE RETORNO (%)	47,59
VALOR PRESENTE NETO (MUS\$) a 15%	2.774.167
TIEMPO DE PAGO DINAMICO (AÑOS) (a partir del Año Base)	1,80

Tabla N°5.8 Evaluación económica – Pozo G-77.

Para la interpretación del estudio económico se consideró, únicamente, el valor presente neto obtenido a la tasa mínima de declinación del petróleo y gas (12%), ya que el valor arrojado de tasa interna de retorno no se considera representativo, para esta investigación, pues dicho parámetro representa el porcentaje de la tasa que permite recuperar la inversión realizada al inicio de un proyecto. Los resultado se

aprecian en la Figura 5.11, donde relaciona la producción acumulada con la el costo de de la inversión a un plazo de 10 años

El valor presente neto de un proyecto puede encontrarse dentro de los distintos rangos mostrados a continuación, y a partir de allí se interpreta la rentabilidad del proyecto:

Si: $VPN > 0$ Proyecto es rentable

$VPN = 0$ Mínima rentabilidad

$VPN < 0$ Se rechaza el proyecto

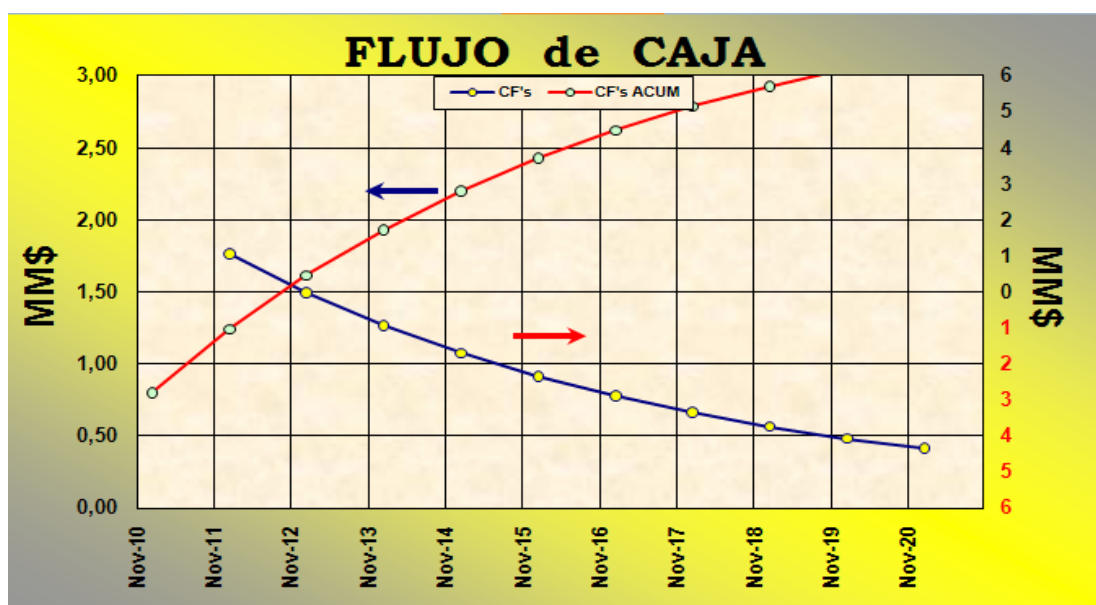


Fig. N°5.11 Evaluación económica – Pozo G-77.

Según los resultados obtenidos, el proyecto es económicamente rentable para los dos pozos, debido a que el valor presente neto es mayor que cero en los dos casos. Sin embargo debemos recordar que el pozo G-101 fue tomado en cuenta para un futuro cuando disminuya su producción actual. Es importante resaltar que para ambos pozos se indica que la inversión se recuperaran en un tiempo muy corto.

CONCLUSIONES

1. El Campo Guarío puede ser considerado actualmente prospecto a fracturamiento hidráulico en la arena MES6.
2. El Fracturamiento Hidráulico es una técnica rentable para la arena MES6 del campo Guarío, más específicamente para los pozos G-77, con una producción estimada de 5.3 MMPCN, con un ancho de 0.29 pies y un alto de fractura 136 pies.
3. Se propone al Pozo G-77 como candidato a la aplicación de la Estimulación Hidráulica, ya que este cumple con los parámetros mecánicos, mineralógicos, técnicos y económicos requerido para el uso de la técnica del Fracturamiento Hidráulico.
4. El pozo G-101 presentan una buena producción actualmente, sin embargo es candidato a fracturamiento hidráulico cuando la producción decline.
5. El pozo G-69 fue descartado para la implementación de una estimulación por presentar una mala cementación.
6. Las tasas de producción de Petróleo y Gas aumentarían hasta en un 400% para el pozos G-77, ante un posible fracturamiento hidráulico en el yacimiento Mes6.

RECOMENDACIONES

- ✓ Realizar pruebas mensuales de producción a cada uno de los pozos con su respectivo monitoreo.

- ✓ Realizar estudios más profundos de roca a través de muestras de núcleo, mineralogía y sedimentología que permitan una medición más real de las propiedades mecánicas de la roca y así se genere mejor diseño de la fractura para este pozo.

- ✓ Realizarle al pozo G-69 trabajos de reacondicionamiento que permita efectuarle posteriormente registros a la arena MES6, para así poder estudiar su posible estimulación.

- ✓ Deben ser analizados los efectos de movimientos, temperaturas y esfuerzos que ocurren en la sarta de tubería y las herramientas en el pozo, mediante programas que permitan simular el movimiento de la tubería durante un escenario específico de operación, para así finalmente determinar las presiones máximas permisibles de bombeo en superficie.

- ✓ Analizar las posibilidades de aplicar otros tipos de estimulaciones a los campos en estudio.

BIBLIOGRAFÍA

1. Presentación del Proyecto Gas Anaco, PDVSA, (2004).
2. Código Geológico de Venezuela, PDVSA-Intevep (1999) Disponible: <http://www.PDV.com./léxico/posters/ra/2000 htm> [Consulta: 2005. Marzo 20].
3. Pérez, R y Martínez, M, “Ingeniería de Gas Natural”, Ingenieros Consultores SRL, Maracaibo, Venezuela, (1994).
4. BARBERII, E. “El Pozo Ilustrado”. Fondo Editorial CIED. 1ra. Edición en CD-ROM, Caracas (1998).
5. GUEVARA, E. “Aplicación de Fracturamiento Hidráulico para Mejorar la Productividad de Pozos Completados en la Formación Naricual con Problemas de Producción de Arena y Precipitación de Asfáltenos”. Tesis de Grado UDO, Febrero (2001).
6. Halliburton Energy Services. “Fracturamiento Hidráulico. Conceptos Básicos y Aplicaciones Prácticas”. Seminario para PDVSA Exploración y Producción, Norte de Monagas, Febrero (1999).

7. CIED, “Optimización del Sistema de Producción (Análisis Nodal)”, Centro Internacional de Educación y Desarrollo, PDVSA, Junio, (1997).
8. Gerencia General de Finanzas de Corpoven; S.A. “Evaluación Económica de Proyectos”, Caracas (1995).
9. Tamayo, Mario. “El Proceso de la Investigación Científica”. Tercera Edición. Editorial Limusa S.A. México. (1996).
10. Sampieri, R. “Metodología de la investigación”. McGraw-Hill, Interamericana Editores. 2da Edición. México. (1998).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	“Evaluación de la Factibilidad Técnico – Económica del Fracturamiento Hidráulico en el Campo Guarío”.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Valenzuela Barrios, Carolina del Valle	CVLAC: 18.453.395 EMAIL: krolinavalenzuela@hotmail.com
Galindo Beltran, Luis Alejandro	CVLAC: 17.046.550 E MAIL: galindo.luis@arpca.net
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Fracturamiento Hidráulico

Factibilidad Técnico Económica

Producción

Yacimientos

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

RESUMEN (ABSTRACT):

Este trabajo de investigación consistió en estudiar la factibilidad técnico-económica de aplicación del método de estimulación por fracturamiento hidráulico en la Formación Merecure del Campo Guarío, Distrito Anaco; con la finalidad de incrementar la producción de esta arena. Para dicha investigación se seleccionaron tres pozos del Campo Guarío G-69, G-77 y G-101. Se generó una base de datos que incluyen los trabajos de fracturamiento realizados en el Distrito Anaco; que permitió verificar que variables influyen en el comportamiento de la fractura, y así se pudo optimar el diseño de éstas en los pozos en estudio. Posteriormente se analizaron las propiedades de los pozos involucrados en este estudio, para diseñar el tratamiento de fractura apropiado a las condiciones presentes. Luego, se realizó mediante un diagrama de flujo la metodología de selección de pozos candidatos a fracturamiento hidráulico. Por último, bajo las propiedades de las fracturas diseñadas de los pozos en estudio, se analizó el comportamiento de producción que se obtuvo después de la estimulación, mediante el Pipesim 2008. La técnica de fracturamiento hidráulico resultó ser factible desde el punto de vista técnico y económico para la arena de estudio, los pozos G-77 y G-101 aumentando su producción en un 400% y 80% respectivamente.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Morales, Jhonles	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL	jjmorales@gmail.com			
	E_MAIL				
Rodríguez, José	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Velázquez, Carmen	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	02	18
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Evaluación de la Factibilidad Técnico – Económica del Fracturamiento Hidráulico en el Campo Guarío.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: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

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 de grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quién lo participará al Consejo Universitario”.

AUTOR

Carolina del Valle Valenzuela Barrios

AUTOR

Luis Alejandro Galindo Beltran

TUTOR

Jhonles Morales

JURADO

José Rodríguez

JURADO

Carmen Velázquez

POR LA SUBCOMISION DE TESIS