

**SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO.**

**AUTORES: JULIAN ENRIQUE GARCIA FLOREZ
NELCY VIVIANA LEIVA POLANCO**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE PETRÓLEOS
NEIVA - HUILA
ABRIL 2013**

**SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO.**

**AUTORES: JULIAN ENRIQUE GARCIA FLOREZ
NELCY VIVIANA LEIVA POLANCO**

**TESIS DE GRADO PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
DE PETRÓLEOS**

**DIRECTOR
LUIS HUMBERTO ORDUZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE PETRÓLEOS
NEIVA - HUILA
ABRIL 2013**

Nota de aceptación

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, 03 de Abril de 2013

DEDICATORIA

Este arduo trabajo de investigación, es una propuesta para facilitar y evitar problemas en operaciones de fracturamiento hidráulico en pozos, el cual, se plasma en este documento, lo queremos dedicar a nuestros padres, porque gracias a ellos y por la inspiración y motivación que ellos generaron en nosotros a través no solamente de nuestros estudios universitarios, sino a través de un largo recorrido de vida, somos excelentes personas, estudiantes y profesionales, por lo que son merecedores inicialmente de esta dedicatoria y muchísimas cosas más, las cuales manifestaremos a los largo de nuestro vivir.

AGRADECIMIENTOS

En primera instancia queremos agradecer ante todo a Dios, por habernos proporcionado todo el conocimiento, la sabiduría, el entendimiento y en especial la salud, para tomar inicialmente este gran anhelo y poderlo culminar con éxito y satisfacción.

En segundo lugar queremos agradecer a nuestros queridos padres por el apoyo incondicional que nos brindaron a través de nuestros estudios, quienes con todo su esfuerzo, su aliento y con su gran amor incondicional, nos motivaron, aconsejaron y nos ayudaron seguir por ese camino como mejores personas y como profesionales.

En tercer lugar le agradecemos al Ingeniero Fernando Portela, y al Ingeniero Luis Humberto Oruz, quienes desde un comienzo nos guiaron y nos dieron las pautas necesarias para poder desarrollar este trabajo exitosamente.

Y finalmente agradecemos al grupo de profesores de la Universidad Surcolombiana que nos acompañaron a través de nuestros estudios, quienes nos proporcionaron con todo su entusiasmo gran parte de su conocimiento y experiencia, para ayudarnos a formar como profesionales de altos estándares en la industria.

RESUMEN DOCUMENTAL

Para iniciar con el procedimiento de selección de un pozo candidato para aplicar fracturamiento hidráulico, es de suma importancia haber previamente recolectado la mayor cantidad de información disponible sobre el pozo que se va a evaluar, para así después de un análisis y procedimiento sistemático plasmado en este trabajo, afirmar si en el pozo es adecuado y rentable, para ejecutar la operación de estimulación.

Comenzando con el desarrollo de este documento, se establecerán y explicarán cada uno de los conceptos, conocimientos y parámetros necesarios, para llevar a cabo el desarrollo de dicho procedimiento.

En el primer capítulo se retoman todos los parámetros básicos de yacimientos que son necesarios conocer para poder iniciar con el desarrollo de la guía de selección. En su gran mayoría, estos parámetros se obtienen gracias a la información proporcionada por los estudios de análisis de núcleos, pruebas de presión, pruebas PVT y registros eléctricos, los cuales, permiten llegar a estimar información muy valiosa, tal como lo es la permeabilidad, porosidad, resistividad, litologías, factor de daño, y demás características de la formación y de los fluidos que habitan en el reservorio donde se encuentra determinado pozo.

En el segundo capítulo se muestra la guía sistemática con los pasos a seguir, para llevar a cabo de forma práctica una adecuada selección de pozos candidatos a estimular a través de la inducción de una Fractura Hidráulica.

En el tercer capítulo se muestra la teoría y el análisis de lo que representa la inducción de una fractura hidráulica en un pozo. En donde se parte desde los objetivos de un fracturamiento hidráulico, pasando por los parámetros básicos como dimensiones de una fractura, tortuosidad, propiedades mecánicas de la roca, significado de las presiones y las permeabilidades, modelos de fractura,

fluido fracturante y efectos adicionales que se proporcionan a la formación y a las condiciones del pozo en general al momento en el que se desarrolla una intervención con Fracturamiento Hidráulico.

En el cuarto capítulo se da a conocer explícitamente la estrategias de las operaciones que se deben de tener en cuenta al momento de planear un fracturamiento hidráulico, al igual que toda la información del pozo que se requiere para realizar el estudio adecuado de la selección de candidatos, de forma resumida haciendo énfasis en lo que tiene que ver con el completamiento de un pozo, integridad del cemento e integridad del revestimiento, zonas aisladas, estrategias de aislamiento, cañoneo, historial de cañoneo, estrategias de cañoneo, esquemático de pozo, columna estratigráfica, últimas pruebas de pozo, entre otros.

Finalmente en el quinto capítulo se muestra el desarrollo de modelos matemáticos usados en fracturamiento, lo cual, permite observar las variaciones de espesor y longitud de fractura con respecto a volumen inyectado, teniendo en cuenta diferentes permeabilidades.

Palabras claves:

Pozo candidato, selección, procedimiento, fractura hidráulica, estrategias de cañoneo, limitaciones del yacimiento, parámetros de fractura, modelos de fracturamiento.

SUMMARY DOCUMENTAL

In order to begin the procedure of candidate selection for hydraulic fracturing it is important to collect as much information as possible previous to evaluate a specific well, so that after analyzing and applying a systematic procedure which will be developed in this document to be able to make sure in this well is profitable to execute a fracturing operation.

To start with this document, it will be established and explained every definition, knowledge and parameter which is necessary to develop this specific procedure.

The first chapter involves basic reservoir parameters that are necessary for being able to start to work over the candidate selection guide. The most of these parameters are obtained through information which is provided by cores evaluation, pressure tests, PVT and electric logs which allow to obtain important information such as permeability, porosity, resistivity, lithology, skin among others reservoir and fluids characteristics.

In the second chapter is showed the guide with the specific steps to be taken for making in a practical way the well candidate selection to apply hydraulic fracturing.

In the third chapter is showed the specific theory about Hydraulic Fracturing in a well, where is mentioned the mean objectives of fracturing operations, passing through basic fracture parameters, meaning of pressure and permeability, rock mechanical properties, fracture models, fracture fluids and additional effects which are generated over the formation and well conditions when the fracturing hydraulic intervention is developed.

The fourth chapter is about the strategies that must be taken into account when the fracturing operation is being planned and also it involves all the well information which is required to do the evaluation of candidate selection.

Finally the fifth chapter shows the mathematical models implemented in fracturing operations, permitting to observe thickness and length variations respect to injected volume, taking into account different permeabilities.

Keywords:

Well candidate, selection, hydraulic fracturing, perforating strategies, limitations of the reservoir, fracture parameters, fracturing models.

CONTENIDO

	Pág.
DEDICATORIA.....	IV
AGRADECIMIENTOS.....	V
RESUMEN.....	VI
SUMMARY.....	VIII
INTRODUCCIÓN.....	XVII
CAPÍTULO 1: PARÁMETROS DE YACIMIENTO	20
1.1. Parámetros Primarios.....	20
1.1.1. Permeabilidad.	20
1.1.2. Porosidad.	20
1.1.3. Saturación de agua.	21
1.1.4. Factor de Formación.	21
1.1.5. Resistividad del Agua de Formación.....	21
1.1.6. Espesor Efectivo.	22
1.2. ANÁLISIS DE NÚCLEOS.....	22
1.2.1. Perfil de Radiación Gamma.	22
1.2.2. Pruebas de Porosidad y Permeabilidad.	22
1.2.3. Saturación de fluidos.	22
1.2.4. Densidad Efectiva.	22
1.3. REGISTROS ELÉCTRICOS.....	23
1.3.1. Registros de resistividad..	23
1.3.2. Registros de Densidad, Neutrónico y Sónico.....	23
1.3.3. Registro de Revestimiento y Cementación (USIT – CBL/ VDL – GR).....	23
1.3.4. Registro de Temperatura	24
1.4. PRUEBAS DE PRESIÓN.....	24
1.4.1. Pruebas de Restauración de Presión (Build Up).....	24
1.4.2. Pruebas de Declinación de Presión (Drowdown).	24
1.5. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS POR LA FORMACIÓN.....	24
1.5.1. Análisis P.V.T.	25
1.6. DAÑO DE LA FORMACIÓN.....	26
1.6.1. Mecanismos de Daño en la Formación.	26

1.6.2. Clasificación General de Formas de Inducir Daño en la Formación	27
1.6.3. Daño a la Formación Durante las Operaciones.	28
CAPÍTULO 2: GUIA DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	29
2.1. RECOLECCIÓN DE LA MAYOR CANTIDAD DE INFORMACION DISPONIBLE CON SU RESPECTIVO ANÁLISIS PARA CADA POZO A SER ESTUDIADO COMO CANDIDATO AL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	34
2.1.1. Propiedades de los fluidos de formación.....	36
2.1.2. Geología general y estructural.	40
2.1.3. Completamiento del pozo.....	41
2.1.4. Análisis de núcleos.....	41
2.1.5. Registro de pozos.	48
2.1.6. Pruebas de formación por zona.	51
2.2. LIMITACIONES Y CRITERIOS CLAVES DE UN YACIMIENTO PARA DEMARCAR LA SELECCIÓN DE CANDIDATOS	53
2.2.1. Limitaciones	56
2.2.2. Criterios para la selección de pozos candidatos. o.....	60
2.3. PLANTEAMIENTO DEL IP ANTES DEL TRABAJO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	63
2.3.1. Método del índice de productividad adimensional (JD).	65
2.4. AJUSTE DEL IP AL MODELO ACTUAL O REAL.....	67
2.4.1. Análisis NODAL.	69
2.5. ESTABLECER PARAMETROS BASICOS DE FRACTURA	75
2.5.1. Número de propante (N_{prop}).....	77
2.5.2. Conductividad de la fractura optima adimensional (C_{fD})	77
2.6. DEFINIR EL NUEVO IP DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	81
2.7. ESTABLECER COSTOS POR LA INDUCCIÓN DEL FRACTURAMIENTO ¿VALE LA PENA CONTINUAR?	81
2.7.1. Criterios económicos.	83
2.8. ESTABLECER GRADIENTE DE FRACTURA.....	84
2.9. CALCULAR PRESIÓN DE FRACTURA	85
2.10. DEFINIR PRESIONES DE TRABAJO	86
2.11. COMPLETAMIENTO DEL POZO	87

2.12. VERIFICACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO DEL REVESTIMIENTO DEL POZO	88
2.13. CAÑONEO DEL POZO	89
2.14. ELABORAR EL PLAN Y EL PROGRAMA DE FRACTURAMIENTO	90
2.15. EVALUACIÓN ECONOMICA DE TODA LA OPERACIÓN	91
CAPÍTULO 3: FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	93
3.1. Descripción General del Proceso	93
3.2. Objetivos del Fracturamiento Hidráulico.....	93
3.3. Significado de la Permeabilidad	93
3.4. Significado de la Presión	94
3.4.1. Tipos de Presión.	94
3.4.2. Presión Neta.	95
3.5. Parámetros de Fractura Hidráulica	97
3.5.1. Longitud de la Fractura.	97
3.5.2. Altura de la Fractura.	97
3.5.3. Ancho de la Fractura.....	98
3.5.4. Relación de Penetración (IX).....	98
3.5.5. Conductividad de la Fractura.	98
3.5.6. Conductividad adimensional de la Fractura.....	99
3.5.7. Número del Propante. Se define con la siguiente ecuación:	99
3.6. TIPOS DE PRESIONES EN LA FORMACIÓN.....	101
3.6.1. Presión de Sobrecarga..	101
3.6.2. Presión de Poro..	101
3.6.3. Gradiente de Fractura.	101
3.6.4. Presión de Fractura.....	101
3.7. Propiedades Mecánicas de la Roca	102
3.7.1. Esfuerzos.	102
3.7.2. Deformación.....	103
3.7.3. Dureza de la Fractura.....	103
3.7.4. Módulo de Corte (G).....	103
3.7.5. Módulo de Young (E).	104
3.7.6. Relación de Poisson (ν).	106

3.7.7. Módulo de Bulk.	107
3.7.8. Criterios de Ruptura y Cedencia.....	107
3.8. Efecto de la tortuosidad y de la Fricción de los Perforados.....	108
3.9. Modelos de Fractura Hidráulica.....	108
3.9.1. Modelo PKN.....	109
3.9.2. Modelo KGD.....	111
3.10. Step Rate Test	112
3.10.1. Step Up Tests.....	112
3.10.2. Step down Test.....	113
CAPÍTULO 4: INFORMACÓN RELEVANTE DEL ESTADO MECANICO DEL POZO	114
4.1. Completamiento de un Pozo	114
4.1.1. Clasificación de los Completamientos según el tipo de Hueco.	114
4.1.2. Clasificación del Completamiento según el número de Zonas Productoras.....	115
4.1.3. Perfil esquemático del Pozo.....	116
4.2. Cañoneo de Pozos	116
4.2.1. Estrategias de Cañoneo.	117
4.3. Integridad del Revestimiento.....	120
4.3.1. Esfuerzo a la Tensión.	121
4.3.2. Esfuerzo al Colapso.....	121
4.3.3. Esfuerzo al Estallido.....	121
4.4. Integridad del Cemento.....	122
4.4.1. Registros CBL/VDL.	122
4.4.2. Herramienta USI.....	124
4.4.3. Cementación Secundaria.....	124
4.5. Aislamiento de Zonas	125
4.5.1. Estrategias de Aislamiento.....	125
4.6. Registros de Desviación (Stratigraphic Dipmeter Log)	127

CAPÍTULO 5: APLICACIÓN DE LA SELECCIÓN DEL POZO CANDIDATO CON SU RESPECTIVO ANÁLISIS DE LOS CAMBIOS DE ANCHO Y LONGITUD DE FRACTURA DE ACUERDO A LA PERMEABILIDAD DE LA FRACTURA.	128
5.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	128
5.2. Resultados.....	133
CONCLUSIONES.....	144
RECOMENDACIONES.....	146
BIBLIOGRAFÍA	147
ANEXOS	150

TABLA DE FIGURAS

FIGURA 2.1. CAÑONEO DE LA FORMACIÓN PRODUCTORA. ¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.	
FIGURA 2.1. DIAGRAMA DE DECISIONES “SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO”.	31
FIGURA 2.2 DIAGRAMA DE INFORMACIÓN REQUERIDA DE UN POZO PARA LA SELECCIÓN DE CANDIDATOS.	35
FIGURA 2.3 DIAGRAMA DE LIMITACIONES Y CRITERIOS CLAVES DE UN POZO PARA LA SELECCIÓN.	54
FIGURA 2.4 DIAGRAMA DEL MÉTODO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD ADIMENSIONAL.	64
FIGURA 2.5 DIAGRAMA DE PROCEDIMIENTO PARA DESARROLLAR EL ANÁLISIS NODAL.	68
FIGURA 2.6. SERIES DE NODOS PARA UN ANÁLISIS NODAL.	69
FIGURA 2.7 DIAGRAMA PARA DETERMINAR LOS PARÁMETROS DE FRACTURA.	76
FIGURA 2.8 DIAGRAMA DEL PROCEDIMIENTO DEL IP DESPUÉS DEL F.H.	80
FIGURA 2.9 DIAGRAMA DE LOS CRITERIOS ECONÓMICOS.	82
FIGURA 3.1 DIAGRAMA DE ESFUERZOS PRINCIPALES SOBRE UN CUERPO.	102
FIGURA 3.2. APLICACIÓN DE LA FUERZA F EN X-DIRECCIÓN.	106
FIGURA 3.3. CAMBIO DE VOLUMEN GENERADO POR INCREMENTOS DE PRESIÓN.	107
FIGURA 3.4. GEOMETRÍA DE FRACTURA PKN.	109
FIGURA 3.5. MODELO DE KGD.	111
FIGURA 4.1. ORIENTACIÓN DE DISPAROS EN LA DIRECCIÓN DEL σ_{hmax}.	119
FIGURA 4.2. HERRAMIENTA DE ADQUISICIÓN DE REGISTROS SÓNICOS.	123
FIGURA 4.3. FRACTURAMIENTO CON TUBERÍA FLEXIBLE.	127

TABLADE GRÁFICAS

GRAFICO 2.1 PROCEDIMIENTO PARA PRUEBAS DE FUGA, LOT.	50
GRAFICO 2.2 CURVA DE OFERTA Y DEMANDA.	70
GRAFICO 2.3 CURVA IPR PARA YACIMIENTOS SUB-SATURADOS.	73
GRAFICO 2.4 RELACIÓN ENTRE N_{prop} Y CfD_{opt} (DE MARTIN, 2007).	78
GRAFICO 3.1 GRAFICO TÍPICO DE PRESIÓN & CAUDAL – “STEP UP TEST”.	112
GRAFICO 3.2 RESULTADOS DE DOS “STEP DOWN” TESTS.	113
GRAFICO 5.1 CAMBIO DEL σ_{hmin} EN FUNCIÓN DE LA VARIACIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO.	132
GRAFICO 5.2 COEFICIENTE "B". SH VS PP.	133
GRAFICO 5.3 MASA DEL PROPANTE Y RATA DE INYECCIÓN VS EL TIEMPO DE LA BOMBA.	139
GRAFICO 5.4 LONGITUD Y ANCHO DE LA FRACTURA VS EL TIEMPO DE LA BOMBA.	140
GRAFICO 5.5 CONDUCTIVIDAD OPTIMA DE LA FRACTURA VS EL NÚMERO DEL PROPANTE.	142
GRAFICO 5.6 CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA VS EL NÚMERO DEL PROPANTE.	143

TABLA DE LISTA DE TABLAS

TABLA 3.1. EFECTO DE INCREMENTAR VARIABLES DE FRACTURA.	105
TABLA 5.1 ASPECTOS GENERALES PROMEDIO DE LA FORMACIÓN X.	128
TABLA 5.2 POZOS ESTUDIADOS PARA EL DESARROLLO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.	131
TABLA 5.3 PROPIEDADES DE PETRÓLEO.	134
TABLA 5.4 PROPIEDADES DEL GAS.	135
TABLA 5.5 PROPIEDADES DEL AGUA.	135
TABLA 5.6 DATOS DE ENTRADA DE LA FORMACIÓN.	138
TABLA 5.7 DATOS DE INGRESO AL SIMULADOR.	138
TABLA 5.8 RESULTADOS DEL SIMULADOR PKN_TSO.	139
TABLA 5.9 DATOS DE PERMEABILIDAD DE FRACTURA Y NÚMERO DE PROPANTE.	141
TABLA 5.10 DATOS DE CONDUCTIVIDAD OPTIMA DE FRACTURA EN FUNCIÓN DEL <i>Nprop.</i>	141

ANEXOS

Anexo1.....	150
Anexo2.....	151

INTRODUCCIÓN

Actualmente, Colombia se está convirtiendo en un país productor de hidrocarburos a nivel internacional, por lo tanto, para seguir avanzando en el aumento en la producción, es de suma importancia y de gran interés conocer los trabajos de estimulación y el debido proceso para seleccionar el mejor pozo a ser estimulado para obtener el éxito de la operación y optimizar la producción.

Los tratamientos de reacondicionamiento, como el fracturamiento hidráulico tienen el propósito de rehabilitar y mejorar las condiciones de producción, en yacimientos declinados o con una producción baja debido a diferentes factores, tales como, producción de parafinas, sólidos, daño en la vecindad del pozo durante la perforación y/o completamiento del mismo, entre otros.

Estas operaciones deben seguir un proceso detallado para poder alcanzar resultados satisfactorios, por ende, como primera instancia para poder empezar un trabajo de fracturamiento hidráulico es importante seleccionar el mejor pozo candidato para el tratamiento basándose en una serie de pasos, cálculos y análisis precisos para escoger la mejor opción que resulta ser la más rentable económicamente.

CAPÍTULO 1: PARÁMETROS DE YACIMIENTO

1.1. PARÁMETROS PRIMARIOS

1.1.1. Permeabilidad. Es la propiedad de la roca que permite el paso de un fluido a través de los poros interconectados de la misma. En otras palabras podemos decir que la permeabilidad es la medida de la conductividad de los fluidos que tiene una roca. La unidad de medida de la permeabilidad de una roca en el sistema CGS, se denomina darcy. La ley de darcy se expresa en la siguiente ecuación:

$$q = \frac{KA}{\mu} * \frac{dp}{dx} \quad (1.1)$$

Dónde:

q = Volumen de flujo, en cm³/s para flujo horizontal.

K = Constante de permeabilidad en darcys.

A = Área de la sección en cm².

μ = Viscosidad del fluido en cp.

dP/dx = Gradiente hidráulico en atm/cm.

1.1.2. Porosidad. Es la propiedad de la roca que mide el espacio intersticial, y se define como la relación entre el volumen poroso (Vp) y el volumen total de la roca (Vt) y se la expresa con un porcentaje, se requiere de medidas, del volumen de los poros y del volumen total.

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} \quad \% \emptyset = \frac{V_p}{V_t} * 100 \quad (1.2)$$

Dónde:

∅ = Porosidad, en porcentaje.

V_p = Volumen poroso.

V_t = Volumen total de la roca.

1.1.3. Saturación de agua. Se define como la fracción del volumen vacío de un medio poroso que está ocupado por ese fluido. Para determinar la saturación de agua en formaciones limpias se utilizó la ecuación de ARCHIE, que viene definida por:

$$S_w = \sqrt{\frac{F * R_w}{R_t}} \quad (1.3)$$

Dónde:

Sw = Saturación de agua

Rw = Resistividad del agua de formación (ohm-m)

Rt = Resistividad verdadera de la formación (ohm-m)

F = Factor de formación.

1.1.4. Factor de formación. Se calcula con la siguiente ecuación de Archie aplicada a arenas y areniscas.

$$F = \frac{0.81}{\phi^m} \quad (1.4)$$

Dónde:

m = Factor de cementación de la matriz en estudio.

El factor de cementación se puede determinar mediante los estudios de laboratorio con el estudio convencional de núcleos, generalmente para los cálculos respectivos de los diferentes reservorios $m = 2$.

1.1.5. Resistividad del agua de formación. Está depende de la resistividad de agua de formación, la cantidad de agua presente y la geometría estructural de los poros y se expresa en Ohm-m. Los valores de resistividad del agua de formación se pueden determinar a partir de registros eléctricos en distintos pozos y es un parámetro muy importante para determinar la saturación de hidrocarburos.

1.1.6. Espesor efectivo. Es la arenisca total saturada de hidrocarburos del yacimiento, para la cual, se toman los valores de los diferentes registros eléctricos de cada uno de los pozos.

1.2. ANÁLISIS DE NÚCLEOS

Para este análisis se deben tomar núcleos a diferentes profundidades de las arenas de todo el campo a estudiar para evaluar las propiedades petrofísicas. Los estudios o pruebas básicas que se obtienen en el análisis de núcleos se pueden detallar como se mostrara a continuación.

1.2.1. Perfil de radiación gamma. Se utiliza para correlacionar con el perfil rayos gamma del pozo y ajustar de esta forma las profundidades del núcleo. También ayudan a identificar los intervalos de núcleos y conocer litología.

1.2.2. Pruebas de porosidad y permeabilidad. El método actualmente más usado consiste en simular la presión de confinamiento en el core, en donde la porosidad y permeabilidad son calculados automáticamente por los equipos automatizados modernos; a su vez comparando con pruebas de presión para proporcionar un mejor modelamiento y seguimiento del yacimiento.

1.2.3. Saturación de fluidos. La aplicabilidad de esta medición es muy dependiente del reservorio y de las condiciones de extracción y/o preservación de los cores.

1.2.4. Densidad Efectiva. Es una medición simple, que se obtiene mediante un cálculo directo en las mediciones de porosidad., por lo tanto, se recomienda obtener este valor con la misma frecuencia que la porosidad.

1.3. REGISTROS ELÉCTRICOS

Los datos de registro son extremadamente valiosos en los cálculos de ingeniería en formaciones reservorio, especialmente en la estimación de reservas. El objetivo en general de todos los registros, se encuentra enfocado en la detección de hidrocarburos y la estimación del potencial de producción de formaciones que contienen hidrocarburo; además con ellos se puede determinar algunas propiedades petrofísicas de la formación.

Para obtener una mejor interpretación de los parámetros petrofísicos se debe correr y evaluar registros eléctricos ya que con estos se logran cuantificar propiedades de la formación de forma precisa, como la litología de la formación, propiedades de la roca y temperatura de la formación. A continuación se mencionaran los principales registros tomados en la mayoría de los pozos que son estudiados en general.

1.3.1. Registros de resistividad. En un gran número de pozos en promedio se corren registros de inducción y doble latero log con los cuales se obtiene información sobre los fluidos existentes en los reservorios, a su vez que permiten obtener la resistividad de las formaciones en la zona no invadida. Con los registros MFL, MSFL, DLL y HIR se determina la resistividad en la zona lavada como también la movilidad de los fluidos en el reservorio.

1.3.2. Registros de densidad, neutrónico y sónico. Son las herramientas principales para la evaluación de la porosidad en las zonas saturadas de hidrocarburo conociendo previamente la litología de la roca.

1.3.3. Registro de revestimiento y cementación (USIT – CBL/ VDL – GR). Sirven para determinar la calidad de la cementación en las zonas de interés, es decir, evaluar la integridad del cemento.

1.3.4. Registro de Temperatura. Sirve para determinar la temperatura de formación a cualquier profundidad a lo largo de un pozo.

1.4. PRUEBAS DE PRESIÓN

1.4.1. Pruebas de restauración de presión (“*Build Up*”). Consiste en tomar datos y realizar el estudio de un yacimiento a través de un pozo que a ha sido cerrado temporalmente para tal finalidad. Uno de los principales objetivos de esta prueba es determinar la presión estática del yacimiento sin necesidad de esperar semanas ó meses para que la presión del yacimiento se estabilice; esta prueba además permite conocer algunos parámetros tales como, la permeabilidad efectiva del yacimiento, efectos de daño alrededor del pozo, presencia de falla, algunas interferencias de la producción del pozo, límites del yacimiento, donde no hay un fuerte empuje por agua ó donde el acuífero no es de gran tamaño comparado con el tamaño del yacimiento, etc.

1.4.2. Pruebas de declinación de presión (“*Drowdown*”). Estas pruebas se efectúan con el fin de identificar varias propiedades del yacimiento como lo son: la permeabilidad promedia en el área de drene del pozo, el volumen poroso del yacimiento, y las heterogeneidades existentes en el área de drene. Idealmente, el pozo se cierra hasta que alcance la presión estática del yacimiento antes de la prueba.

1.5. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS POR LA FORMACIÓN

Para la determinación en forma directa de las propiedades de los fluidos de los yacimientos, es necesario tomar muestras de fluidos de fondo representativas de dichos yacimientos a condiciones de confinamiento, de tal forma que los resultados sean valores confiables para posteriores estudios.

1.5.1. Análisis P.V.T. Consiste en determinar en el laboratorio una serie de propiedades físicas de los fluidos en el yacimiento (petróleo, agua o gas) que relacionan presión, volumen y temperatura. Entre ellos se tienen:

1.5.1.1. Factor volumétrico (β_o). Se define como la razón entre el volumen de petróleo incluido el gas en solución, a condiciones de yacimiento, respecto al volumen de un barril de petróleo producido medido a condiciones de superficie.

1.5.1.2. Comprensibilidad del petróleo (C_o). Para yacimientos sub-saturados el petróleo posee todo el gas en solución; al aplicar alta presión a este sistema, el hidrocarburo sufre una disminución no lineal en su volumen que depende tanto de la temperatura como de su composición. Esa pequeña variación en su volumen, se denomina factor de compresibilidad del petróleo, (C_o).

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial v}{\partial p} \right)_T \quad (1.5)$$

1.5.1.3. Densidad (ρ). Denota la relación correspondiente de peso específico y volumen de los crudos con respecto al agua. La densidad media de los crudos está alrededor de 0,8 g/ml y su valor puede oscilar entre 0,7 y 1 g/ml; de manera general, la densidad del crudo disminuye con la profundidad de los yacimientos.

1.5.1.4. Viscosidad (μ). Es la resistencia que tiene el fluido al movimiento, se expresa en una unidad denominada centipoise (cp). Su comportamiento por debajo del punto de burbujeo disminuye, mientras que por encima de este límite, su valor aumenta, con respecto a la presión.

1.5.1.5. Relación gas solución petróleo (R_s). Es la cantidad de gas que se encuentra disuelto en el petróleo crudo a determinadas condiciones de presión y temperatura; se expresa en pies cúbicos de gas a condiciones normales por cada barril de petróleo a condiciones estándar.

1.6. DAÑO DE LA FORMACIÓN

El daño de formación se considera como el proceso que altera la permeabilidad de una formación en un reservorio de tal forma que la producción o inyectividad decrecen. Estos daños suelen expresarse numéricamente mediante un factor adimensional denominado (S). Si $S > 0$ la formación está dañada, si $S = 0$ no está ni dañada ni estimulada y si $S < 0$ la formación es estimulada. Los daños a la formación afectan directamente el Índice de Productividad (IP) y pueden tener un gran impacto negativo sobre la producción e incluso puede conducir a un abandono prematuro del pozo.

1.6.1. Mecanismos de daño en la formación. Existen varios mecanismos por los cuales puede restringirse el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta el pozo; entre ellos encontramos:

1.6.1.1. Interacción roca- fluido. La restricción puede ser causada por desequilibrios químicos o físicos en la matriz de la roca o en los fluidos de la formación, debido a que se pueden alterar por la introducción de fluidos extraños durante las operaciones de campo. Entre los efectos que se pueden causar se tiene el hinchamiento de minerales, precipitaciones de minerales de rocas y migración de finos, los cuales, reducen la permeabilidad.

1.6.1.2. Interacción fluido-fluido. Existen varios mecanismos de daño como son los bloqueos por emulsiones, así como la precipitación de ciertos compuestos sólidos inorgánicos y orgánicos.

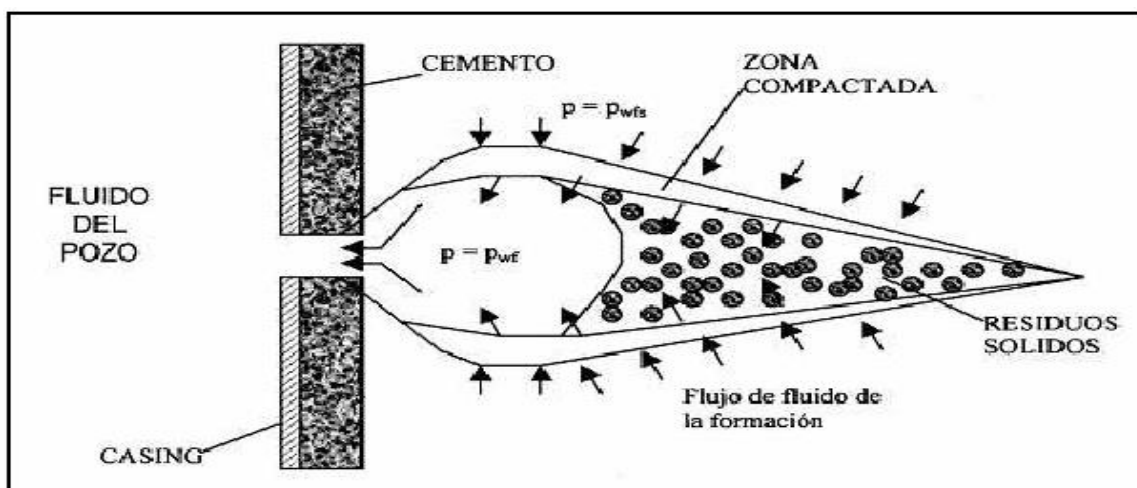
- **Bloqueos por agua:** Es una reducción en la permeabilidad relativa al petróleo por el incremento de la saturación de agua en el medio poroso en las cercanías del pozo.
- **Bloqueo por Emulsiones:** Ocurre cuando una emulsión viscosa ocupa el espacio poroso cercano al pozo y bloquea el flujo de fluidos hacia el mismo.

1.6.2. Clasificación General de Formas de Inducir Daño en la Formación

1.6.2.1. Invasión de sólidos. La produce el taponamiento de las gargantas de los poros por la formación de revoques internos, así como incremento de la presión capilar, al reducir el diámetro de los poros y gargantas; este daño puede ocurrir durante la perforación.

1.6.2.2. Daños por cañoneo. Se produce la invasión de sólidos presentes en el fluido de cañoneo y residuos de la carga, además del aplastamiento y compactación de la formación en el área cercana al pozo, dañando la zona alrededor del túnel de cañoneo. (...Véase la figura 1.1...).

Figura 1.1. Cañoneo de la Formación Productora.



Fuente: Libro Daños a la formación y estimulación de pozos.

1.6.3. Daño a la formación durante las operaciones.

1.6.3.1. Daño durante la operación de cementación. Existe la posibilidad de forzar sólidos hacia la formación, pero en forma de una fractura, no de invasión del medio poroso.

1.6.3.2. Daños durante la reparación o terminación de pozos. El daño se produce por invasión de fluidos hacia el pozo debido a los altos sobre balances de presión que se utilizan como medida de seguridad.

1.6.3.3. Daño causado durante el proceso de producción. El daño se produce por migración y taponamiento de partículas finas en el área crítica alrededor del pozo como: precipitados orgánicos, producción de arena y colapso de los poros por alta presión diferencial.

1.6.3.4. Daño causado en el proceso de inyección de agua. El daño se produce por cambios de mojabilidad debido a la presencia de surfactantes en el agua de inyección y reducción de la inyektividad por taponamiento debido a sólidos suspendidos en el agua de inyección.

CAPÍTULO 2: GUIA DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El tema de la selección de candidatos es el primer paso para tener éxito en el fracturamiento hidráulico, generalmente esto se lograba usando principios básicos de ingeniería o basándose en el historial de producción del campo y la experiencia de los ingenieros; sin embargo, no cualquier pozo puede ser considerado como un buen candidato para fracturamiento hidráulico, debido a que se pueden presentar muchos inconvenientes por la selección de candidatos pobres con el propósito de implementar esta técnica; entre estos problemas se pueden mencionar: la propagación desfavorable de la fractura a estratos o capas superiores e inferiores, presión de inicio de fractura muy alta, pérdidas en la conductividad de la fractura debido a esfuerzos in situ mucho mayores sobre las caras de la fractura, fugas o escapes del fluido de fracturamiento, entre otros.

Un modelamiento detallado de criterios y cálculos para la selección de pozos candidatos para fracturamiento hidráulico, facilitaría la tarea de identificar el candidato correcto para este costoso trabajo. Hoy en día existen muchas consideraciones que facilitan el proceso de selección y esto se logra cumpliendo una serie de pasos que permiten filtrar la información necesaria para optimizar la producción y la recuperación de la reserva de un pozo para maximizar su rentabilidad, debido a que el proceso de seleccionar el pozo candidato no es solamente asegurarse de que existe un potencial para incrementar el índice de productividad (J), sino de asegurarse de que este incremento es sostenible, está maximizado, es económicamente justificable y que no se encuentra acompañado de indeseables volúmenes de agua y gas. Además hay que considerar que el diseño de un trabajo de fracturamiento hidráulico es exclusivo para un determinado pozo y no se debe aplicar en otro.

En primera instancia se debe escoger el campo al cual se le quiere realizar el estudio de fracturamiento hidráulico; para esto es necesario conocer los

objetivos por los cuales se quiere implementar esta técnica, en otras palabras, se busca yacimientos que tengan baja permeabilidad en la zona productora o alta permeabilidad pero que la formación sea arcillosa, daños en la formación, depósitos de “scale”, parafinas o asfaltenos y/o formaciones que poseen fracturas naturales que no están interconectadas y se pueden llegar a conectar, mala conductividad y sobre todo que tengan la presión necesaria para que fluya a la fractura, todo esto, con el fin de mejorar la producción y reducir el daño de la formación.

Como segunda instancia se debe analizar cada pozo para poder definir cuál es la mejor opción, para esto se debe contar con toda la información disponible a lo largo de su vida productiva, desde el momento en que se perforo hasta cuándo se va a realizar el estudio; además se debe tener en cuenta dos aspectos, el primero es que no toda la información estará disponible para todos los pozos, por lo tanto, contar con la mayor cantidad posible de información es de gran importancia para el estudio del trabajo debido a que reduce en gran medida la incertidumbre al momento de realizar el diseño de la fractura y el segundo aspecto es estudiar el objetivo por el cual se quiere hacer el estudio en cada pozo en particular, en otras palabras, es considerar todos los parámetros del pozo que se pueden mejorar con el fracturamiento hidráulico como lo es aumentar el área de drenaje efectivo, disminuir la caída de presión en el “wellbore” reduciendo la producción de arenas en la formación y depósitos de “scale” y/o parafinas, retardar el efecto de conificación del agua y por ende mejorar el índice de productividad del pozo acelerando el retorno de la inversión (ROI y NPV).

A continuación se mostrara en un diagrama de flujo los pasos que se deben seguir para seleccionar de manera óptima el pozo candidato para el fracturamiento hidráulico, seguido por una explicación específica y organizada de cada uno de los pasos que se enuncian en la figura 2.1:

Figura 2.1. Diagrama de decisiones “Selección de pozos Candidatos para Fracturamiento Hidráulico”.

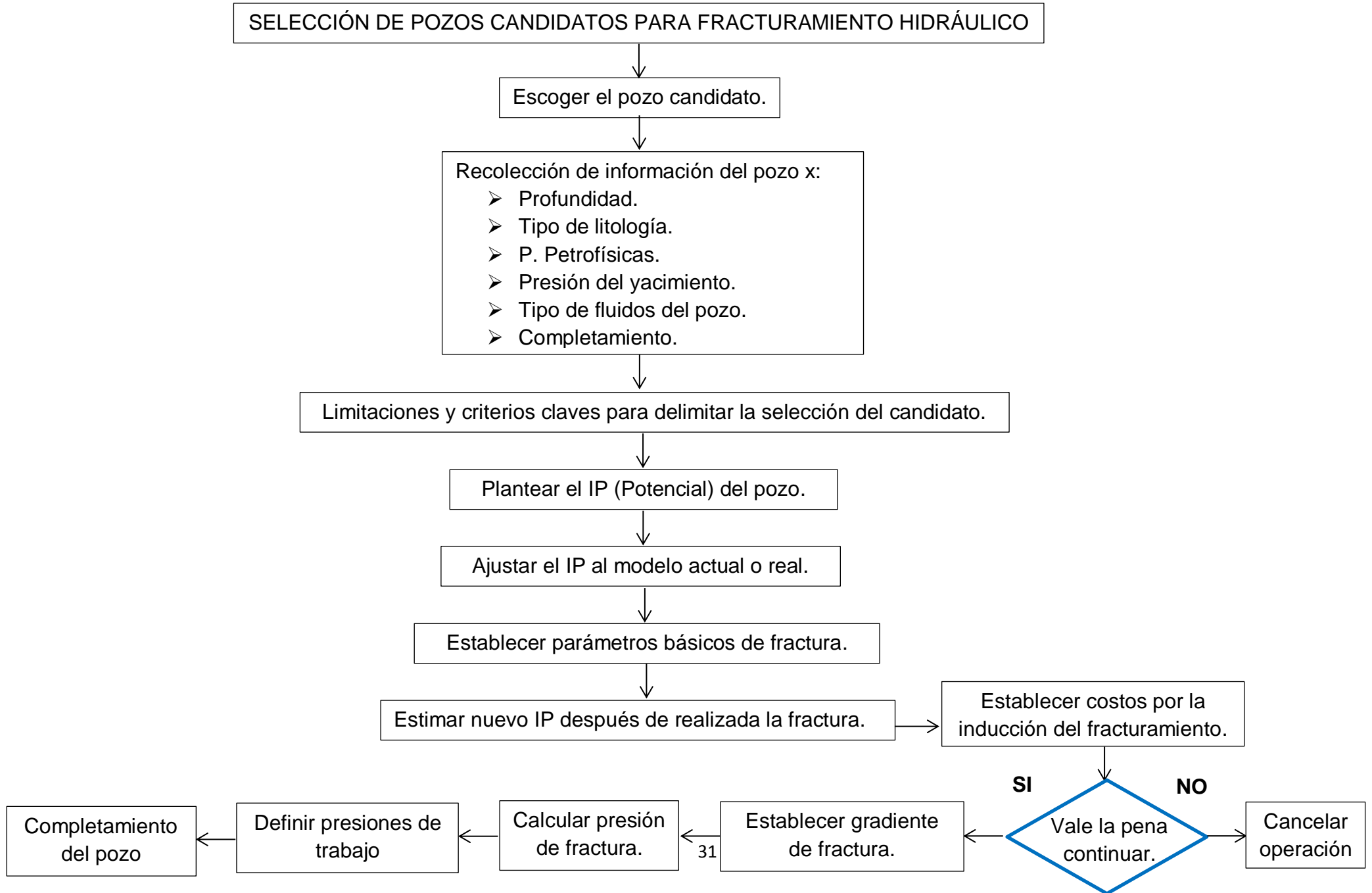


Figura 2.1. (Continuación)

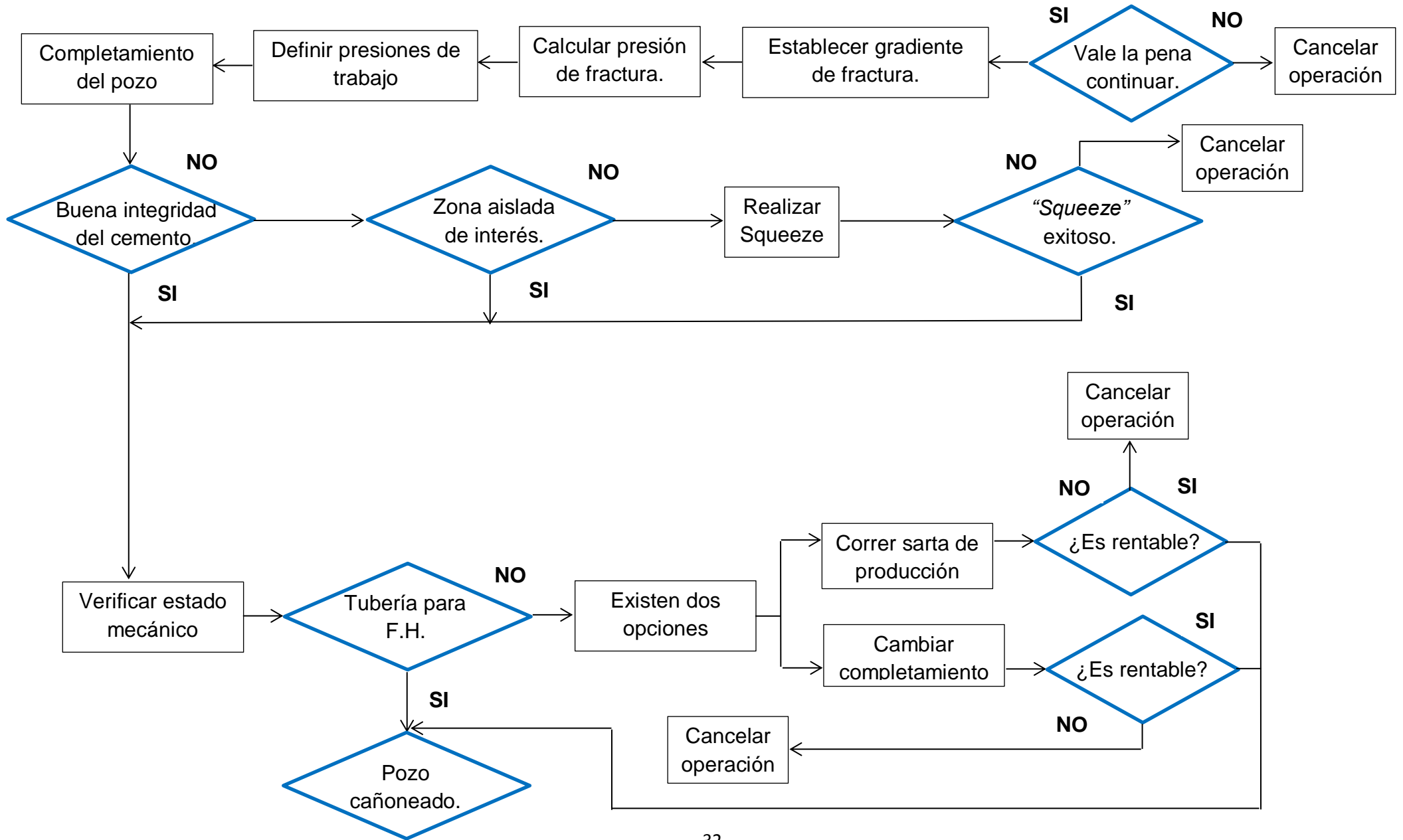
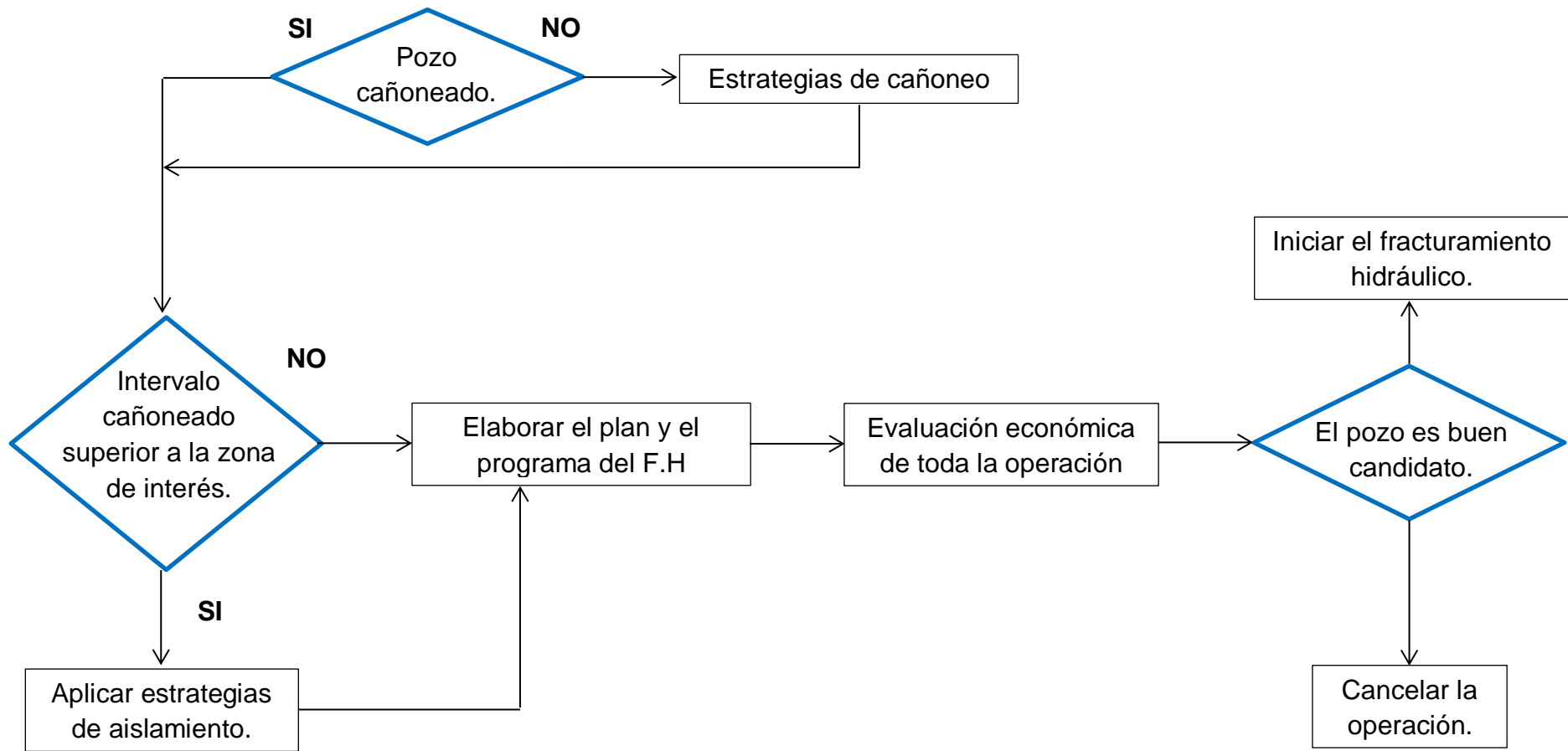


Figura 2.1. (Continuación)



2.1. RECOLECCIÓN DE LA MAYOR CANTIDAD DE INFORMACION DISPONIBLE CON SU RESPECTIVO ANÁLISIS PARA CADA POZO A SER ESTUDIADO COMO CANDIDATO AL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Describir un yacimiento implica obtener gran cantidad de información de distintas fuentes disponibles, con el fin de tener una descripción más completa y confiable del reservorio. Esta recopilación de información de diferentes fuentes se conoce como integración de datos.

La información de un reservorio es clasificada en dos categorías información estática o dinámica dependiendo de la tendencia del flujo de fluidos en el yacimiento. La primera categoría hace referencia a los estudios de geología, perfilaje de pozos, análisis de núcleos, sísmica y estudios de geoestadística del reservorio y la segunda categoría, es decir, la información dinámica es proporcionada por las pruebas de pozo y el comportamiento de la producción.

A continuación se ilustrará en un diagrama de flujo toda la información que debe tener un pozo desde su perforación hasta el completamiento; sin embargo, hay que aclarar que esta información puede o no, estar disponible al momento de realizar el estudio de selección de candidato para fracturamiento hidráulico. (...**Véase la figura 2.2...**).

Figura 2.2 Diagrama de Información requerida de un pozo para la selección de candidatos



La información recopilada del proceso de integración de datos se debe agrupar en distintas categorías con respecto a las ramas de ingeniería de petróleos como se indica en la figura 2.2., donde se plasma la importancia que tiene cada referencia para el fracturamiento hidráulico.

2.1.1. Propiedades de los fluidos de formación.

2.1.1.1. Petróleo.

2.1.1.1.1.Gravedad API. Se obtiene de la prueba de liberación instantánea en el análisis P.V.T o por medio de las pruebas de API que se realizan en el laboratorio de crudo, las cuales, se pueden hacer por tres métodos. El primero es a través del hidrómetro que reporta la calidad en API, el segundo es empleando un gravímetro que reporta la gravedad específica y el tercer método es empleando un picnómetro que mide densidad.

$$API = \frac{141,5}{G.E} - 131,5 \quad (2.1)$$

Dónde:

API = Gravedad API.

G.E = Gravedad específica del petróleo.

2.1.1.1.2.Gravedad específica del crudo. Se determina por la prueba del separador en los análisis P.V.T o despejando la ecuación (2.1).

2.1.1.1.3. Viscosidad a condiciones de yacimiento. Se logra empleando un viscosímetro de alta presión tipo capilar, que emplea el principio de Poiseulle; en las pruebas de análisis P.V.T. Conocer esta propiedad del crudo, la tendencia que tiene a formar emulsiones, el contenido de asfaltenos y las características de formación de parafinas es básico para la selección y modificación del fluido de fractura en un tratamiento de fracturamiento hidráulico.

2.1.1.1.4. Compresibilidad. Se determina mediante la vaporización instantánea o también llamada prueba de liberación instantánea empleada en el análisis P.V.T o por medio de correlaciones, en estas últimas, se debe conocer ciertos parámetros generales del crudo y factores que afectan la compresibilidad, tales como, la relación gas-aceite, API, gravedad específica y los cambios de presión. (...Véase el numeral 1.6.1.2...).

2.1.1.1.5. Saturación. Se puede determinar a través de la prueba de presión capilar en pruebas P.V.T y por medio de cálculos a partir de registros eléctricos. (...Véase el numeral 1.1.3...).

2.1.1.1.6. Humectabilidad. Determinar el ángulo de contacto permite evaluar el grado de humectabilidad que existe entre un líquido y un sólido. Se calcula de la siguiente manera:

$$A_t = \sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} * \cos\theta \quad (2.2)$$

Dónde:

A_t = Humectabilidad.

σ_{os} = Tensión superficial entre la superficie y el crudo.

σ_{ws} = Tensión superficial entre la superficie y el agua.

σ_{ow} = Tensión superficial entre el agua y el crudo.

θ = Ángulo de contacto.

2.1.1.2. Gas.

2.1.1.2.1. Gravedad Específica. Se calcula por medio del análisis P.V.T en la prueba de liberación instantánea de la siguiente forma: Con la composición molar del gas liberado, obtenida por cromatografía, se calculan los pesos moleculares aparentes de gas y con la ecuación (2.3). Se calcula en cada etapa de descompresión la gravedad específica.

$$\gamma_g = \frac{M_g}{M_a} = \frac{M_g}{28,9625} \quad (2.3)$$

Dónde:

γ_g = Gravedad específica del gas.

M_g = Peso molecular del gas.

M_a = Peso molecular del aire.

2.1.1.2.2. Viscosidad a condiciones de yacimiento. Se calcula mediante la correlación de Lee, Gonzalez y Eakin.³

$$\mu_g = K \left(\frac{e^{(x * \rho_g^y)}}{10^4} \right) \quad (2.4)$$

$$K = \frac{(9,4 + (0,02 * M_g)) * T^{1,5}}{209 + (19 * M_g) + T} \quad (2.5)$$

$$X = 3,5 + \frac{986}{T} + (0,01 * M_g) \quad (2.6)$$

$$Y = 2,4 - (0,2 * X) \quad (2.7)$$

Dónde:

μ_g = Viscosidad del gas a P y T, Cp.

ρ_g = Densidad del gas a P y T, gr/ cm³

M_g = Peso molecular del gas, lb/lbmol.

T = Temperatura absoluta, °R.

2.1.1.2.3. Compresibilidad. Se obtiene por medio de correlaciones, como lo es la correlación de Trube y la de Mattar, Brar y Aziz. La compresibilidad del gas es expresada por la ley de los gases reales.

2.1.1.2.4. Saturación. Se determina a través de correlaciones dependiendo de la formación, ya sea, arenisca consolidada no consolidada o caliza.

2.1.1.2.5. Impurezas (CO₂, SH₄, etc). Los contaminantes del gas como el **CO₂** y el **SH₄** pueden ser detectados con la prueba del cromatografía.

2.1.1.3. Agua.

2.1.1.3.1. Gravedad específica. Se puede determinar por el siguiente método, solo si se conoce el contenido de sólidos disueltos en mg/lit, SDC:

$$\gamma_w = 1 + (0.695 * 10^{-6} * SDC) \quad (2.8)$$

Dónde:

γ_w = Gravedad específica del agua.

SDC = El contenido de sólidos disueltos en mg/lit.

2.1.1.3.2. Salinidad. Se emplea un análisis químico, sin embargo, como estos son tan costosos se utilizan generalmente métodos indirectos para tener un valor estimado, estos métodos pueden ser la conductividad, densidad, índice de refracción o velocidad del sonido en agua.

2.1.1.3.3. Viscosidad a condiciones de yacimiento. Se determina por medio de correlaciones, en las cuales, se encuentra la Correlación de Van Wingen o correlación de Meehan y la correlación de McCain.

2.1.1.3.4. Compresibilidad. Se puede determinar por medio de correlaciones como lo son la de Dodson y Standing, la correlación de Meehan y la correlación de Osif o por medio de pruebas especiales de laboratorio.

2.1.1.3.5. Saturación. La saturación se determina a través de pruebas capilares en el laboratorio de núcleos o por medio de registros eléctricos como lo es la técnica LWD. (...Véase el numeral 1.1.3...).

2.1.1.3.6. Composición del agua. O iones disueltos, se determinan usando el método gráfico universal para los análisis de agua de un yacimiento el diagrama de Stiff; el cual, consiste en graficar el valor de miliequivalentes por litro, me/L, de los iones presentes en el agua, en un sistema de coordenadas rectangulares o escala logarítmica.

2.1.2. Geología general y estructural.

2.1.2.1. Columna estratigráfica de cada pozo. Se diseña con ayuda de los rípos en la perforación y con trabajo de campo en geología. Permite identificar las formaciones presentes y los diferentes procesos de transformación que ha sufrido el subsuelo a lo largo del tiempo.

2.1.2.2. Cercanía a fallas. Se puede identificar a través de sísmica 2D y 3D o a través de la prueba de restauración (“*Build up*”).

2.1.2.3. Litología. Esto se logra a través del perfilaje de pozo que genera en tiempo real el perfil de las propiedades petrofísicas medidas a lo largo del pozo. El perfil SP es utilizado para este propósito, sin embargo, en tal caso que no se pueda correr el SP, el perfil de rayos gamma al igual que este diferencia las litologías porosas permeables potencialmente almacenadoras de hidrocarburos, de las litologías arcillosas improductivas.

Otros registros que también identifica litologías es el perfil sísmico que además identifica zonas de gas; el perfil neutrónico aparte de identificar litologías pueden diferenciar si el hidrocarburo presente es líquido o gaseoso y el perfil de densidad o litodensidad determina fluidos porales y permite evaluar areniscas arcillosas y litologías complejas; además la combinación de los últimos tres perfiles sirven para evaluar litologías complejas.

2.1.2.4. Contactos gas – petróleo y petróleo – agua. Los contactos gas – petróleo y petróleo – agua se pueden determinar a través de un conjunto de registros eléctricos, los cuales, con sus diferentes aplicaciones se puede definir en qué zonas se encuentra gas, hidrocarburo y agua; entre estos registros se puede mencionar el SP (potencial espontáneo), el registro sísmico y el registro neutrónico.

2.1.3. Completamiento del pozo.

2.1.3.1. Estado actual de los pozos (“well diagram”, “completion diagram”). Son documentos claves para conocer las características mecánicas del pozo. (...Véase el numeral 4.1.3...).

2.1.3.2. Intervalos abiertos de producción. Son los intervalos donde no hay revestimiento. (...Véase el numeral 4.1.1....)

2.1.3.3. Registros de desviación. Los registros de desviación son corridos mientras se está perforando el pozo. (...Véase el numeral 4.3...).

2.1.3.4. Características de la sarta de tratamiento propuesta. Es un estudio realizado con simuladores que permiten obtener la mejor combinación de sarta disponible para la operación.

2.1.3.5. Características y tipo de fluido en el espacio anular. Se obtiene de los registros de lodos.

2.1.4. Análisis de núcleos.

2.1.4.1. Mineralogía y presencia de arcillas. Esta información se puede obtener de dos fuentes, analizando los ripios o por medio de núcleos.

2.1.4.2. Generación de emulsiones. Estas pruebas se realizan en el laboratorio de crudos y es un parámetro importante para la selección y modificación del fluido de fractura en el tratamiento de fracturamiento hidráulico; debido a que el fluido de fractura tiene que ser compatible con el fluido de formación y compatible con la roca; por ende, no debe generar ninguna emulsión con el petróleo o agua de formación, no debe reaccionar químicamente con la roca ni debe desestabilizar las arcillas.

2.1.4.3. Información general de la zona de interés. Los valores de porosidad y permeabilidad se deben analizar en un trabajo de fracturamiento hidráulico para determinar la conductividad y longitud de la fractura. Específicamente se evalúan los siguientes aspectos:

2.1.4.3.1. Porosidad. Existen muchas formas de calcular o determinar esta propiedad, las cuales, se dividen en dos grandes grupos: pruebas de laboratorio de núcleos y perfilaje de pozos (...**Véase los numerales 1.1.2 y 1.3.2...**). Dentro del primer grupo se encuentran las siguientes pruebas:

- ✓ Método seco para densidad de grano/volumen de grano.
- ✓ Método de La Ley de Boyle con doble celda para determinar el volumen de grano.
- ✓ Método de la Ley de Boyle única celda para volumen poro directo.
- ✓ Esfuerzo de confinamiento bajo.
- ✓ Esfuerzo de confinamiento elevado.
- ✓ Método de saturación líquida.
- ✓ Método del dinamómetro y la balanza.
- ✓ Método del porosímetro RUSKA de expansión de helio.

El perfilaje de pozo ofrece varias opciones para calcular la porosidad de una zona; entre estas se pueden mencionar a los siguientes:

- La técnica LWD (perfilando mientras se perfora) puede medir las propiedades petrofísicas de la roca tales como porosidad, permeabilidad y saturación de agua; A partir de este perfil se puede determinar el factor de formación y calcular la porosidad despejándose de la ecuación de Archie.
- El perfil sísmico determina un valor de porosidad confiable. Este perfil se adquiere con una herramienta sísmica convencional que determina porosidad. Con base en este tiempo se calcula la porosidad usando la siguiente ecuación empírica:

- Ecuación de Wyllie:

$$\phi_s = \frac{\Delta t_c - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (2.9)$$

Dónde:

ϕ_s = Porosidad sónica (%)

Δt_c = Tiempo de viaje de la onda compresional en frente de zona de interés.

Δt_{ma} = Tiempo de viaje de onda compresional a través de la matriz.

Δt_f = Tiempo de viaje de onda compresional a través del lodo.

- Raymer-Hunt-Gardener (RHG): Correlaciona de mejor forma el valor de porosidad medido mediante núcleos o perfilaje de pozos que la ecuación de Wyllie.

$$\phi_s = 0,7 \frac{\Delta t_c - \Delta t_{ma}}{\Delta t_c} \quad (2.10)$$

Dónde:

ϕ_s = Porosidad sónica (%)

Δt_c = Tiempo de viaje de la onda compresional en frente de zona de interés.

Δt_{ma} = Tiempo de viaje de onda compresional a través de la matriz.

- Otro indicador de porosidad es el registro de densidad; para poder determinar la porosidad con este perfil, es necesario conocer la densidad del filtrado del lodo y la densidad de la matriz.

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2.11)$$

Dónde:

ρ_{ma} = Densidad de matriz constante para cada tipo de roca (g/cm^3)

ρ_f = Densidad del filtrado del lodo (g/cm^3)

ρ_t = Densidad total, (g/cm^3)

- Otra herramienta empleada para la determinación de la porosidad es el perfil neutrónico que se puede correr en cualquier tipo de pozo.
- Cuando se tienen los tres registros (sónico, densidad y neutrónico) se puede interrelacionar los perfiles para obtener una mayor precisión de la porosidad sin necesidad de conocer la litología; esto se debe a que cada herramienta responde de manera diferente a las distintas litologías.

2.1.4.3.2. Permeabilidad. Se puede obtener mediante pruebas de laboratorio, correlaciones, pruebas de presión o por medio de perfilaje de pozos. Dentro de las pruebas de núcleos se encuentra la prueba de permeabilidad por medio del permeámetro Ruska para gases y la prueba de permeabilidad al líquido a partir de pruebas de desplazamiento; en el caso de las correlaciones se estudia la correlación de Timur y la correlación de Morris – Biggs que se encuentran muy ligadas a la porosidad; las gráficas generadas por las pruebas de presión permiten identificar y calcular valores de permeabilidad confiables dependiendo de la geometría del yacimiento y por último en el perfilaje de pozos se encuentra la técnica LWD. (...**Véase los numerales 1.1.1. y 3.3...**).

2.1.4.3.3. Daño (“Skin”). Se determina a través de pruebas de presión, las cuales, con los diferentes simuladores dan un valor confiable; también existen modelos analíticos para calcular este factor. (...**Véase el numeral 1.7...**).

2.1.4.3.4. Espesor total de la formación. El espesor total o el espesor bruto es el espesor que se encuentra entre los límites geológicos donde se encuentra el hidrocarburo; se determina por medio de registros eléctricos, como es el caso, del SP (Potencial espontáneo) que determina topes y bases de las rocas porosas permeables. Este perfil actúa como huella digital, por tanto, permite ser correlacionado con alto grado de precisión.

2.1.4.3.5. Espesor neto de la formación. Las herramientas primarias para determinar el espesor neto productivo son los registros eléctricos y el análisis de núcleos; a partir de estos resultados se debe seleccionar un valor mínimo de porosidad y saturación de hidrocarburo y así eliminar las capas arcillosas, capas con altas saturaciones de agua y capas de baja permeabilidad. En algunos reservorios la relación neta/bruto es usada para obtener el espesor neto; a menos que la formación tenga un alto buzamiento, en este caso, el espesor bruto es considerado como la distancia vertical desde el tope hasta el fondo de la arena. Aunque existen diferentes maneras de determinar el espesor neto de la formación no hay un criterio base y puede variar de una compañía a otra. (...Véase el numeral 1.1.6...).

2.1.4.3.6. Espesor cañoneado. (...Véase el numeral 4.2...).

2.1.4.3.7. Presión estática de fondo (BHPS) y presión en cabeza de pozo (WHP). Los parámetros anteriores son determinados a través de simuladores capaces de establecer las presiones óptimas para cada sistema de producción.

2.1.4.3.8. Temperatura estática de fondo (BHTS). Se determina por medio de registros de temperatura como el PSP.

2.1.4.3.9. Temperatura promedio en superficie (“Mean Temperature”). Se ajusta con base a simuladores. (...Véase el numeral 1.3.4...)

2.1.4.3.10. Relación gas – petróleo (R_s). La principal fuente es la prueba de liberación diferencial en el análisis P.V.T que se le realiza a los núcleos.

2.1.4.3.11. Corte de agua. El corte de agua se puede observar en las pruebas de producción que se le realizan a lo largo de la vida productiva de los pozos.

2.1.4.3.12. Comportamiento de la roca. Se puede conocer mediante el registro sísmico, el cual, determina propiedades mecánicas de la roca, tales como, V_c y V_s y anisotropías; para conocer el comportamiento de la roca es bueno seleccionar el mejor modelo matemático que se ajuste al comportamiento de la roca de interés; estos modelos pueden ser desde lineales hasta modelos complejos que incluyen comportamiento elástico, interacciones roca – fluido y temperatura.

2.1.4.3.12.1. Coeficiente de fuga. Se puede ajustar mediante un simulador y es de gran importancia para el fracturamiento hidráulico porque permite ajustar la eficiencia de la altura de la fractura en el diseño.

2.1.4.3.12.2. Módulo de Young. En pozos exploratorios y de desarrollo, se utiliza el registro sísmico para calcular el módulo de Young; este módulo es importante porque afecta directamente la propagación de la fractura, es decir, a valores bajos de esta propiedad se induce una fractura ancha, corta y de altura limitada y a valores grandes resultan en una fractura angosta, alta y de gran penetración horizontal. (...Véase el numeral 3.7.5....)

2.1.4.3.12.3. Relación de Poisson. Al igual que el módulo de Young se determina a través del registro sísmico cuando se realiza perfilaje de pozos. (...Véase el numeral 3.7.6...).

2.1.4.3.12.4. Modelo poro-elástico. Esta propiedad al igual que las dos anteriores se obtiene del registro sísmico y es utilizado para el diseño de la fractura.

El módulo de Young y la relación de Poisson se tienen en cuenta para el desarrollo de la geometría de la fractura (...Véase el numeral 3.9...).

2.1.4.3.13. Esfuerzo mínimo in-situ. El método estándar de la industria para calcularlo se basa en la siguiente ecuación:

$$\sigma_{h,min} = \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) (P_{ob} - \alpha P_p) + \alpha P_p \quad (2.16)$$

Dónde:

$$\alpha = 1 - \frac{C_{ma}}{C_b} \quad (2.17)$$

Los esfuerzos se pueden adquirir de perfilaje de pozo y lo que se busca con esto es hallar el esfuerzo horizontal mínimo, para el desarrollo de la geometría de la fractura.

2.1.4.3.14. Compresibilidad de la formación. Cuando se extrae fluido de una roca receptora, la presión interna cambia, aumentando la presión diferencial entre esta presión interna y la presión externa de sobrecarga que permanece constante; como consecuencia se da el desarrollo de diferentes esfuerzos en la roca dando como resultado diferentes cambios en los poros.

2.1.4.3.15. Presión de sobrecarga. (...Véase el numeral 3.6.1...). Se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$\sigma_{ov} = 0.052 * \rho_b * D \quad (2.12)$$

Dónde:

σ_{ov} = Presión de sobrecarga (psi)

ρ_b = Densidad de volumen de la formación (ppg).

D = Distancia.

$$\sigma_{ovg} = 0.433 * [\{ (1 - \varphi) * \rho_{ma} \} + (\varphi * \rho_f)] \quad (2.13)$$

Dónde:

σ_{ovg} = Gradiente de sobrecarga. (psi/ft)

φ = Porosidad en fracción.

ρ_{ma} = Densidad de la matriz. (gm/cc)

ρ_f = Densidad del fluido de formación. (gm/cc)

2.1.4.3.16. Información de pozos vecinos que hayan sido previamente tratados. Es de gran ayuda conseguir la mayor cantidad de información disponible de los pozos vecinos; lo cual, permitirá correlacionar, corroborar y asociar parámetros. Un registro clave para esta información es tener disponible los perfiles SP o GR en su defecto.

2.1.5. Registro de pozos. (...Véase el numeral 1.3...).

2.1.5.1. Perfiles eléctricos o registros eléctricos.

2.1.5.1.1. Cementación. La herramienta sónica es muy versátil debido a que puede registrar el perfil de adherencia del cemento y el perfil de efecto sísmico, los cuales, son necesarios para evaluar la calidad de la cementación del revestimiento. Otros registros usados para conocer la integridad del cemento son el USIT y el CBL/VDL. (...Véase el numeral 1.3.3...).

2.1.5.1.2. Mud logs.

2.1.5.1.2.1. Descripción de recortes. La información recolectada durante la perforación es usualmente incorporada como parte de los servicios de registro de lodos. El registro de lodo provee un record de grado de penetración, litología y descripción de cortes en base a la profundidad junto con comentarios generales sobre los parámetros del pozo.

2.1.5.1.2.2. Pruebas de integridad. El perfil sónico puede dar imágenes de la pared del pozo por ultrasonido, lo cual, da una idea de la integridad del mismo; además permite evaluar la calidad de adherencia del revestimiento, la calidad del cemento, el aislamiento hidráulico de las zonas de interés y la corrosión del revestimiento.

2.1.5.1.2.3. Presión Poral o presión de poro. Hoy en día se utilizan sofisticadas técnicas de adquisición y procesamiento de datos sísmicos, modelos mecánicos del subsuelo, y cubos de presión de poro que permiten el estudio, evaluación y visualización de los ambientes de presión dentro de un área dada.

La tomografía de reflexión ofrece un enfoque general basado en el modelamiento de traza de rayos, siendo este un modelo de velocidad refinado que usa medios tomográficos para conducir a una mejor comprensión de la magnitud y distribución espacial de la presión de poro y una evaluación más detallada se puede obtener en conjunto con el uso de registros eléctricos y acústicos de los pozos vecinos. (...**Véase los anexo N°1 y anexo N° 2**).

Cuando la presión de poro disminuye, el esfuerzo efectivo se hace mayor y por tanto, es más difícil iniciar una fractura cuando la formación ésta en su etapa madura, es por esto, que la energía a aplicar para iniciar y propagar la fractura debe ser mayor. Si la presión de poro incrementa debido a la inyección de fluidos, permite iniciar la fractura fácilmente. (...**Véase el numeral 3.6.2...**).

2.1.5.1.2.4. Presión de fractura. Al igual que la presión de poro la presión de fractura se puede adquirir del perfil sísmico (...**Véase el numeral 3.6.4...**). También se puede calcular matemáticamente usando la siguiente ecuación:

$$P_{Fract} = GF * TVD * FS \quad (2.14)$$

Dónde:

GF = Gradiente de Fractura, psi/pie

TVD = Profundidad vertical del pozo, pies

FS = Factor de Seguridad.

2.1.5.1.2.5. Gradiente de fractura. (...Véase el numeral 3.6.3...). La presión de fractura se puede calcular a través de métodos empíricos.

✓ Método de Eaton (1969):

Uno de los métodos empíricos más usados para su cálculo:

$$FG = \left[\frac{\sigma_{ov}}{D} - \frac{P_f}{D} \right] \left(\frac{\gamma}{1 - \gamma} \right) + \frac{P_f}{D} \quad (2.15)$$

Dónde:

FG = Gradiente de fractura, psi/pie

σ_{ov} = Presión de sobrecarga, psi

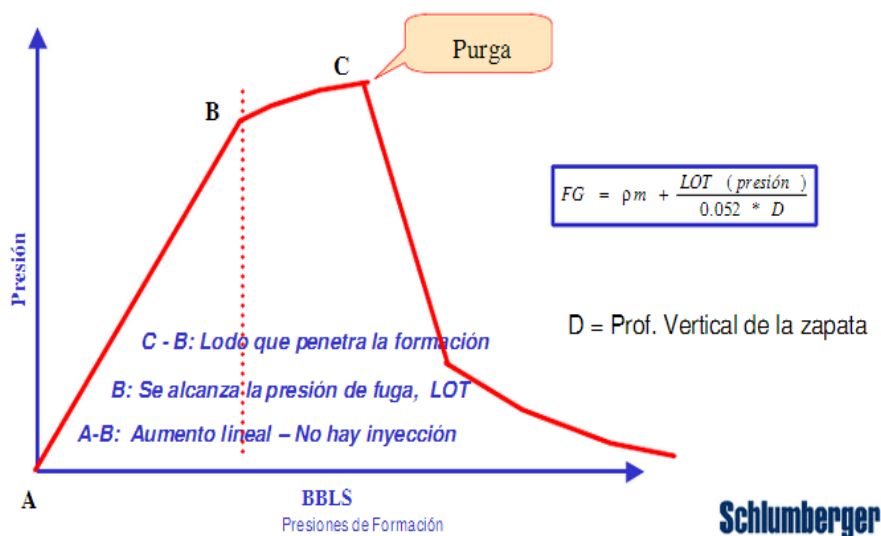
D = Profundidad del pozo, pies

P_f = Presión de poros, psi

γ = Relación de Poisson, adimensional

✓ Prueba LOT (Prueba de Fuga): Consiste en bombear fluido a una velocidad lenta y controlada para aumentar la presión contra la cara de la formación hasta crear una trayectoria de inyección de fluido en la roca, lo cual, indica la presión de ruptura de la formación expresada en densidad de fluido equivalente, lbs/gal.

Grafico 2.1 Procedimiento para pruebas de fuga, LOT.



Fuente: Schlumberger.

- ✓ Pruebas FIT (Prueba de integridad de la formación): Consiste en presurizar la columna de fluido hasta un límite predeterminado que mostrara una presión hidrostática de fluido de densidad equivalente hasta la cual el fluido no tendrá fuga hacia la formación ni la fracturará.

2.1.5.1.2.6. Compuestos. Es importante identificar los compuestos del petróleo para conocer cual, es su respectiva base, es decir, si son parafinicos, nafftenico o aromático, para así mismo seleccionar los fluidos de fractura y esto se logra por medio de la cromatografía de líquido.

2.1.5.1.2.7. Sónicos Dipolares. Las mediciones sónicas revelan una multitud de propiedades de yacimientos y pozos. Pueden utilizarse para inferir la porosidad primaria y secundaria, la permeabilidad, la litología, la mineralogía, la presión de poro, la invasión, la anisotropía, el tipo de fluido, la magnitud y dirección de los esfuerzos, la presencia y alineación de las fracturas y la calidad de la adherencia entre la cementación y la tubería de revestimiento.

2.1.5.1.2.8. Estudios de geomecánica. Con estos estudios que se realizan en campo se estudia como la roca y los fluidos contenidos responden a los cambios de esfuerzo, presión y temperatura. Los esfuerzos varían según su origen, magnitud, dirección, litología, presión de poro y temperatura. El simple hecho de ignorar la geomecánica al momento de estudiar el yacimiento, provocará graves consecuencias como inestabilidad del pozo, pérdida del lodo de perforación en volumen significativo, atascamiento de la tubería, compactación del yacimiento, producción de arena, reactivación de fallas y hasta pérdida de sello.

2.1.6. Pruebas de formación por zona.

- Pruebas de restitución (“*Build – up*” y/ó “*Drawdown*”)
- DST’S
- “*Last well test*”.

Se requieren estas pruebas para conocer valores importantes de permeabilidad, daño en la formación y límites del yacimiento; y a su vez poder compararlos con los valores de otros análisis y tener un dato más confiable de estas propiedades. (**...Véase el numeral 1.4...**).

Los anteriores numerales hacen referencia a toda la información que se puede obtener de un pozo a lo largo de su vida productiva, sin embargo, no todos los datos están disponibles en cada pozo, esto se debe, a que no a todos los pozos se les realizan la totalidad de pruebas o debido a la trayectoria tan larga del pozo no se le haya aplicado cierta tecnología o simplemente porque no hay registros de los mismos, por ende, la falta de información de un pozo aumenta la incertidumbre a lo largo del diseño del fracturamiento hidráulico y es una falencia para el pozo, lo cual, conlleva a complicar el diseño y operación del tratamiento.

Después de recolectar toda la información disponible del pozo candidato, se procede a conocer las limitaciones y criterios que se pueden presentar en un pozo, las cuales, permiten rechazar el pozo o seguir el proceso de selección del mismo para el tratamiento de fracturamiento hidráulico.

2.2. LIMITACIONES Y CRITERIOS CLAVES DE UN YACIMIENTO PARA DEMARCAR LA SELECCIÓN DE CANDIDATOS

Aunque es un mito que el fracturamiento hidráulico solo se usa en yacimientos con baja permeabilidad o para la rehabilitación de campos maduros, es cierto afirmar que los mejores resultados se logran de los mejores pozos, en otras palabras, un yacimiento de crudo de 200 md, fracturado correctamente, va a ser equivalente de 20 a 40 tratamientos de fracturamiento hidráulico masivo en yacimientos con permeabilidad de 1 md; por lo tanto, conocer los criterios y limitaciones que puede tener un pozo sin importar su permeabilidad facilitan la selección de los candidatos.

Existen diferentes limitaciones que pueden causar que un pozo sea rechazado como candidato para fracturamiento hidráulico; las cuales, se pueden dividir en tres grupos; limitaciones del candidato, limitaciones del costo del tratamiento y limitaciones del diseño del tratamiento.

El siguiente diagrama muestra las distintas limitaciones que se pueden presentar en un pozo y los criterios claves del yacimiento que deben ser analizados para delimitar la selección del candidato.

Figura 2.3 Diagrama de limitaciones y criterios claves de un pozo para la selección.

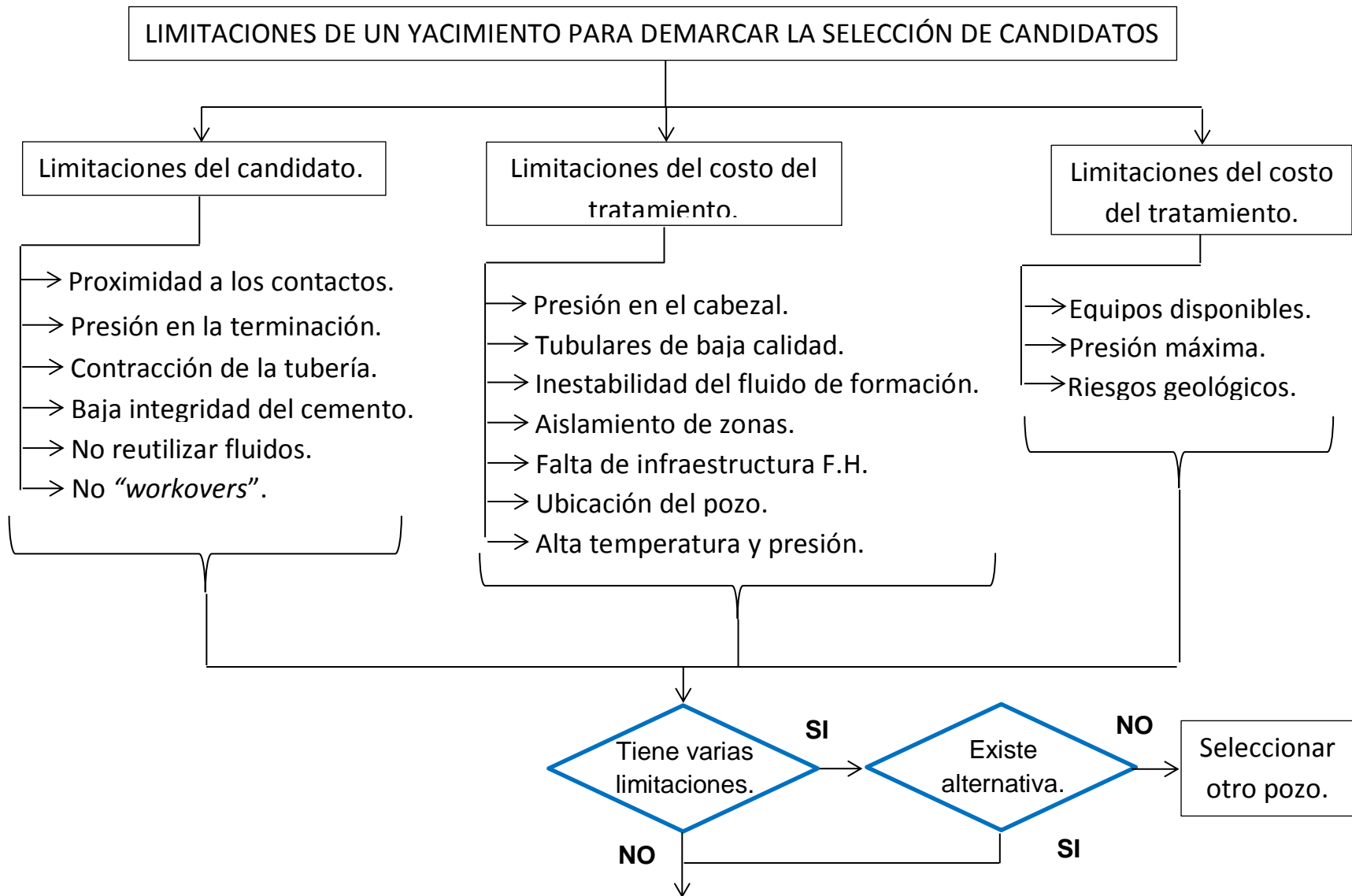
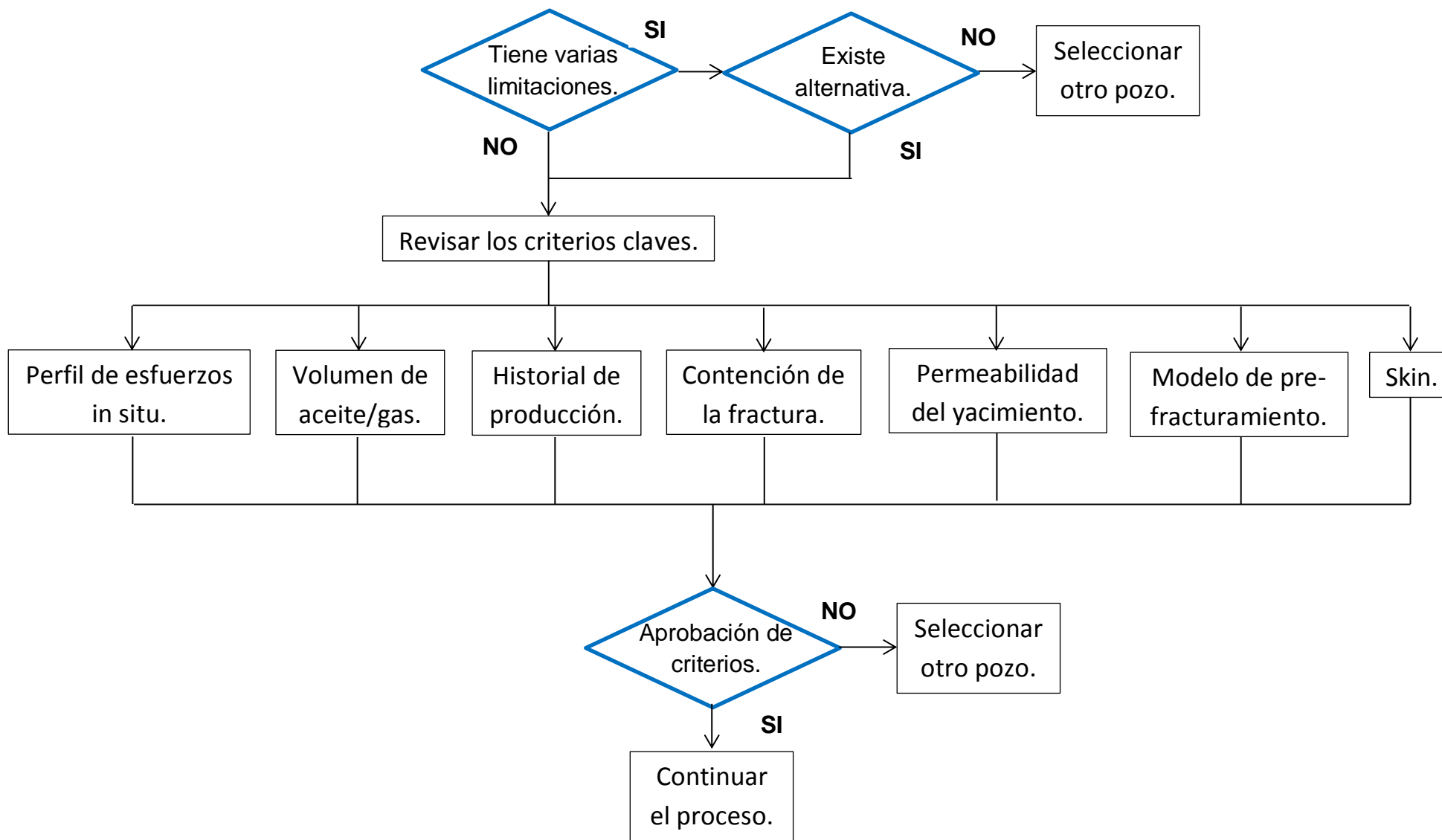


Figura 2.3. (Continuación).



2.2.1. Limitaciones

2.2.1.1. Limitaciones del candidato. Estas limitaciones hacen referencia a los posibles casos que se pueden presentar en el pozo a estudiar y complican el tamaño del tratamiento o rechazan por completo al pozo como candidato.

2.2.1.1.1. Proximidad al contacto de agua (coa). La proximidad a este contacto es una razón para rechazar un pozo candidato; aunque existen sistemas para mitigar los efectos del agua en la zona de penetración, tales como, incorporar modificadores de permeabilidad relativa dentro del fluido fracturante (dos Santos et al., 2005, Mahajan et al., 2006) o el uso de sistemas de apuntalantes que mantengan abierta el tope de la fractura (dos Santos et al., 2009); cuando un incremento substancial en la producción de agua mientras se produce crudo ocurre es inevitable.

2.2.1.1.2. Proximidad al contacto de gas (cog). Similar a la limitación anterior la proximidad al contacto de gas en yacimientos de petróleo, puede generar el rechazo del pozo o severas restricciones en el tamaño del fracturamiento; sin embargo, la diferencia primordial entre estas limitaciones es que existen pocos métodos para mitigar la producción de gas.

2.2.1.1.3. Presión en la terminación. El fracturamiento requiere presiones mayores a las que se experimentan durante los ciclos normales de producción y cierre, por esta razón se debe revisar las limitaciones de presión que se tiene en los tubulares en la cara del pozo, y en las herramientas, tales como, mandriles de gas “*lift*”, válvulas, puertas laterales corredizas, válvulas de seguridad por debajo de superficie, dispositivos de control de flujo y sobre todo en los empacadores hidráulica, debido a que pueden generar un presión adicional en el completamiento del pozo. Estas limitaciones de presión se pueden resolver mediante la inducción de una presión en el anular de la terminación, reduciendo la presión diferencial.

2.2.1.1.4. Contracción de la tubería. La tubería se contrae o se encoje respecto a su longitud debido a dos factores; presión interna en exceso y enfriamiento causado por los fluidos fríos usados en el tratamiento; esta contracción de tubería es una de las causas para rechazar un pozo debido a que causa una tensión inaceptable en la tubería que no se debe de presentar en la operación del fracturamiento hidráulico.

2.2.1.1.5. Calidad de la adherencia del cemento. Se requiere una buena adherencia del cemento para promover el aislamiento de zonas, favoreciendo que la fractura se inicia en donde están las perforaciones y no en otro lugar; de este modo, mientras exista suficiente adherencia del cemento por encima y por debajo de la zona de interés el pozo se considera apto, de lo contrario se consideraría realizar una cementación secundaria para solucionar los inconvenientes.

2.2.1.1.6. Inhabilidad para recobrar, re utilizar o desechar los fluidos usados en el tratamiento. Los fluidos de fracturamiento después de realizar la operación deben ser recobrados o desechados de alguna forma, y si esto no es posible de ninguna manera no se debería ejecutar el tratamiento.

2.2.1.1.7. Inhabilidad para realizar trabajos de pozo. Encontrar pozos con las condiciones adecuadas para realizar el fracturamiento hidráulico es muy difícil, por tanto, se debe considerar la idea de realizar trabajos de reparación y si no es posible implementarlos el pozo podría tener que ser rechazado como candidato para fracturamiento.

2.2.1.2. Limitaciones del costo del tratamiento. Existen varios factores que pueden incrementar significativamente el costo del tratamiento y en algunas ocasiones el proceso se puede hacer difícil de llevar a cabo económicamente:

2.2.1.2.1. Presión en la cabeza del pozo. Muchos cabezales de producción no pueden resistir la presión requerida para el tratamiento, por tanto, para solucionar este inconveniente, se incorpora una herramienta de aislamiento de cabezal de pozo o se reemplaza este cabezal con un árbol para fracturamiento “*frac tree*”; sin embargo, estas dos opciones aumentan los gastos económicos y de tiempo, y se debe estudiar si es viable o no seguir con el tratamiento.

2.2.1.2.2. Tubulares de baja calidad. Las tuberías con cualquier tipo de daño, ya sea, por corrosión, erosión o efectos mecánicos impiden la realización de un tratamiento, debido a que no pueden soportar los incrementos de tensión, por tanto, estas tuberías deben ser reemplazadas, lo cual, implica costos adicionales, y con lo que respecto al daño del “*casing*”, este puede llegar a ser muchos más costoso y difícil de reparar.

2.2.1.2.3. Inestabilidad del fluido de formación. Muchas formaciones no tienen una buena reacción ante la presencia de fluidos base agua, y otras son inestables ante cualquier tipo de fluido y aunque existen sistemas para evitar o aliviar estos problemas, a largo plazo esta reacción se genera un incremento en los costos.

2.2.1.2.4. Aislamiento de zonas. La operación del fracturamiento debe ser ejecutada en intervalos perforados, o a través de secciones a hueco abierto de longitud limitada cuando el pozo no tiene limitada estos espacios se requiere algún tipo de intervención y esta a su vez incrementan los costos.

2.2.1.2.5. Carencia de infraestructura de fracturamiento. Los costos para establecer una infraestructura mínima son excesivamente altos y no tenerla disponible es una limitación importante.

2.2.1.2.6. Ubicación del pozo. Algunas ubicaciones para implementar el fracturamiento han limitado el espacio para armar el equipo, lo cual puede a menudo limitar el tamaño del tratamiento.

2.2.1.2.7. Consideraciones de alta presión y alta temperatura (HPHT).

Para formaciones de alta presión y temperatura, el fracturamiento llega a ser mucho más costoso; por lo tanto, los pozos tendrán que tener una producción más amplia para que el tratamiento sea económicamente justificable, si en el estudio a realizar la producción no consigue los incrementos necesarios para justificar económicamente el tratamiento el pozo debe ser rechazado; esto se debe a que el límite de presión en superficie (STP) es de 15000 psi y los equipos de fracturamiento se pueden graduar para este valor, pero, para presiones más altas se requiere de equipos especiales; otro inconveniente de presión es la presión del apuntalante, debido, a que el apuntalante más fuerte es adecuado para presiones por debajo de 14000 psi, por ende, para estos casos de alta presión la permeabilidad del apuntalante y la conductividad de la fractura decrecen rápidamente, ocasionando un bajo rendimiento como resultado de la operación; y para el caso de la temperatura, se necesitan sistemas de fluidos especiales cuando la temperatura estática en fondo de pozo (BHST) aumenta por encima de 350 °F

2.2.1.3. Limitaciones del diseño del tratamiento. El tratamiento se debe diseñar con el fin de bombear el mayor tamaño posible para producir incrementos justificables económicamente; por consiguiente se debe tener en cuenta las siguientes limitaciones del diseño:

2.2.1.3.1. Equipos disponibles. Los tratamientos generalmente son limitados debido al equipo que se encuentre disponible en el momento y cuando se trata de ubicaciones remotas es aún más complicado disponer de estos equipos.

2.2.1.3.2. Presión máxima. Para propagar una fractura, el volumen de lechada que se debe bombear dentro de la fractura debe ser en amplio grado mayor al caudal de fluido de fracturamiento que fluye de la fractura a los alrededores de la formación (caudal de fuga). Esto no es un problema en las formaciones de baja permeabilidad, pero en las formaciones de alta permeabilidad y/o formaciones con fracturas naturales estos dos caudales se igualan y como resultado la fractura para de crecer. La única opción en este caso para solucionar este problema es incrementando el caudal de bombeo, pero, debido a que los fluidos de fracturamiento generalmente tienen mucha fricción por presión, estos incremento de caudal, generar un aumento desproporcionado de la presión del pozo y del tratamiento de superficie, por tanto, esta presión adicional puede exceder la presión máxima de trabajo en la cara del pozo y como esto no es permitido, el tamaño del tratamiento estará limitado al máximo caudal permitido que puede ser bombeado con respecto a las limitaciones de la presión de trabajo establecida para mitigar estos problemas.

2.2.1.3.3. Riesgos geológicos. Entre estos encontramos las fallas, cavernas, fisuras o agotamiento de la presión de formación. Estos riesgos deben ser evitados en la operación del fracturamiento, porque su proximidad con la fractura reduce el tamaño del tratamiento.

Una vez que se hayan identificado las limitaciones del pozo y sus posibles alternativas, se procede a conocer algunos criterios claves del yacimiento para corroborar que si cumple con las condiciones para realizar el tratamiento del fracturamiento, a su vez, influye en el proceso de seleccionar el mejor candidato.

2.2.2. Criterios para la selección de pozos candidatos. Los siguiente son criterios o pautas que se deben de conocer, cuando se selecciona un pozo para ser candidato a fracturamiento hidráulico.

2.2.2.1. Permeabilidad del yacimiento. La permeabilidad es un parámetro que varía dependiendo del campo y de muchos factores, tales como la litología el yacimiento, el diseño del tratamiento, el equipo disponible, entre otros; por ende, no se puede hablar de un rango de permeabilidad establecido para la operación de fracturamiento hidráulico; sin embargo, basado en trabajos anteriores se puede decir que los yacimientos de petróleo con permeabilidades de 1 md o menos, son generalmente candidatos para esta técnica. Otra clasificación sugiere que los yacimientos con permeabilidad menor a 5 md también son propicios para realizar esta técnica. (...Véase el numeral 3.3...).

2.2.2.2. Factor de daño del yacimiento. Generalmente un factor de daño positivo y alto es un indicador para justificar el proceso de fracturamiento hidráulico; sin embargo un factor de daño negativo no necesariamente descarta un pozo como candidato, ya que, un valor negativo solo demuestra que la permeabilidad en la cara del pozo es mayor a la permeabilidad de la formación como resultado de una estimulación o fracturas naturales y no de un proceso de optimización de producción. (...Véase el numeral 1.7...).

2.2.2.3. Historial de producción del pozo. Una declinación significativa en la productividad del pozo en un transcurso de tiempo, justifica un trabajo de fracturamiento hidráulico siempre que otros criterios más importantes también sean aprobados.

2.2.2.4. Volumen de aceite/gas in place, saturación de hidrocarburos y presión del yacimiento. Los mejores candidatos deben tener un volumen substancial de aceite y gas in-situ y una presión de reservorio razonable, para hacer viable la estimulación en términos de producción y economía.

2.2.2.5. Contención de la fractura hidráulica. Una pobre contención de la fractura tiene resultados negativos en producción, para prevenir esta situación se debe conocer las condiciones de inyección dadas, si las variaciones de estratos geológicos pueden o no actuar como una barrera y si estos permiten contener la fractura en el yacimiento.

2.2.2.6. Perfil de esfuerzos in situ. Un conocimiento exacto del campo de esfuerzos in-situ o más específicamente el esfuerzo mínimo horizontal in-situ es altamente beneficioso en el diseño de una fractura hidráulica.

2.2.2.7. Modelo de pre-fracturamiento del pozo. Los modelos de pre y post-fracturamiento sirven para construir la curva de rendimiento de un pozo y ver cómo cambia después de la operación y de este modo poder medir el aumento en la productividad.

Una vez se hayan estudiado las limitaciones existentes que se pueden presentar en el pozo candidato y no exista ningún aspecto relevante que pueda afectar de forma crítica la ejecución del fracturamiento hidráulico, se identifican los criterios del yacimiento para afirmar que el pozo si cumple con los requisitos mínimos para esta operación. Hay que aclarar que el criterio del factor de daño y el historial de pozo se toman en cuenta siempre y cuando otros criterios sean aprobados, entre estos, se encuentran la permeabilidad, el perfil de esfuerzos in-situ y el modelo de pre-fracturamiento del pozo.

El siguiente paso después de tener claras las limitaciones y haber aprobado los criterios de selección se procede a plantear el Índice de productividad antes de fracturar, con el fin de comparar con el IP simulado después de generada la fractura y observar si el incremento de productividad es significativo.

2.3. PLANTEAMIENTO DEL IP ANTES DEL TRABAJO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El índice de productividad es una expresión generalizada para cada pozo, en donde se comparan diferentes formaciones o geometrías de pozos con pruebas independientes de declinación¹. Este también permite definir la tasa máxima a la cual, un pozo puede producir dependiendo de las condiciones prevalecientes en el reservorio y la presión diferencial disponible.

El índice de productividad (IP) es una medida del potencial de un pozo, o la facilidad con que este produce. En términos matemáticos el índice de productividad, J , es la relación entre el caudal de producción y la caída de presión, y para el estado estable se define:

$$J = \frac{q}{\Delta P} = \frac{Kh}{141.2 B\mu [\ln(r_e/r_w) + s]} \quad (2.18)$$

Dónde:

J = Índice de productividad.

q = Caudal (bbls).

ΔP = Diferencial de presión (psi).

K = Permeabilidad de la formación (md).

B = Factor Volumétrico.

μ = Viscosidad (cp).

h = Espesor neto (ft).

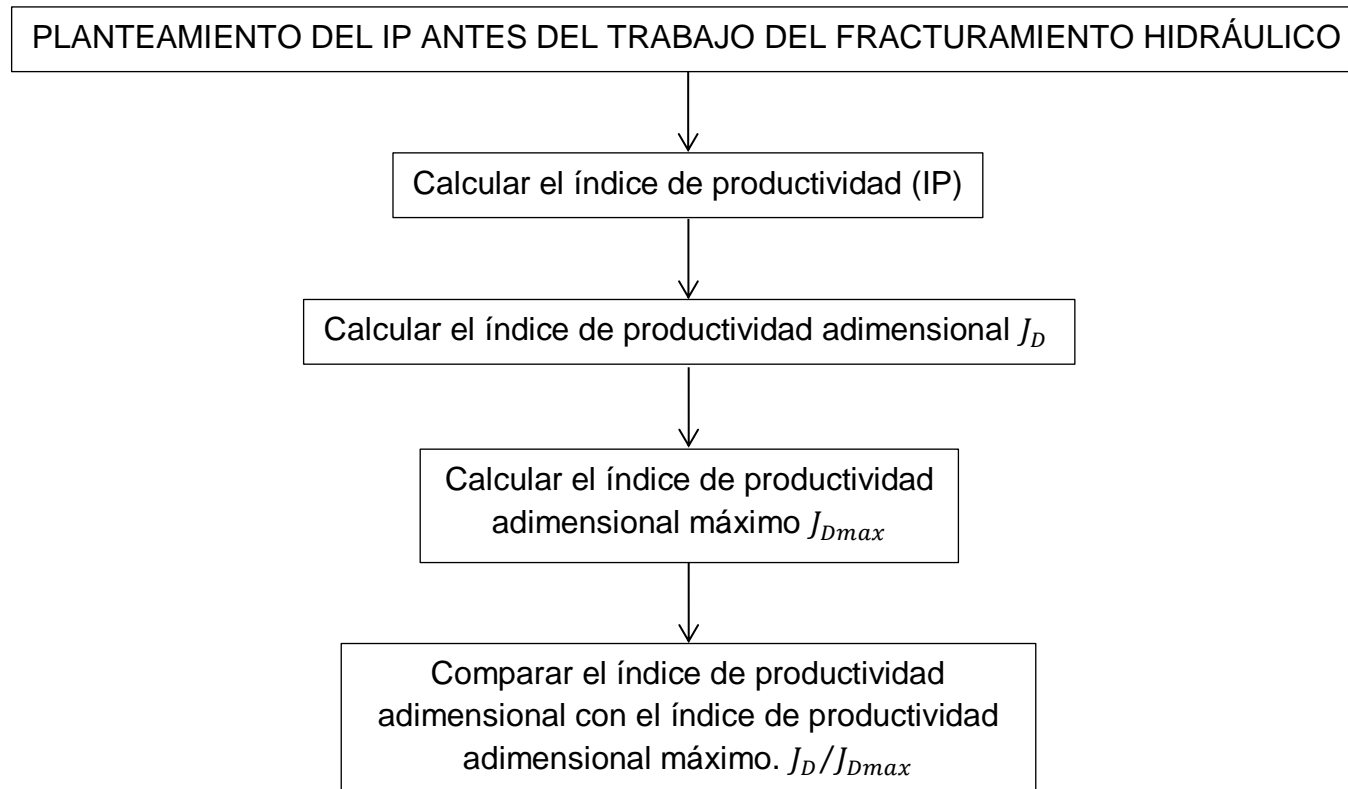
r_e = Radio de drene.

r_w = Radio de la cara del pozo.

S = Daño de la formación.

¹Society of petroleum engineers (SPE), tomado de artículo en línea.

Figura 2.4 Diagrama del método del índice de productividad adimensional.



2.3.1. Método del índice de productividad adimensional (J_D). Este método es utilizado para comparar y evaluar la productividad de algunos pozos, que se encuentren en formaciones parecidas y con geometrías de cara de pozo similares; se usa el índice de productividad adimensional, J_D (Diyashev Economides, 2005), que se puede definir de la siguiente manera:

$$J_D = \frac{141.2 J B \mu}{Kh} \quad (2.19)$$

Dónde:

J_D = Índice de productividad adimensional.

J = Índice de productividad.

K = Permeabilidad de la formación (md).

B = Factor Volumétrico.

μ = Viscosidad (cp).

h = Espesor neto (ft).

Para pozos verticales:

$$J_D = \frac{1}{\ln(r_e/r_w) + s} \quad (2.20) \text{ Para estado estable}$$

Dónde:

J_D = Índice de productividad adimensional.

r_e = Radio de drene.

r_w = Radio de la cara del pozo.

S = Daño de la formación.

$$J_D = \frac{1}{\ln(r_e/r_w) - 0.75 + s} \quad (2.21) \text{ Para estado pseudo - estable}$$

Dónde:

J_D = Índice de productividad adimensional.

r_e = Radio de drene.

r_w = Radio de la cara del pozo.

S = Daño de la formación.

El índice de productividad adimensional es un método rápido y fácil para identificar pozos de bajo rendimiento y así poder comparar diferentes pozos con distintas características y hacer una mejor selección del candidato².

El método consiste en definir el máximo J_D para un pozo que no se encuentra estimulado (J_{Dmax}), esto se logra cuando el valor del daño de formación $s = 0$. Así, comparando el J_D actual con el J_{Dmax} , se puede realizar una valoración del pozo o del deterioro del intervalo de producción. El método es independiente de la presión, viscosidad, espesor neto, permeabilidad, radio de drene o geometría de la cara del pozo³.

Este método sugiere que la producción teórica máxima de un pozo fracturado (J_{fDmax}) en un yacimiento cerrado (con fronteras de no flujo) es relativamente simple y está dado por (Valko and Economides, 1996):

$$J_{fDmax} = 6/\pi = 1.909 \quad (2.22)$$

Este valor es para flujo lineal, el cual, se formaría desde el yacimiento hacia el interior de la fractura. Para ello, se compara el J_D actual con el valor que se obtendría del fracturamiento, esto permite clasificar distintos pozos de mayor a menor potencial, para la estimulación de la fractura. Sin embargo, hay que ser cauteloso al usar esta aproximación. J_{fDmax} , porque es un valor teórico y esto puede implicar después del tratamiento una productividad significativamente menor con respecto al máximo teórico⁴.

²Society of petroleum engineers (SPE), tomado de artículo en línea.

³Society of petroleum engineers (SPE), op. Cit

⁴Society of petroleum engineers (SPE), op. Cit

El método anterior sirve para identificar y clasificar candidatos adecuados para estimulación por fractura hidráulica, sin embargo, hasta; en otras palabras, el hecho de que un pozo tenga un incremento significativo de J_D no significa que este pozo sea la mejor opción como candidato a fracturamiento hidráulico, incluso si dos pozos tiene J_D similares la producción después del fracturamiento puede variar debido a las diferencias en el espesor neto, permeabilidad y/o presión de yacimiento; por lo tanto, no solo se debe clasificar los pozos de acuerdo con su J_D , sino que es necesario compararlos de acuerdo a sus potenciales máximos de post-tratamiento J_f , respecto a la relación J_{Dfmax}/J_D con base la permeabilidad del reservorio.

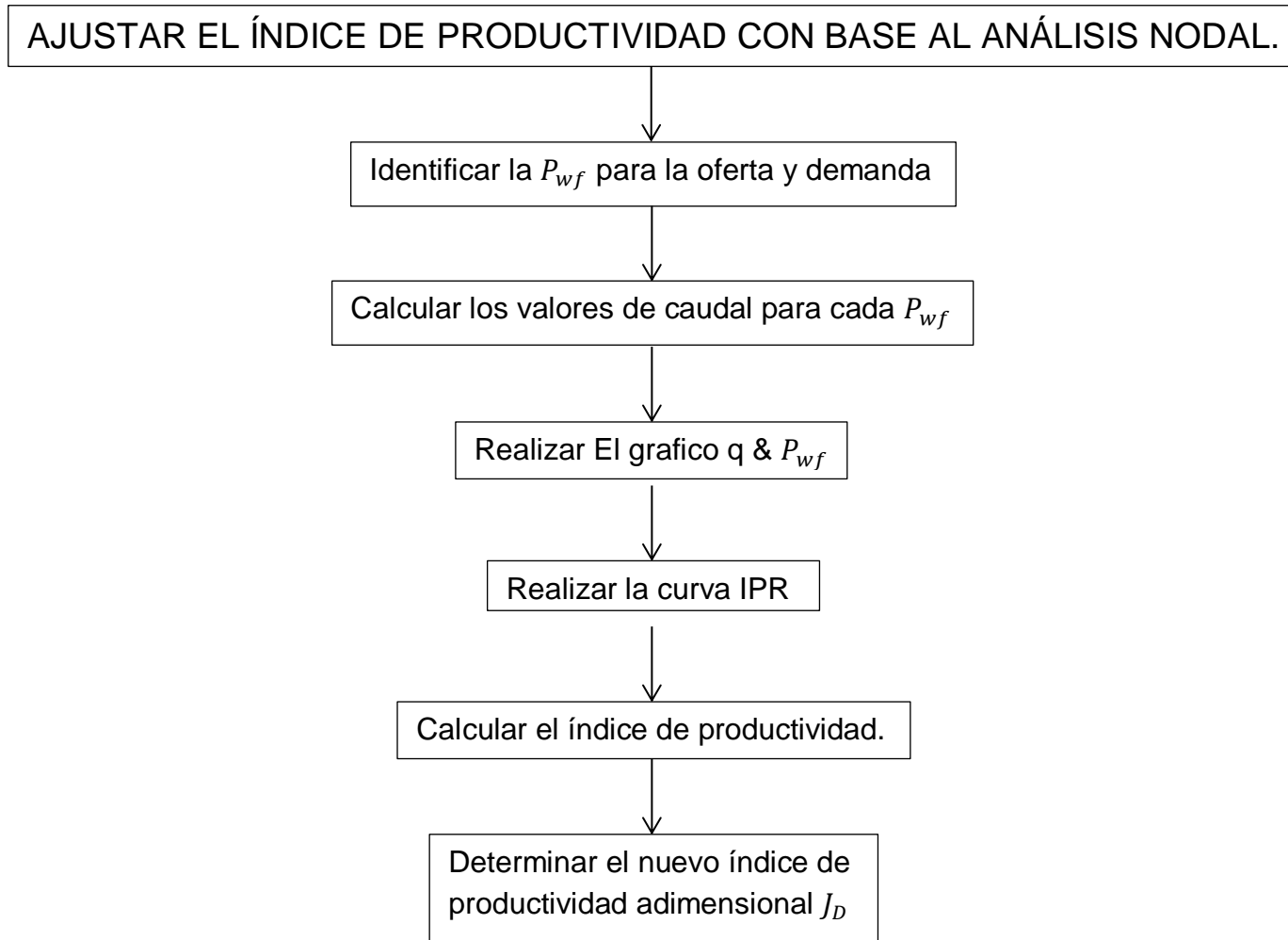
Estimado el índice de productividad antes de generada la fractura, se debe ajustar el índice de productividad al modelo actual, a través del análisis NODAL, para conocer más a fondo el comportamiento de la producción del pozo tanto en fondo como en superficie, así como se muestra a continuación:

2.4. AJUSTE DEL IP AL MODELO ACTUAL O REAL

El índice de productividad debe ser ajustado o analizado para tener una visión más precisa del comportamiento actual y futuro de los fluidos en el pozo antes de realizar cualquier operación, con este fin se realiza un análisis Nodal, el cual, nos permite obtener una mejoría en la eficiencia de flujo, un incremento en la producción y en nuestro caso un valor más preciso del potencial de los pozos a ser seleccionados como candidatos para un tratamiento de fracturamiento hidráulico. A demás, este análisis también se realiza con la finalidad de determinar si el pozo en verdad requiere una estimulación o su producción puede aumentar con un ajuste en el sistema de producción, como lo es una reducción de diámetro o un cambio de tubería.

A continuación se muestra un diagrama de flujo, en el cual, está plasmado el procedimiento que se debe seguir con base al análisis NODAL.

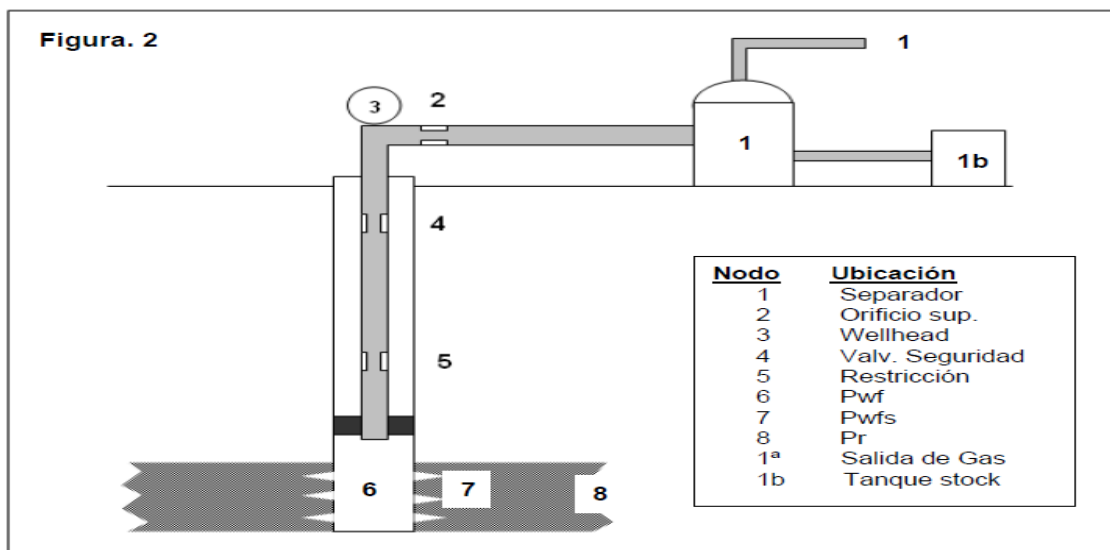
Figura 2.5 Diagrama de procedimiento para desarrollar el análisis NODAL.



2.4.1. Análisis NODAL. El análisis nodal, se utiliza para diseñar y evaluar pozos fluyentes, intermitentes o con sistemas artificiales de producción

En un sistema de producción siempre se conocen dos presiones, la presión de salida que es la presión del separador (P_{sep}) y la presión estática del yacimiento (P_{ws}), por tanto, conociendo estas presiones en sus respectivos nodos se puede determinar las caídas de presión en alguno de los nodos intermedios. Con este propósito se escoge un nodo, el cual, divide el sistema en dos parte aguas arriba (“*upstream*”) y aguas abajo (“*downstream*”)⁵. En la siguiente figura se puede observar los diferentes nodos que se pueden presentar en un sistema de producción:

Figura 2.6. Series de nodos para un análisis nodal.



Fuente: Análisis de un sistema de producción y Análisis NODAL TM. Autor: Marcelo Hirschfeldt.

En cada componente del sistema debe existir una relación entre el caudal y la caída de presión, por ende, para poder determinar el flujo a través del sistema se necesita cumplir dos requisitos⁶:

⁵ Agencia de producción de petróleo, tomado de artículo en línea.

⁶ Agencia de producción de petróleo, op. Cit.

- El flujo a la entrada del nodo es igual al flujo a la salida del mismo.
- Una sola presión existe en el nodo.

Entrada al Nodo (inflow) o Presión de oferta:

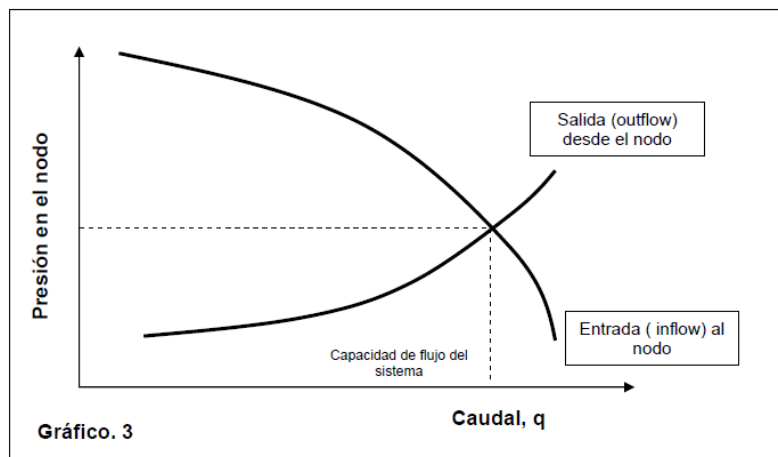
$$P_R - \Delta p(\text{upstream componentes}) = P_{\text{nodo}}$$

Salida del nodo (outflow) o Presión de demanda:

$$P_{\text{sep}} + \Delta p(\text{downstream componentes}) = P_{\text{nodo}}$$

A continuación se realizará un gráfico compuesto por dos curvas de presión vs caudal (antes y después), las cuales, se interceptan en el punto donde se cumplen las dos condiciones antes descritas.

Gráfico 2.2 Curva de oferta y demanda.



Fuente: Análisis de un sistema de producción y Análisis NODAL TM. Autor: Marcelo Hirschfeldt.

Para nuestro caso en particular el análisis NODAL se debe realizar en el nodo de la posición 6 como se muestra en el gráfico 2.2, al cual, corresponde la presión de P_{wf} ; ya que nuestro objetivo, es conocer la capacidad del flujo que tiene el yacimiento.

Después de seleccionado el nodo este punto divide el pozo en dos partes el reservorio y el sistema de conducción, con base a esto, se elaboran las expresiones de oferta y demanda de la siguiente forma:

Presión de oferta:

$$P_R - \Delta p_{res} = P_{wf} \quad (2.23)$$

Presión de demanda:

$$P_{sep} + \Delta p_{flowline} + \Delta p_{tubing} = P_{wf} \quad (2.24)$$

Se procede a realizar el grafico para conocer el intercepto actual de las dos curvas y después se estudia el efecto que tendrá el tratamiento en la presión de oferta y que tanto desplaza el caudal óptimo. Además se pueden analizar otras opciones para descartar o afirmar el desarrollo del tratamiento y escoger la mejor opción con el menor costo posible.

Es importancia realizar este análisis, ya que, aunque la caída de presión global del sistema, $P_R - P_{sep}$, puede ser fijada en un momento particular, la capacidad de producción del sistema depende de dónde ocurra la caída de presión, debido, a que si la presión se acumula en un componente, entonces no existirá una presión suficiente para un rendimiento eficiente de los otros nodos⁷.

El análisis nodal se puede realizar como se describió en esta guía o se puede utilizar la ayuda de algún software que realice todo el proceso con tan solo ingresar los datos de presiones fijas en el sistema y la posición del nodo que se quiere estudiar.

⁷Agencia de producción de petróleo, tomado de artículo en línea.

Con el análisis nodal establecido se inicia la elaboración de la curva IPR (“*Inflow Performance Relationships*”), la cual, es la representación gráfica de las presiones fluyentes, P_{wfs} , y las tasas de producción de líquido q_l . Esta relación se puede obtener del índice de productividad, como lo muestra las siguientes ecuaciones:

Para caudal(q_l):

$$q_l = J * (P_{ws} - P_{wfs}) \quad (2.24)$$

Para Presión(P_{wfs}):

$$P_{wfs} = P_{ws} - (q_l/J) \quad (2.25)$$

Es normal que la curva IPR se observe un comportamiento decreciente, debido a que la capacidad de aporte del yacimiento disminuye a través del tiempo por la reducción de la permeabilidad en las cercanías de la cara de pozo y por el aumento de la viscosidad del crudo a medida que se evaporan sus componentes livianos.

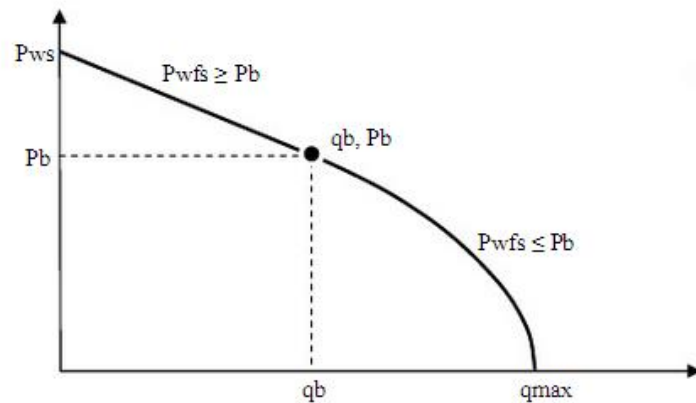
Construcción de curva IPR

Las siguientes son las ecuaciones que se deben usar para construir la gráfica de la curva IPR para un yacimiento sub-saturado y yacimientos saturados.

En yacimientos sub-saturado ($P_{wfs} > P_b$), existirá flujo monofásico (petróleo) y para presiones menores a la presión de burbuja ($P_{wfs} < P_b$) habrá flujo bifásico (petróleo y gas); por lo tanto, la curva IPR tendrá un comportamiento lineal por encima de la presión de burbuja (P_b), y un comportamiento tipo Vogel por debajo de la misma⁸. (...**Véase el gráfico 2.3...**).

⁸Agencia de producción de petróleo, tomado de artículo en línea.

Grafico 2.3 Curva IPR para yacimientos sub-saturados.



Fuente: Análisis de un sistema de producción y Análisis NODAL TM. Autor: Marcelo Hischfeldt.

Para presiones sub-saturadas se cumple la siguiente expresión:

$$q_l = J * (P_{ws} - P_{wfs})$$

J, se puede establecer de dos formas:

- 1) Por medio de una prueba de flujo (P_{wfs}, q_l) donde la $P_{wfs} > P_b$.

$$J = \frac{q(\text{prueba})}{P_{ws} - P_{wfs}(\text{prueba})} \quad (2.26)$$

- 2) Utilizando la ecuación de darcy, sin embargo, este método es aconsejable cuando se dispone de suficiente información:

$$J = \frac{0,00708 * K_o * h}{\mu_o * B_o [Ln(r_e/r_w) - 0.75 + S]} \quad (2.27)$$

Ahora, para presiones saturadas se utiliza la ecuación planteada por Vogel:

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wfs}}{P_{ws}} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wfs}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (2.28)$$

Despejando q , y ajustando la presión a condiciones del punto de burbuja se obtiene:

$$q = q_b + (q_{max} - q_b) \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wfs}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wfs}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (2.29)$$

El q_b , se obtiene de la siguiente ecuación:

$$q_b = J * (P_{ws} - P_b) \quad (2.30)$$

Y la incógnita de q_{max} , se establece con la siguiente ecuación:

$$q_{max} - q_b = \frac{J * P_b}{1,8} \quad (2.31)$$

Sustituyendo las últimas dos ecuaciones en la primera se despeja el índice de productividad; o se puede obtener con una prueba de flujo donde P_{wfs} , esté por debajo de la presión de burbuja.

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_b + \frac{P_b}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wfs}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wfs}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad (2.32)$$

Al conocer el índice de productividad, J , se determina q_b y q_{max} , las cuales, faltaban para poder completar la construcción de la curva.

En yacimientos saturados se debe utilizar la ecuación general de Vogel asumiendo distintas P_{wfs} y luego graficar. Si es el caso contrario, se despeja P_{wfs} , de la ecuación 2.32 y se asumen valores de caudal. El despeje queda de la siguiente forma:

$$P_{wfs} = -0.125P_{ws} \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{q_o}{q_o \max} \right)} \right] \quad (2.33)$$

Una vez ajustado el índice de productividad al modelo real, se procede a determinar el índice de productividad adimensional J_D , del pozo antes del fracturamiento hidráulico y después se prosigue a determinar los parámetros básicos de fractura (como se muestra en el siguiente sub-capítulo), para que con ellos, se calcule en índice de productividad adimensional después del fracturamiento J_{fD} y poder obtener el incremento en la producción.

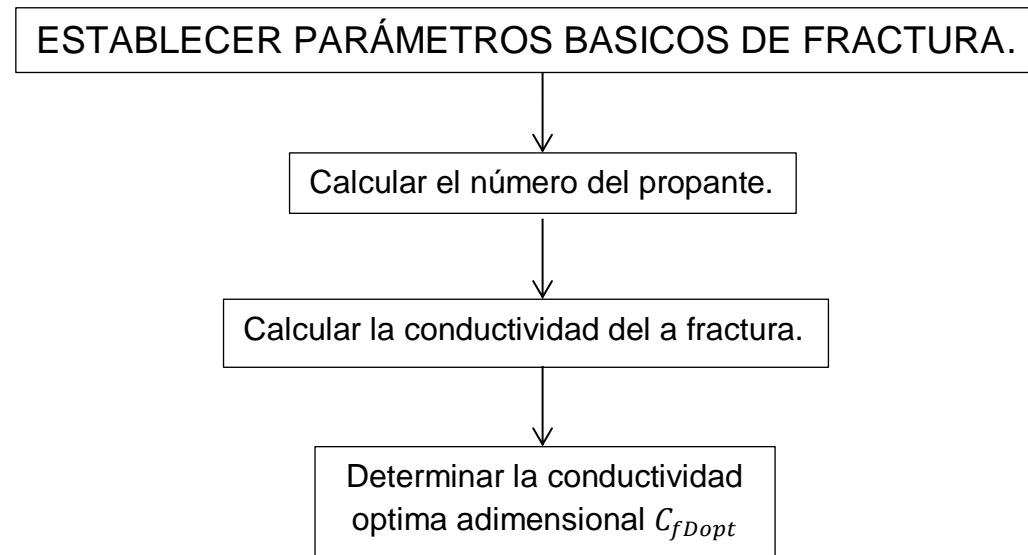
2.5. ESTABLECER PARAMETROS BASICOS DE FRACTURA

El fracturamiento hidráulico un tipo de estimulación costosa, hoy en día no basta con llegar a un incremento de la producción viable económicamente; sino a extender sus resultados de tal manera que se pueda optimizar la producción alcanzando el incremento máximo posible de productividad, con base a las condiciones y limitaciones del pozo a fracturar.

Cuando se habla de optimizar una fractura, se refiere a obtener la combinación apropiada de selección de propante, longitud y amplitud de la fractura (**...Véase el numeral 3.5...**). Estos tres parámetros permiten llegar a excelentes resultados si se integran correctamente.

A continuación se ilustrara las pautas para determinar la combinación propicia de los parámetros básicos de fractura:

Figura 2.7 Diagrama para determinar los parámetros de fractura.



2.5.1. Número de propante (N_{prop}). El número de propante indica la relación existente entre el volumen de la fractura y el volumen del reservorio, ajustado a las permeabilidades del propante y del yacimiento respectivamente. (...Véase el numeral 3.5.7...).

2.5.2. Conductividad de la fractura optima adimensional (C_{fD}). (...Véase los numerales 3.5.5. y 3.5.6...). Se define por la ecuación:

$$C_{fD} = \frac{W_{ave}K_f}{X_fK} \quad (2.38)$$

Dónde:

W_{ave} = Ancho promedio de la fractura apuntada.

X_f = Longitud media de la fractura apuntalada.

K_f = Permeabilidad del apuntalante o de la fractura.

K = Permeabilidad de la formación.

La ecuación anterior describe la capacidad que tiene la fractura para entregar fluidos a la cara del pozo con relación a la capacidad que tiene la formación para entregar fluidos a la fractura. El balance de estas dos capacidades permite hallar el incremento máximo de producción, calculando el valor óptimo de C_{fD} , para el cual, la fractura debe ser diseñada.

Con base a las ecuaciones del número de propante, se puede afirmar que existe una combinación específica de longitud y ancho promedio de la fractura para cada combinación de propante, permeabilidad de la formación y volumen de propante; esta combinación óptima de longitud y ancho está representada en la conductividad óptima adimensional de la fractura, C_{fDopt} como esta definido en las siguientes expresiones⁹:

⁹Society of petroleum engineers (SPE), tomado de artículo en línea.

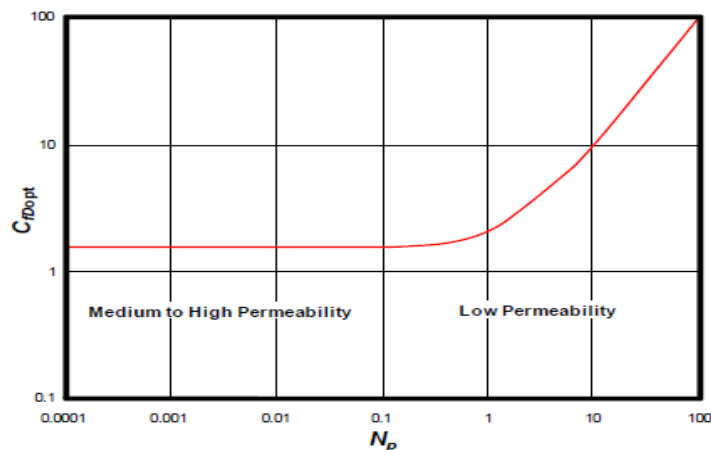
$$C_{fDopt} = 1.6 \quad \text{para } N_p < 0.1 \quad (2.41)$$

$$C_{fDopt} = 1.6 + e^{\left[\frac{-0.583 + 1.48 \ln N_p}{1 + 0.142 \ln N_p} \right]} \quad \text{para } 0.1 \leq N_p \leq 10 \quad (2.42)$$

$$C_{fDopt} = N_p \quad \text{para } N_p > 10 \quad (2.43)$$

Dado que hay una relación inversa entre la permeabilidad de la formación y el número de propante, se puede decir que para formaciones de permeabilidad de media a alta, los tratamientos deben llevarse a cabo con un C_{fD} de 1.6. y para formaciones con bajas permeabilidades la relación llega a ser más complicada, pero aun con un óptimo C_{fD} el cual permitirá la productividad máxima. Como se discutió anteriormente, C_{fDopt} representa la combinación óptima del ancho y longitud, la cual, es independiente del volumen de tratamiento.

Grafico 2.4 Relación entre N_{prop} y C_{fDopt} (de Martin, 2007).

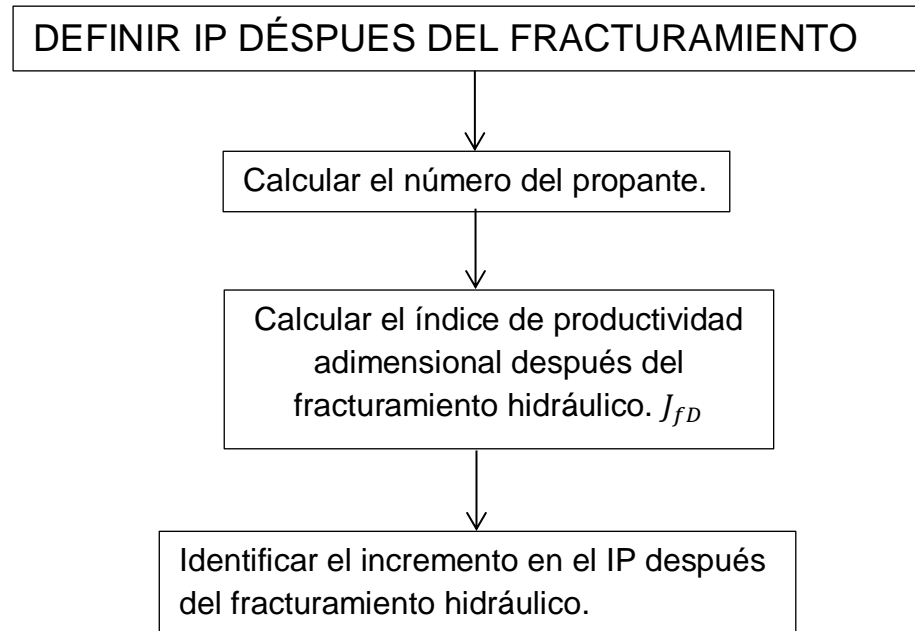


Fuente: Best practices for candidate selection, desing and evaluation of hydraulic fracture treatments.

En este subcapítulo se explica la forma teórica de calcular los parámetros de fractura hidráulica, sin embargo, otra forma de determinar estos parámetros es a través de modelos de fractura hidráulicos 2D y 3D, como lo son los modelos PKN y el modelo KGD. (...Véase el numeral 3.9...).

Una vez establecidos los parámetros básicos de fractura, el número del propano, la conductividad óptima de la fractura y siguiendo con “el diagrama de selección de pozos candidatos para fracturamiento hidráulico” se determina el índice adimensional después del tratamiento J_{fD} , tal como se muestra a continuación.

Figura 2.8 Diagrama del procedimiento del IP después del F.H.



2.6. DEFINIR EL NUEVO IP DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Después de conseguir las dimensiones óptimas de la fractura y el número de propante se usan para definir el índice de productividad máximo de la fractura del pozo, como una función del número del apuntalante, $J_{fDmax}(N_p)$ de la siguiente forma: (Economides y Martin, 2007):

$$J_{fDmax}(N_p) = \frac{1}{0.990 - 0.5 \ln N_p} \quad \text{para } N_p < 0.1 \quad (2.44)$$

$$J_{fDmax}(N_p) = 6/\pi - e^{\left[\frac{0.423 - 0.311N_p - 0.089N_p^2}{1 + 0.667N_p + 0.015N_p^2} \right]} \quad \text{para } N_p \geq 0.1 \quad (2.45)$$

Estas ecuaciones son necesarias para evaluar el diseño del tratamiento y su ejecución. Como primer paso se evalúa la efectividad del tratamiento diseñado comparando el $J_{fDmax}(N_p)$ con J_D ; como segunda instancia se grafica la relación entre estos dos vs el tamaño del tratamiento (bbls), lo cual, para evidencia la optimización del pozo mientras C_{fDopt} se mantenga constante¹⁰.

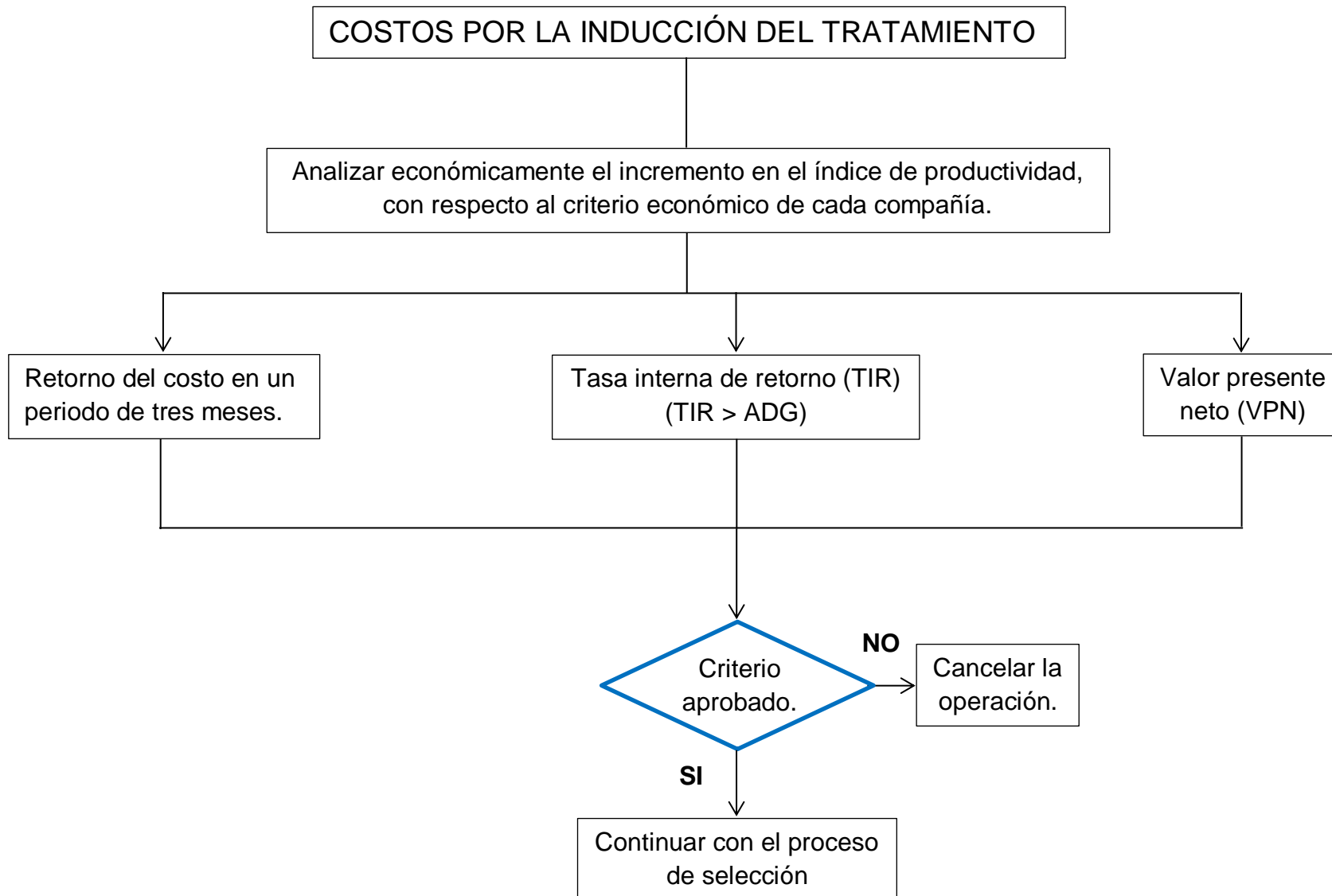
Con el incremento en la producción determinado, se procede a identificar si este incremento es significativo para la productividad del pozo o por lo contrario, no genera grandes expectativas ni a largo ni corto plazo.

2.7. ESTABLECER COSTOS POR LA INDUCCIÓN DEL FRACTURAMIENTO ¿VALE LA PENA CONTINUAR?

Todo tratamiento u operación que se realice en un pozo debe ser económicamente rentable y debe cumplir con los criterios económicos que tenga cada empresa; en otras palabras, el ingreso adicional generado por el fracturamiento hidráulico debe satisfacer un incremento mínimo de producción que sea justificable económicamente.

¹⁰Society of petroleum engineers (SPE), tomado de artículo en línea.

Figura 2.9 Diagrama de los criterios económicos.



2.7.1. Criterios económicos. Uno de los criterios económicos más usados en los trabajos de fracturamiento hidráulico es: El costo del tratamiento debe ser regresado o generado en el periodo de los primeros tres meses después de realizar la fractura; para lograr este fin, se debe estimar el incremento de la producción y la producción extra generada en los primeros tres meses y luego calcular el ingreso extra como se muestra a continuación

$$I_{extra} = q_{extra} * PCO_{petróleo} \quad (2.46)$$

Dónde:

I_{extra} = Ingreso extra generado en los tres primeros meses.

q_{extra} = Producción extra obtenida en el periodo establecido.

$PCO_{petróleo}$ = Precio actual del barril de petróleo.

Este es un criterio clave que permite afirmar si el tratamiento es o no económicamente rentable y a su vez rechazar o seleccionar el pozo.

El siguiente criterio es: La tasa interna de retorno (TIR) o “*Internal Rate of Return*” (IRR), cualquier proyecto potencial necesita de una autorización de gastos, por tanto el valor de la tasa interna de retorno debe ser mayor que este. Cada empresa tiene un porcentaje para este criterio, generalmente el periodo es de un año y si no se cumple la condición ($TIR > ADG$) el proyecto del tratamiento como tal es rechazado.

El tercer criterio es: El valor presente neto (VPN) o “*Net Present Value*” y se calcula de la siguiente forma:

$$Ingresos\ netos = q_{extra} * PCO_{petróleo} \quad (2.47)$$

$$Ingresos\ Descontados = \sum_{x=1}^n \left(\frac{\text{ingreso neto de cada año } (X)}{(1+i)^x} \right) \quad (2.48)$$

Dónde:

n = Periodo de retorno de la inversión.

i = Tasa interna de retorno, expresada en fracción.

$$VPN = \text{Ingresos Descontados} - \text{Costo inicial del tratamiento} \quad (2.49)$$

Vale aclarar que este criterio no solo permite aceptar o rechazar un pozo basado en su producción futura, sino que también permite conocer el rendimiento del ingreso de producción ajustando diferentes factores que pueden cambiar en gran medida el valor económico del tratamiento.

Cuando el criterio económico acogido por la empresa es aceptado, lo cual, indica que la operación es económicamente justificable, se procede a establecer los parámetros de operación del tratamiento en el pozo, verificando la integridad de la estructura del pozo, tal como se demuestra en los sub-capítulos 2.8, 2.9, 2.10, 2.11, 2.12 y 2.13.

2.8. ESTABLECER GRADIENTE DE FRACTURA

Su estimación se puede hacer de varias formas, y una de ellas es buscándolo en la base de datos del grupo de ingeniería que realizó el diseño de la perforación de determinado pozo, ya que para ellos este valor es esencial para un diseño óptimo, por lo que necesariamente para planear la perforación de cualquier pozo se debe de tener disposición de una curva de gradiente de fractura versus profundidad, (teniendo el grupo de perforación acceso a datos adicionales como muestras de formación, estudios sísmicos, registros adquiridos con cable y registros adquiridos durante la perforación), por lo que es recomendable en primera instancia acudir a ellos para conocer este parámetro de fracturamiento hidráulico. Por ejemplo con registros acústicos, eléctricos y con análisis sísmicos modernos como la tomografía de reflexión, se puede proveer presiones de poro precisas y con muy baja incertidumbre soportado por registros eléctricos y acústicos (**...Véase el numeral 2.1.5.1.2.3...**), las cual junto con la presión de sobrecarga calculada (**...Véase el numeral 2.1.4.3.16...**) va a permitir a través de métodos empíricos estimar un gradiente de fractura.

Otra forma de obtener este valor es a través de la búsqueda en la base de datos de pozos cercanos o pozos offset que se encuentran en la misma formación, en donde se pudieron haber hecho estudios previos para fracturar; y si no hay datos disponibles, se pueden usar métodos empíricos, como lo es por ejemplo el método de Eaton (1969) (...**Véase el numeral 2.1.5.1.2.3.3...**).

También existen dos procedimientos comunes para la determinación del gradiente de fractura los cuales son:

- LOT o Prueba de Fuga (...**Véase el numeral 2.1.5.1.2.3.3...**).
- FIT o Prueba de Integridad de la formación (...**Véase el numeral 2.1.5.1.2.3.3...**).

Una vez calculado el gradiente de fractura, se calcula la presión de fractura, tal como se indica en el diagrama de flujo (**Figura 2.2**) y como se muestra a continuación.

2.9. CALCULAR PRESIÓN DE FRACTURA

Con el gradiente de fractura de la formación que se tiene pensado intervenir, ya es posible calcular de forma sencilla la presión de fractura o ruptura, a través de la siguiente ecuación:

$$P_{Frac} = GF * TVD * FS \quad (2.50)$$

En donde:

GF = Gradiente de Fractura, psi/pie

TVD = Profundidad vertical del pozo, pies

FS = Factor de Seguridad. (Recomendado por el grupo de completamiento).

El siguiente paso consiste en definir las presiones de trabajo como se indica a continuación. (...**Véase la figura 2.2...**).

2.10. DEFINIR PRESIONES DE TRABAJO

El siguiente paso es definir las presiones de trabajo: STP (Presión en cabeza o presión de inyección del tratamiento) y la BHTP (presión en fondo de pozo o presión en el centro del intervalo a ser tratado) (**...Véase el numeral 3.4.1...**).

Estas presiones deben de ser establecidas, teniendo en cuenta que se debe generar la fractura de forma óptima. STP o la presión de la inyección del tratamiento, se gradúa en superficie de tal forma que en fondo se genere una presión que sea capaz de fracturar la formación, teniendo en cuenta la presión hidrostática y las pérdidas de presión por fricción.

BHTP o también enunciada como P_{iw} , (presión en el centro del intervalo a ser tratado) puede ser calculada desde superficie usando la siguiente ecuación:

$$P_{iw} = P_{inj} + P_{head} + P_{pipe\ friction} \quad (2.51)$$

Dónde:

P_{inj} = Presión de inyección del tratamiento o presión en cabeza

P_{head} = Presión hidrostática del fluido en el pozo

$P_{pipe\ friction}$ = Pérdidas de presión por fricción en la cara de pozo a medida que se inyecta fluido.

También a través de un Minifrac previo al fracturamiento principal, se pueden monitorear de forma simultánea la BHTP, pérdidas de presión por fricción cerca a la cara del pozo y la tasa de bombeo de tratamiento.

Obtenidas las presiones de trabajo, se observa si estas son apropiadas para la operación, lo cual, nos lleva al siguiente paso del proceso de selección de pozos candidatos para fracturamiento hidráulico que consiste en estudiar el completamiento del pozo para conocer su estado actual. (**...Véase la figura 2.2...**).

2.11. COMPLETAMIENTO DEL POZO

Antes que nada se procede a verificar si el hueco está desnudo o abierto, y posteriormente se debe de hacer una clasificación de tuberías y/o revestimientos, empaques y accesorios que conforman el completamiento del pozo, obteniendo las características respectivas, de tal forma que se puede realizar un análisis de profundidades, diámetros y demás parámetros de completamiento, para así tener mayor seguridad sobre el diseño de fracturamiento que se piensa realizar y saber que rata de tratamiento sería viable utilizar. También es muy importante observar si la tubería de producción se encuentra cañoneada, esto a su vez, nos pone en la tarea de identificar los intervalos y sus profundidades. (...**Véase los numerales 4.1. y 4.2...**).

También se debe de verificar la Integridad de cemento, y esto se hace a través del análisis de los registros CBL/VDL que mide la calidad y adherencia del cemento (...**Véase el numeral 4.4.1...**), y de la herramienta UBI o herramienta de imágenes ultrasónicas, la cual ofrece una imagen azimutal del cemento alrededor del revestimiento (...**Véase el numeral 4.4.2...**).

Otro punto muy importante es buscar el esquemático actualizado y el histórico del pozo que se tiene pensado fracturar y verificar si existen zonas que se encuentran aisladas por límites, por otro lado, se debe de hacer un análisis antes del trabajo para saber si es necesario asilar algún intervalo del pozo en específico con el fin de que el tratamiento sea óptimo, porque puede existir presencia de zonas que proporcionan pérdidas de fluido y presión (pérdidas de circulación), por mala compactación e integridad del cemento en un intervalo específico del pozo, otra razón es porque se requiere aislar zonas previamente cañoneadas que no son de interés en el momento, o de forma general, simplemente porque se quiere mantener aislado un intervalo en especial ya que no conviene que este se encuentre expuesto en el tratamiento de fracturamiento hidráulico (...**Véase el numeral 4.5.1...**).

Cuando se identifica a través de los estudios realizados que un intervalo del pozo posee una mala integridad o adherencia del cemento y se tiene que no es viable o no se contemplan estrategias de aislamiento de esta zona, lo que se debe hacer es realizar un “squeeze” o cementación secundaria (**...Véase el numeral 4.4.3...**), y una vez este haya sido realizado con éxito, se puede pasar a la siguiente pauta o de lo contrario el pozo será rechazado como candidato.

El siguiente paso consiste en verificar las buenas condiciones del estado mecánico del revestimiento del pozo; tal como se muestra a continuación, de tal forma que al ejecutar el fracturamiento hidráulico no vaya a haber ningún inconveniente y como se ilustra en la **Figura 2.2**.

2.12. VERIFICACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO DEL REVESTIMIENTO DEL POZO

Cuando se habla de verificar el estado mecánico del revestimiento del pozo, se hace referencia a tener claro los límites a esfuerzos de tensión, colapso y estallido (**...Véase el numeral 4.3.1...**) de las secciones de tubería que se tenga en el pozo al igual de los componentes que hagan parte de todo el completamiento como por ejemplo las conexiones entre tuberías, esto para no ir a sobrepasar estas limitantes (“burst pressure” o “rating” de presión, teniendo en cuenta el factor de seguridad de diseño dado por completamiento) y así poder mantener un control de las presiones de trabajo y evitar la aparición de grandes problemas operacionales al momento de estar realizando el fracturamiento hidráulico, cuya solución estaría asociado a costos muy altos, que tal vez no serían rentables asumir durante la operación (dependiendo del potencial de pozo que se tenga estipulado por cálculos de yacimientos y producción).

Estas limitantes de esfuerzos son previamente definidas por el grupo de trabajo que realiza el completamiento del pozo ya que ellos son quienes tienen las referencias de la tubería que se baja, por lo que se debe acudir a ellos para ser remitidos al catálogo de la tubería en donde se podrán encontrar este tipo de

especificaciones. Por ejemplo algunas de las tuberías Premium más usadas en pozos que necesitan buena tubería son las de “*Vam Services*”, cuyas especificaciones dependiendo de la referencia de tuberías que se tenga en el pozo, se encuentran en <http://www.vamservices.com/>.

Una vez definidas las limitantes de este conjunto de presiones/esfuerzos, se procede a la verificación de las condiciones a las que se va a trabajar si se encuentran bajo los estándares de aguante de la tubería, con el fin de no ir generar daños y/o problemas.

En caso que la tubería estuviese no apta para estar sometida a las presiones requeridas por el trabajo, las dos opciones que se tienen son: correr sarta o cambiar completamiento del pozo, lo que requiere una evaluación económica ardua, para llegar a la conclusión de si es o no rentable tomar alguna de estas alternativas, lo que a su vez depende de que tan prolífico se muestre el pozo según las estimaciones de producción que se tienen del mismo.

Después de la verificación del estado mecánico del revestimiento del pozo, y se estimen las operaciones remediales que se deben de implementar (en caso que se deba realizarse) se continua a realizar el análisis de cañoneo del pozo para conocer el historial del mismo y poder tomar decisiones al momento de implementar o no estrategias de cañoneo; tal como se muestra en el siguiente sub-capítulo.

2.13. CAÑONEO DEL POZO

Este paso se encuentra enfocado al estudio de lo relacionado con el cañoneo. Lo primero es revisar el “*perforating records*” o historial de cañoneos para conocer que intervalos de la formación ya han sido cañoneados con anterioridad y saber si actualmente hay zonas expuestas al tratamiento las cuales podrían requerir ser aisladas, también para saber si es necesario re-cañonear, o realizar nuevos cañoneos dentro del pozo en la zona de interés (**...Véase el numeral 4.2.1...**).

Observar específicamente si hay intervalos cañoneados por encima de la zona de interés, para saber si es necesario aplicar estrategias de aislamiento (**...Véase el numeral 4.5.1...**) para lograr un uso adecuado de todo el fluido de tratamiento (evitar pérdidas de circulación).

Una vez conocido, estudiado y analizado lo referente al cañoneo del pozo candidato, se continúa con la elaboración del programa oficial de fracturamiento hidráulico (**...Véase la Figura 2.2...**); tal como se muestra a continuación.

2.14. ELABORAR EL PLAN Y EL PROGRAMA DE FRACTURAMIENTO

Cuando se llega a la conclusión de que por condiciones del pozo este es apto para ser sometido a un fracturamiento hidráulico, se debe de realizar el programa de trabajo definido de fracturamiento, en el cual se especifica el paso a paso de la operación que se va a realizar.

En este programa de estimulación de pozo se debe especificar en orden el plan del trabajo a realizar, el cual incluye arme y desarme de cada unidad de trabajo que se va a usar (por ejemplo “*slick line*”, “*coiled tubing*”, “*e-line*”, bombas y referencias generales de los fluidos que se requieran para llevar a cabo la operación como lo es por ejemplo el fluido fracturante, PAD y propante), hasta cada especificación de importancia sobre el pozo en cuanto a volúmenes, capacidades, parámetros más importantes de yacimiento y esquemático del pozo. El programa de fracturamiento de un pozo también incluye cada paso de operación que se tiene planeado realizar, y a su vez en cada paso se involucra un tiempo y costo estimado asociado. No sobra mencionar que previamente al desarrollo del programa de fracturamiento ya se debió de haber realizado un diseño de tratamiento por estimulación con fracturamiento hidráulico óptimo para esa formación y pozo en específicamente.

En el programa de fracturamiento se deben incluir los números de referencias de todos registros, historiales de cañoneo, últimos “*well testing*”, esquemático del pozo, y en general de toda la información que se ha recolectado

previamente en el estudio del pozo al igual que las especificaciones técnicas de las unidades y herramientas que se van a usar en la operación.

Finalmente después de elaborado el plan y programa de fracturamiento, se procede a continuar con el siguiente paso, el cual consiste en realizar una evaluación económica de todo lo que involucro la operación de fracturamiento incluyendo los trabajos de “*workover*” que el pozo pueda necesitar; teniendo en cuenta el criterio económico 2.7.3, tal como se muestra a continuación.

2.15. EVALUACIÓN ECONOMICA DE TODA LA OPERACIÓN

La evaluación económica de toda la operación se calcula con el tercer criterio estudiado en el punto 2.7; la única diferencia con este punto es que cuando se va a calcular el VPN no se va a usar el costo inicial del tratamiento, sino el costo total el cual, incluye costos de “*workover*”, trabajos de “*wireline*”, pruebas de pozos, equipos y todas las operaciones de aislamiento de zonas y re-cañoneo que se necesiten ejecutar en el pozo para poder llevar a cabo la operación del fracturamiento hidráulico.

Retomando el método quedaría de la siguiente forma:

$$Ingresos\ netos = q_{extra} * Pco_{petróleo} \quad (2.47)$$

$$Ingresos\ Descontados = \sum_{x=1}^n \left(\frac{ingreso\ neto\ de\ cada\ año\ (X)}{(1 + i)^x} \right) \quad (2.48)$$

Dónde:

n = Periodo de retorno de la inversión.

i = Tasa interna de retorno, expresada en fracción.

$$VPN = Ingresos\ Descontados - Costo\ total\ del\ tratamiento \quad (2.52)$$

Finalmente si la evaluación económica da como resultado favorable para realizar el tratamiento de fracturamiento hidráulico el pozo es seleccionado

como candidato y se procede a iniciar el tratamiento, de lo contrario, si el resultado es desfavorable se cancela toda la operación y se rechaza el pozo, dando lugar a escoger otro pozo para que se le aplique el proceso de selección.

CAPÍTULO 3: FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

3.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO

El fluido fracturante es bombeado dentro de una formación permeable, generando un diferencial de presión entre la cara del pozo y la presión original de yacimiento; a su vez el caudal se incrementa y esta presión diferencial también incrementa, causando un esfuerzo adicional alrededor de la cara del pozo. Eventualmente, al incrementar el caudal, la presión diferencial causará un esfuerzo que excederá el esfuerzo necesitado para romper la roca, y se forma la fractura. En este punto, si las bombas se cierran o la presión decae, la fractura se cerrará de nuevo; sin embargo, si se bombea algo de agente propante dentro de la fractura, entonces se liberará la presión, y la fractura permanecería abierta. Si este propante tiene permeabilidad y porosidad considerables, entonces bajo las circunstancias adecuadas se crea una trayectoria de aumento de conductividad desde el yacimiento a la cara del pozo

3.2. OBJETIVOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Entre sus principales objetivos se tiene: mejorar la producción, desarrollar reservas adicionales, sobrepasar zonas altamente dañadas, reducir la deposición de asfáltenos, controlar la producción de escamas, conectar sistemas de fracturas naturales, asegurar la producción de intervalos laminares, conectar formaciones lenticulares, disminuir la velocidad de flujo en la matriz rocosa, incrementar el área efectiva de drenaje de un pozo, disminuir el número de pozos necesarios para drenar un área, reducir la necesidad de perforar pozos horizontales, disminuir la caída de presión en la matriz y retardar el efecto de conificación del agua.

3.3. SIGNIFICADO DE LA PERMEABILIDAD

La permeabilidad de la formación tiene un gran impacto en la producción después del tratamiento de un intervalo fracturado hidráulicamente; además

afecta el tamaño y la forma de la fractura que se requiere para maximizar el incremento de producción obtenido por el fracturamiento. Las formaciones de baja permeabilidad requieren estimulación porque la permeabilidad de la formación no es suficiente para dejar que el pozo produzca naturalmente a caudales económicamente rentables. Las fracturas en yacimientos de baja permeabilidad son diseñadas estratégicamente con una mayor longitud de fractura, menor ancho y alto índice de penetración. Por otro lado las fracturas en formaciones de alta permeabilidad son diseñadas para ser cortas de longitud y altamente conductivas, lo que a su vez implica maximizar el ancho de la fractura propanada. Sin embargo, cada formación tiene una combinación específica de longitud y ancho para lo cual, debe ser diseñada óptimamente.

3.4. SIGNIFICADO DE LA PRESIÓN

Entender el recurso de energía ganada y de energía perdida (o usada) es fundamental para el proceso de fracturamiento. En cuanto a energía ganada se tiene la conversión de la energía mecánica en presión y caudales por cabezas de bombas hidrostáticas; por otro lado, en cuanto a la energía usada se tiene la fricción dentro del pozo, fricción en cañoneos, tortuosidad, fricción de fluidos en la fractura, superación de esfuerzos in-situ, fugas de fluido, inducción del ancho de la fractura y división de la roca al generar la fractura.

3.4.1. Tipos de Presión. En el fracturamiento hidráulico es común referirse a una gran clasificación de presiones, debido a que se encuentran varios tipos de presión durante la operación y el análisis. Cada una tiene su propio nombre, el cual se refiera al lugar en donde la presión está siendo medida o lo que la presión está haciendo:

3.4.1.1. Presión de inyección P_{inj} . También referenciada como presión en cabeza de pozo (WHP), presión de tratamiento en superficie (STP).

3.4.1.2. Cabeza hidrostática P_{head} . Presión hidrostática o presión de fluido y depende de la densidad y profundidad.

3.4.1.3. Presión de fricción de la tubería $P_{pipe\ friction}$. También conocida como presión de fricción. Hace referencia a las pérdidas de presión debido a los efectos de fricción en la cara del pozo a medida que el fluido es inyectado.

3.4.1.4. Presión de inyección en el fondo del pozo P_{iw} . Llamada presión de tratamiento en el fondo del pozo (BHTP) o presión en el fondo del pozo (BHP). Esta es la presión en el fondo, en la cara del pozo, en el centro del intervalo a ser tratado.

Existen además de las presiones anteriores otras presiones utilizadas en la operación del fracturamiento hidráulico, estas son:

- ✓ Presión de fricción de cañoneos ΔP_{pf} .
- ✓ Presión de tortuosidad Δp_{tort} .
- ✓ Fricción cerca a la cara del pozo $\Delta p_{near\ wellbore}$.
- ✓ Presión instantánea de cierre Δp_{ISI} .
- ✓ Presión de cierre Δp_c .
- ✓ Presión de extensión Δp_{ext} .
- ✓ Presión de fluido de fracturamiento Δp_f .

3.4.2. Presión Neta. La presión neta Δp_{net} , es el exceso de presión del fluido de fracturamiento dentro de la fractura, por encima de la presión requerida para mantener la fractura abierta. En este orden, esta es la energía disponible para propagar la fractura y para generar la amplitud de la misma.

La presión neta, es usada en el análisis de geometría de fractura, y puede ser calculada de la siguiente forma:

$$p_{net} = p_f - p_c \text{ y/o } p_{net} = p_{iw} - p_{pf} - p_{tort} - p_c \quad (3.1)$$

Todo el análisis de la presión neta involucra la geometría de la fractura, la cual, usa esta presión como la variable común que encadena todas las partes del modelo matemático.

Para un caso real de presión neta dada, hay un ancho de fractura específico que será generado por esta presión. Para una fractura elíptica, el ancho máximo está definido así:

$$W_{max} = \frac{2 p_{net}(1 - \nu^2) * d}{E} \quad (3.2)$$

En donde ν es la relación de Poisson (**...Véase el numeral 3.7.6...**), E es el módulo de Young (**...Véase el numeral 3.7.5...**) y d es la mínima dimensión de la elipse, de tal manera que para una fractura de contención con buena altura, $d = h_f$. El término $E/(1 - \nu^2)$, frecuentemente se abrevia como E' que es el módulo de deformación.

La presión neta también define la propagación de la fractura generando altura y longitud; para propagar la fractura, se debe de cumplir que $p_{net} > p_{ext}$, lo cual, quiere decir que la presión neta debe de ser lo suficientemente alta para inducir un esfuerzo crítico en la formación que sea capaz de dividir la roca en dos. Se debe de saber que la fractura siempre busca propagarse por el camino de la menor resistencia, y que es mucho más fácil que lo haga en una sola capa en particular, que en varias capas al mismo tiempo las características mecánicas de las rocas cambian al igual que la dureza de estas.

En resumen se tiene que la presión neta cae en los siguientes regímenes:

- $p_{net} \leq 0$ la fractura se cierra y no hay posible propagación.
- $0 < p_{net} \leq p_{ext}$ la fractura se abre siendo $w_f \propto p_{net}$

- $p_{net} > p_{ext}$ la fractura se abre siendo $w_f \propto p_{net}$, y la presión genera suficiente esfuerzo para propagar la fractura.

Dado que el fluido está continuamente escapándose dentro de la formación, el volumen de la fractura comenzara a declinar si el volumen que se escapa no es remplazado.

3.5. PARÁMETROS DE FRACTURA HIDRÁULICA

3.5.1. Longitud de la Fractura. Constituye la distancia de la fractura abierta al flujo, consiste de dos lados simétricos x_f , a cada lado del pozo; es decir la mitad de la longitud de conductividad de la fractura y se fundamenta en el balance de materiales en el cual, hace referencia al volumen inyectado del fluido fracturante en el pozo, donde una parte penetra dentro de la formación y otra parte está en el volumen de la fractura.

$$V_i = q_i * t_p \quad (3.3)$$

Dónde:

V_i = Volumen inyectado.

q_i = Taza de inyección total del fluido fracturante.

t_p = Tiempo de bombeo para el proceso de fracturamiento.

$$V_f = h_f * w * 2 x_f \quad (3.4)$$

Dónde:

h_f = Altura de la fractura

W = Ancho promedio de la fractura

$2x_f$ = Longitud de la fractura de extremo a extremo

3.5.2. Altura de la Fractura. Una fractura se desarrolla perpendicular al máximo esfuerzo, es decir, si el esfuerzo se encuentra en el plano horizontal, entonces la fractura se desarrollará en el plano vertical.

3.5.3. Ancho de la Fractura. El inicio de una fractura es una grieta en la roca y esto responde al criterio de considerar que la formación productora como un medio elástico. La grieta se cierra por la acción del esfuerzo de cierre que hace la presión neta sea cero.

$$W_{max} = \frac{2 p_{net} d}{E'} \quad (3.5)$$

Dónde:

W = Max Ancho máximo de la fractura.

P_{net} = Presión Neta.

E' = Modulo plano de deformación.

d = Mínima dimensión de la elipse.

3.5.4. Relación de Penetración (I_x). Determina la fractura vertical rectangular que penetra totalmente desde el fondo al tope del área del volumen de drenaje rectangular de un yacimiento.

$$I_x = \frac{2X_f}{X_e} \quad (3.6)$$

Dónde:

I_x = Relación de penetración.

$2X_f$ = Longitud de la fractura de extremo a extremo.

X_e = Longitud efectiva.

3.5.5. Conductividad de la Fractura. Es la habilidad de la fractura para transportar el fluido desde el yacimiento hasta el pozo y puede expresarse así:

$$C_f = K * W_f \quad (3.7)$$

Dónde:

K = Permeabilidad, md.

W_f = Ancho de la fractura, pies.

C_f = Conductividad de la fractura o capacidad de flujo de la fractura.

3.5.6. Conductividad adimensional de la Fractura. La conductividad adimensional de la fractura, C_{fD} , es la medida de que tan conductiva es la fractura en comparación con la formación.

3.5.7. Número del Propante. Se define con la siguiente ecuación:

$$N_{prop} = \frac{2 k_f V_{prop}}{K V_{res}} = I_x^2 C_{fD} \quad (3.10)$$

Dónde:

N_{prop} = Número del propante.

k_f = Permeabilidad del propante.

k = Permeabilidad de la formación.

V_{prop} = Volumen del propante.

V_{res} = Volumen del reservorio.

$$N_{prop} = \frac{4V_F K_F}{K V_r} \quad (2.34)$$

Dónde:

V_F = Volumen de la fractura, m³

K_F = Permeabilidad del propante, m²

K = Permeabilidad de la formación, m²

V_r = Volumen del reservorio, m³

El volumen de la fractura (V_F) se calcula de la siguiente forma:

$$V_F = \frac{r_p M}{1000(\gamma_{prop})} \quad (2.35)$$

Dónde:

r_p = Relación de espesores.

M = Masa del propante, Kg.

γ_{prop} = Gravedad específica del propante.

La relación de espesores (r_p) se determina con los siguientes condicionales:

Para $h_p \leq h_f$

$$r_p = \frac{h_p}{h_f} \quad (2.36)$$

Para $h_p > h_f$

$$r_p = 1$$

Dónde:

h_p Espesor permeable de la formación, m

h_f Altura de la fractura, m

Conociendo el volumen de la fractura (V_f), ahora se procede a calcular el volumen del reservorio (V_r):

$$V_r = h_p(\pi r_e^2) \quad (2.37)$$

Dónde:

h_p Espesor permeable de la formación, m

r_e Radio de drenaje del pozo, m

El concepto de número de apuntalante descrito anteriormente fue ingresado por Economides *et al.* (2002) definido de la siguiente forma:

$$N_p = \left(\frac{2 X_f}{r_e \sqrt{\pi}} \right)^2 C_{fD} \quad \text{sistema de flujo radial} \quad (2.38)$$

$$N_p = \left(\frac{2 X_f}{r_e} \right)^2 C_{fD} \quad \text{sistema de drenaje cuadrado, area} = X_e^2 \quad (2.39)$$

3.6. TIPOS DE PRESIONES EN LA FORMACIÓN

3.6.1. Presión de Sobrecarga. Es la presión ejercida por el peso combinado de la matriz de la roca y los fluidos contenidos en los espacios porosos de la misma, sobre las formaciones subyacentes. A medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones, debido a esto, se puede confirmar que las fracturas creadas en las formaciones someras son horizontales, y la mayoría de las fracturas creadas en formaciones profundas son verticales.

3.6.2. Presión de Poro. La presión de poro, también llamada presión de formación, es aquella que ejercen los fluidos confinados en el espacio poroso, sobre la matriz de la roca. Puede ser de dos tipos: *normal*, cuando la presión es igual a la presión hidrostática que ejerce una columna de fluido, propio de la formación; y *anormal*, que es cualquier presión diferente a la presión normal de una formación, para un área dada.

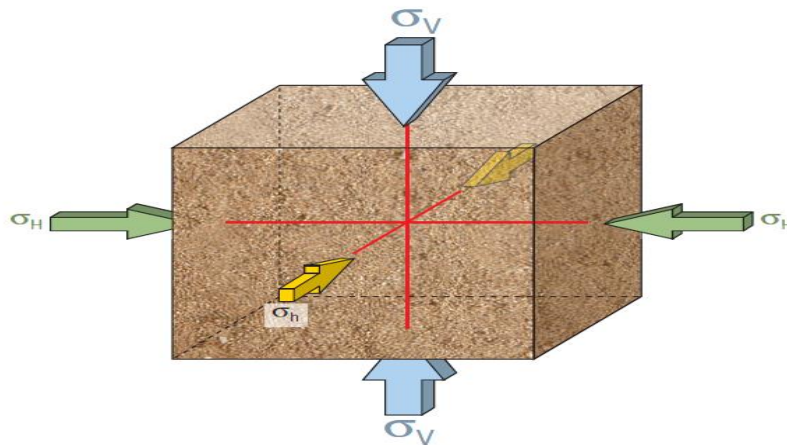
3.6.3. Gradiente de Fractura. Se define como la presión a la cual, ocurre la ruptura de una formación. Hay que tener en cuenta que se tiene que sobrepasarse el menor esfuerzo principal para iniciar una fractura, y la orientación de la fractura debe ser perpendicular a la dirección del menor esfuerzo principal.

3.6.4. Presión de Fractura. Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de la formación y la resistencia de la roca. La resistencia que opone una formación a ser fracturada, depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se someta. Las formaciones superiores solo presentan resistencia originada por la cohesión de la roca.

3.7. PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA

3.7.1. Esfuerzos. Se define como esfuerzo a la razón de la fuerza que se aplica sobre la superficie de un área elemental; esta acción es la intensidad de la fuerza llamada esfuerzo. El esfuerzo constituye un vector con magnitud y dirección, el esfuerzo normal al plano será de tensión o compresión mientras que el esfuerzo paralelo al plano es de corte o cizalla.

Figura 3.1 Diagrama de esfuerzos principales sobre un cuerpo.



Fuente: Oilfield Review 2007/2008

Esfuerzos locales y esfuerzos principales. Los esfuerzos aplicados sobre un cubo de material, sepultado en la tierra, se designan como σ_V , σ_H y σ_h , donde V indica la dirección vertical, H indica la dirección del mayor esfuerzo horizontal y h, la dirección del menor esfuerzo horizontal. Por razones de simplicidad, a menudo se asume que éstas son las direcciones de los esfuerzos principales, pero las direcciones principales de esfuerzo pueden ser rotadas en forma significativa con respecto a estos tres ejes. Los esfuerzos principales se indican en general como σ_1 , σ_2 y σ_3 , en orden de magnitud decreciente. “La fractura de una roca se realiza perpendicular al mínimo esfuerzo y por lo tanto en la mayoría de pozos, la fractura es vertical”.¹¹

¹¹Oilfield Review, 2007/2008,

3.7.2. Deformación. La deformación mide que tanto ha cambiado la forma de un material con respecto a su forma original, cuando se aplica una tensión sobre este.

Como la fuerza, F , es aplicada en x -dirección, la altura original del bloque del material, x , cambia por δx (así que la nueva altura es $x - \delta x$). La deformación en x -dirección, ε_x , esta dada por:

$$\varepsilon_x = \frac{\delta x}{x} \quad (3.11)$$

Dónde:

ε_x = La deformación en la dirección x .

δx = Delta de altura.

x = Altura original del material.

La deformación se define en la misma dirección en la que se aplica el esfuerzo, F , y perpendicular al plano sobre el que actúa el esfuerzo.

3.7.3. Dureza de la Fractura. Es la cantidad de energía que se necesita para propagar la punta de una fractura a través de la roca. En fracturamiento hidráulico, esta energía necesaria para propagar la punta de la fractura es dada por el fluido a presión.

3.7.4. Módulo de Corte (G). Tiene como finalidad medir la resistencia de un cuerpo al cambio de su forma. Este módulo es igual al esfuerzo de corte dividido por la deformación de corte:

$$G = \frac{\tau}{\gamma} \quad (3.12)$$

Dónde:

G = Módulo de Corte.

τ = Esfuerzo de corte.

γ = Deformación de corte.

3.7.5. Módulo de Young (E). El módulo de Young, E, (también conocido como módulo de elasticidad o modulo elástico) está definido por la relación entre el esfuerzo y la deformación:

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \quad (3.13)$$

Dónde:

E = Módulo de Young.

σ = Esfuerzo

ε = Deformación.

Debido a que la deformación es adimensional, E tendrá las mismas unidades del esfuerzo. El módulo de Young mide de que tanto un material se deformará elásticamente al estar sometido a una determinada carga.

3.7.5.1. Elástico versus Plástico. La deformación elástica es reversible: si la fuerza (esfuerzo o presión) se quita, el material volverá a su tamaño y forma original. Si al material se aplicó tanta fuerza que sobrepasó sus límites elásticos, entonces el material empezará a deformarse plásticamente. Lo cual es permanente. El módulo de Young solamente aplica a las deformaciones elásticas, además como grupo de materiales, las rocas no tienen mucha tendencia a deformarse plásticamente.

3.7.5.2. Módulo de Young estático. Esta es la medida estándar de E, y es aplicable a fracturamiento hidráulico. El material es deformado lentamente y solo en una dirección.

3.7.5.3. Módulo de Young dinámico. Esta es la propiedad de la roca medida por herramientas de registros especiales. El material es deformado en diferentes direcciones.

3.7.5.4. Módulo de deformación plan. En fracturamiento hidráulico, la deformación en dirección perpendicular al plano de la fractura (dirección en la cual se genera el ancho de la fractura), es cero. Esto se debe a que en la ecuación 3.11, el valor del denominador, x , es muy grande; incluso aunque haya habido deformación medible del material. Para dar cuenta a esta anomalía, los modelos de fractura usan el módulo de deformación plana, E' para calcular el ancho de la fractura en donde ν es el coeficiente de Poisson:

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

A continuación se ilustra una tabla en donde se muestra el efecto de incrementar algunas de las principales variables; en donde se asume que la fractura no se ve afectada por otras capas diferentes a la capa en donde se encuentra, lo que quiere decir que la fractura se encuentra confinada dentro de una sola formación.

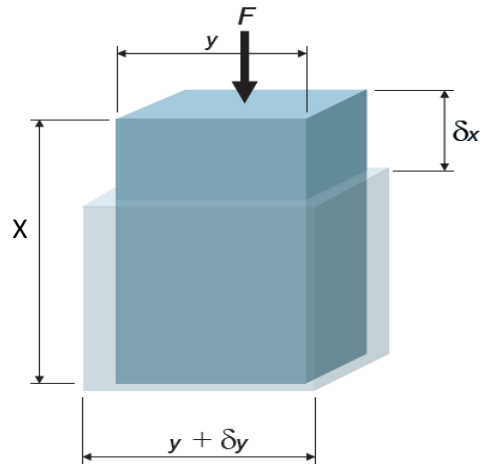
Tabla 3.1. Efecto de incrementar variables de Fractura.

Variable	Efecto de incrementar las siguientes variables de la fractura			
	Altura	Longitud	Ancho	Presión neta
Dureza de la fractura	Disminuye	Disminuye	Aumenta	Aumenta
Módulo de Young	Aumenta	Aumenta	Decrece	Aumenta
Esfuerzos in-situ	Decrece	Decrece	Decrece	Decrece
Caudal de pérdidas de fluido	Decrece	Decrece	Decrece	Decrece

Fuente: Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production.

3.7.6. Relación de Poisson (v). La relación de Poisson, ν , es la medida de que tanto un material se deformará en la dirección perpendicular a la dirección de la fuerza aplicada, paralelo al plano sobre, el cual, la tensión inducida por la deformación está actuando.

Figura 3.2. Aplicación de la fuerza F en x -dirección.



Fuente: Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production.

La deformación en Y -dirección, ϵ_y , esta dada por:

$$\epsilon_y = \frac{-\delta y}{y} \quad (3.16)$$

Como resultado de la forma en que se definen las fuerzas y la dirección de las fuerzas que actúan, se observa que el anterior valor es negativo. La deformación compresiva es positiva y la deformación por tensión es negativa.

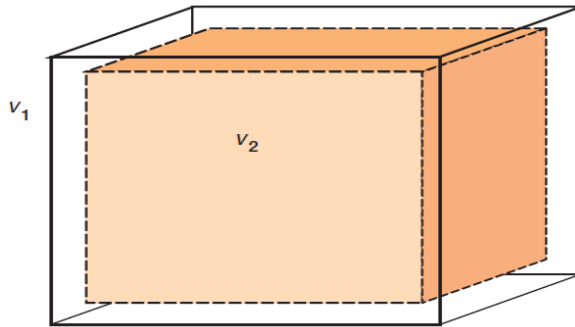
La relación de Poisson, ν , está definida por:

$$\nu = -\frac{\epsilon_y}{\epsilon_x} \quad (3.17)$$

Este factor adimensional es importante al momento de determinar el gradiente de esfuerzo de la formación. Los valores de la a relación de poisson son menores a 0.5, y generalmente se encuentran en un rango de 0.2 a 0.35.

3.7.7. Módulo de Bulk. Este módulo corresponde a la relación entre la presión aplicada con respecto al porcentaje del cambio de volumen que se genera a partir de la aplicación de dicha presión. ...Véase la figura 3.3... a continuación:

Figura 3.3. Cambio de volumen generado por incrementos de presión.



Fuente: Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production.

Este módulo está dado por:

$$BK = -V \frac{dp}{dv} = -v_1 \frac{(p_2 - p_1)}{(v_2 - v_1)} \quad (3.18)$$

Dónde:

p_i = Presión aplicada en i.

v_i = Volumen en i.

3.7.8. Criterios de Ruptura y Cedencia. El punto en el cual el cambio de deformación elástica a plástica ocurre es conocido como punto de cedencia, lo que quiere decir que el máximo esfuerzo que el material puede soportar bajo cargas plásticas; por practicidad, el material se deforma primero elásticamente y luego se da la ruptura. Bajo condiciones tri-axiales, los esfuerzos se inducirán en todas las direcciones x, y, y z, y el sistema será mucho más complejo, pero regido bajo el mismo concepto.

3.8. EFECTO DE LA TORTUOSIDAD Y DE LA FRICCIÓN DE LOS PERFORADOS

La fricción cerca a la cara del pozo es un término el cual resume un numero de efectos que actúan para restringir el flujo entre la cara del pozo y el cuerpo principal de la fractura, y esta es la respuesta a los efectos causados por la tortuosidad y la fricción de los perforados.

A través de los cañoneos es seguro que habrá una caída de presión, sin embargo, hay cuatro aspectos que hacen esta caída de presión difícil de predecir. (1) Que el tratamiento no se bombea en todos los perforados. (2) Los perforados usados incrementaran su diámetro a través del tratamiento. (3) Algunos perforados son más parejos que otros. (4) Algunos perforados pueden estar bloqueados o parcialmente bloqueados.

La vía de los perforados y la fractura puede o no estar restringida, sin embargo, la tortuosidad es probablemente la causa principal de los arenamientos prematuros. Para formaciones de alta permeabilidad es esencial aliviar la tortuosidad; para las de baja permeabilidad es menos crítico, pero aun deseable. Entre algunos de los factores que afectan la tortuosidad se encuentran:

- Longitud del intervalo cañoneado
- Dirección de cañoneos.
- Diámetro del cañoneo y profundidad de la penetración.
- Desviación del pozo.
- Características mecánicas de la roca de formación.
- Contrastes entre el máximo y el mínimo esfuerzo horizontal.

3.9.MODELOS DE FRACTURA HIDRÁULICA

La geometría de la fractura creada puede ser aproximada por modelos que toman en cuenta: las propiedades mecánicas de la roca, las propiedades del

fluido de fractura, las condiciones con las cuales el fluido es inyectado (cantidad, presión) y la distribución de esfuerzo en el medio poroso.

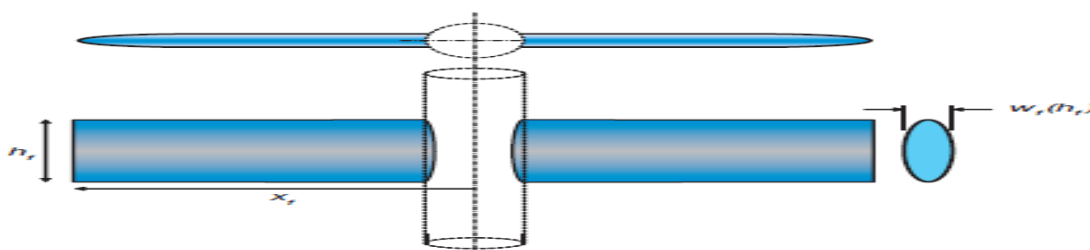
Los modelos en 2-D más utilizados son los de Khristianovic y Zeltov, con posteriores contribuciones de Geertsma y de Klerk (1969; modelo KGD) y Perkins y Kern (1961); y, más tarde, el de Nordgren (1972; modelo PKN).

En el modelo KGD, la geometría de la fractura tiene una altura uniforme y constante, y una sección transversal rectangular. Este modelo es utilizado cuando la relación entre la longitud y la altura de la fractura es generalmente menor que 1,5. El modelo KGD es común que describa longitudes de fracturas más cortas, y mayores anchos sobre la pared del hueco que el modelo PKN.

Los modelos tridimensionales (3-D) o pseudo tridimensionales (P3D) se les consideran más precisos, dado que simulan en forma rigurosa el crecimiento de las fracturas. Estos modelos requieren, valores precisos de las propiedades mecánicas de la roca. La diferencia de la relación de Poisson entre las diferentes zonas influye en el crecimiento de la altura de la fractura mientras que el valor del módulo de Young influye en el desarrollo del ancho de la fractura.

3.9.1. Modelo PKN. Tiene forma elíptica en el orificio del pozo. (...Véase la figura 3.4...).

Figura 3.4. Geometría de Fractura PKN.



Fuente: Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production

Este se usa para cuando la longitud de la fractura es mucho mayor que la altura de la fractura. El ancho máximo está en la línea central de esta elipse, con cero ancho en la parte superior y en el fondo. Para fluido Newtoniano el ancho máximo cuando la longitud de fractura medida es igual a X_f , está dada por:

$$W_{max} = 2.31 \left[\frac{q_1 u (1 - v) X_f}{G} \right]^{1/4} \quad (3.19)$$

Dónde:

W_{max} = Ancho máximo de la Fractura.

X_f = Longitud de la fractura.

u = Es la viscosidad aparente.

v = Es la relación de Poisson.

G = Es el modulo elástico de corte.

q_i = Cantidad inyectada.

Hay que recordar que G está relacionado con el módulo de Young, E por la ecuación:

$$G = \frac{E}{2(1 + V)} \quad (3.20)$$

Dónde:

E = Módulo de Young.

V = Relación de Poisson.

La geometría elíptica de PKN conduce a una expresión para el ancho promedio mediante la instrucción de un factor geométrico, y en unidades de campo, así:

$$\bar{W} = 0.3 \left[\frac{q u (1 - v) x_f}{G} \right]^{1/4} \left[\frac{\pi}{4} Y \right] \quad (3.21)$$

Dónde:

\bar{W} = Ancho promedio de la Fractura

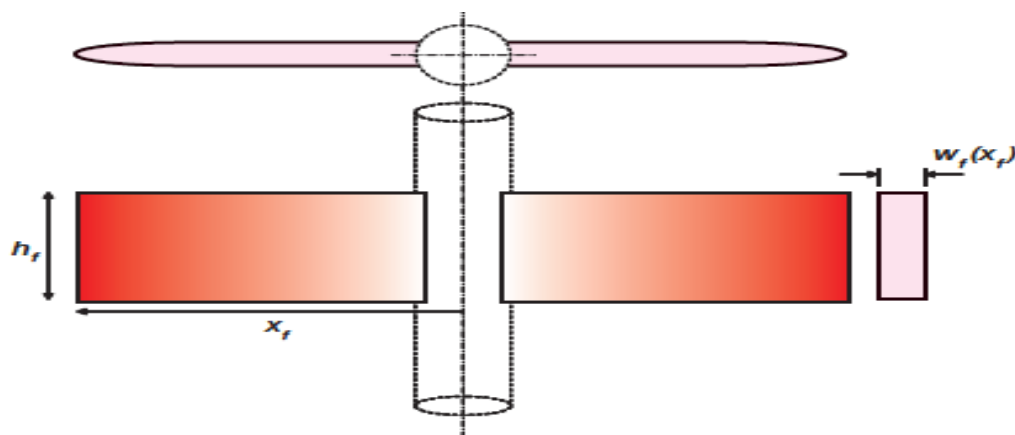
Y = Constante igual a 0.75

Entre las características importantes de este modelo se tienen:

- En ambas direcciones el ancho es mucho menor que las otras dimensiones de la fractura (altura y longitud).
- La geometría elíptica, aunque no es verdadera, es una aproximación acertada.
- La altura de la fracture es constante.
- La longitud es mayor que las otras dimensiones de la fractura. (altura y ancho).

3.9.2. Modelo KGD. Representado en la figura 3.5 que gira 90° del modelo PKN, y es particularmente aplicable para aproximar la geometría de la fractura donde la altura de la fractura es mayor que la longitud de fractura ($h_f > x_f$), de tal forma, este modelo no es recomendado para casos donde se generan grandes fracturas en la formación productora. En este modelo el alto de la fractura se ajusta, y el ancho es proporcional a la longitud.

Figura 3.5. Modelo de KGD.



Fuente: Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production.

Tal como se puede observar en la figura, se tiene en unidades de campo:

$$\bar{W} = 0.29 \left[\frac{q u (1 - \nu) x_f^2}{G h_f} \right]^{1/4} \left[\frac{\pi}{4} \right] \quad (3.22)$$

Dónde:

\bar{W} = Ancho promedio de la Fractura

X_f = Longitud de la fractura.

u = Es la viscosidad aparente.

q = Cantidad inyectada.

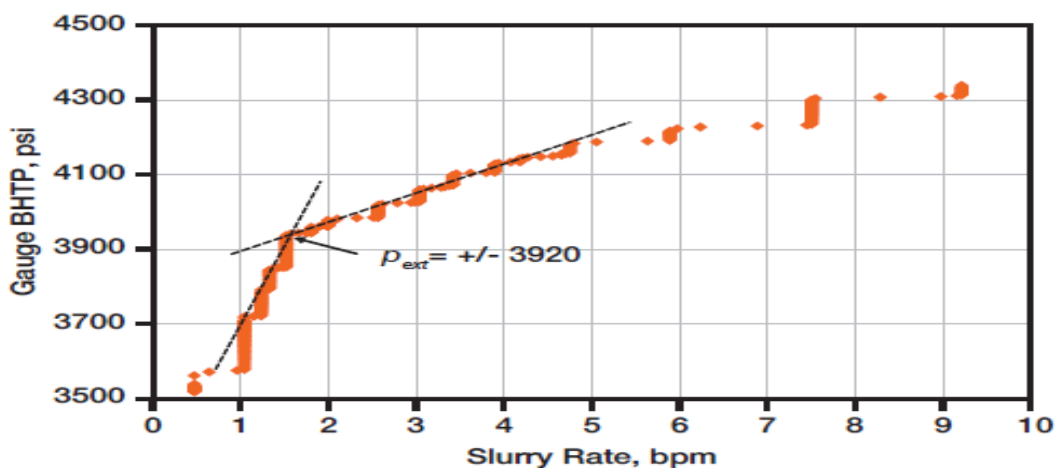
h_f = Espesor de la fractura.

3.10. “STEP RATE TEST”

Son inyecciones de fluido que se hacen antes de un tratamiento de fractura, con el fin de recolectar información para ayudar a calibrar el simulador de fractura. Pueden ser: “step up” y “step down”.

3.10.1. “Step Up Tests”. El objetivo de esta prueba es obtener la presión de extensión, p_{ext} , inyectando dentro de la formación e incrementando la rata poco a poco, y analizando la información obtenida de un gráfico de rata versus presión. (...Ver Gráfico 3.1...).

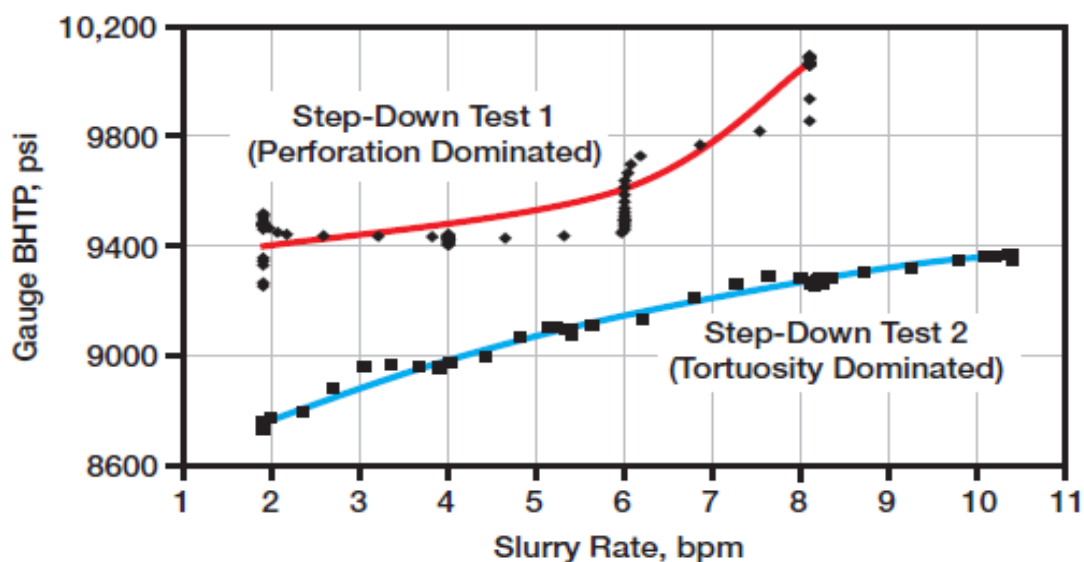
Gráfico 3.1 Gráfico típico de presión & caudal – “Step Up Test”.



Fuente: Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production.

3.10.2. “**Step down Test.**” Se utilizan para diferenciar entre pérdidas de fricción en cañoneos y pérdidas de fricción por tortuosidad.

Grafico 3.2 Resultados de dos “*Step down*”



Fuente: Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production.

En el gráfico se muestra: que el primer test muestra pérdidas de fricción por cañoneos tendiendo a una curva cóncava, y se decide re-cañonear de nuevo el mismo intervalo y realizar un nuevo “*step down test*” y se obtiene una forma convexa típica de las pérdidas de presión por tortuosidad. Además, se evidencia una disminución dramática en la BHTP como resultado del re-cañoneo, lo que claramente muestra que la decisión de re-cañonear fue buena.

CAPÍTULO 4: INFORMACIÓN RELEVANTE DEL ESTADO MECANICO DEL POZO

4.1. COMPLETAMIENTO DE UN POZO

Se define como el diseño, la selección e instalación de tuberías, empacaduras y demás herramientas u equipos que se encuentran dentro del pozo con el propósito de ponerlo en producción de forma controlada, segura y rentable.

La **sarta de producción** cumple la función de llevar el fluido de la formación hasta la cabeza de pozo, su diseño se hace en base a los parámetros de estallido, tensión y colapso. Dependiendo de la tubería, esta se encuentra basada en valores máximos y mínimos de los esfuerzos cedentes, valores mínimos de presión interna cedente y porcentaje mínimo de elongación. Por otro lado **las empacaduras** son herramientas de fondo que se usan para proporcionar un sello en las tuberías.

Conocer el tipo de completamiento de un pozo es fundamental porque permite analizar las características de los revestimientos que este posee, y permitirá saber si es viable desde el punto de vista de completamiento realizar la intervención al pozo.

4.1.1. Clasificación de los Completamientos según el tipo de Hueco. Entre los tipos de completamiento según las características del Pozo se encuentran los de Hueco abierto y los de Hueco revestido. En los primeros:

4.1.1.1. Completamiento hoyo desnudo (Open Hole). El revestimiento se encuentra hasta el tope de la zona de interés y se observa en zonas en donde la formación está altamente compactada.

4.1.1.2. Completamiento con forro o tubería ranurada. Se encuentra en tuberías no compactadas debido a problemas de producción de fragmentos de rocas y de la formación. En este caso, el revestimiento se encuentra asentado en el tope de la formación productora, y se coloca un forro en la zona correspondiente a esta formación.

4.1.1.3. Completamiento a hoyo abierto empacado con grava. Estos empaques no tienen túneles de perforación, por lo tanto, los fluidos de perforación convergen hacia el empaque de grava rápidamente eliminando la fuerte caída de presión, garantizando una mayor productividad, en comparación con el empaque en hoyo revestido.

Entre los Completamientos con hueco revestidos se encuentran:

4.1.1.4. Completamiento con hoyo revestido y cañoneado. Este consiste en correr y cementar el revestimiento hasta la base de la zona objetivo. La tubería de revestimiento se cementa a lo largo de todo el intervalo o zona a completar, cañoneando selectivamente frente a las zonas de interés para establecer comunicación entre la formación y el hueco del pozo.

4.1.1.5. Revestimiento con hueco revestido con empaque con grava. La grava se coloca en la zona productiva para retener la producción de arena de la formación y aumentar la permeabilidad relativa de la formación, para ello, se coloca una tubería ranurada en la zona productiva.

4.1.2. Clasificación del Completamiento según el número de Zonas Productoras.

4.1.2.1. Completamiento simple. La producción viene de una sola zona de interés; por esta razón únicamente se necesita un solo elemento de aislamiento, tubería de producción, y la mínima cantidad de accesorios de completamiento.

4.1.2.2. Completamiento simple Selectivo. Consiste en separar las zonas productoras mediante empaques, procediendo a estas a través de mangas o válvulas de circulación.

4.1.2.3. Completamiento múltiple. Tiene como objetivo poner a producir dos o más yacimientos, en el mismo pozo y sin que se mezclen los fluidos.

4.1.3. Perfil esquemático del Pozo. El perfil esquemático del pozo es el mismo diagrama de completamiento del pozo, en donde aparece registrado: la totalidad del juego de tuberías y accesorios dentro del pozo, topes y bases de asentamiento de los mismo, diámetros externos e internos, profundidades de referencia, pesos, grado de desviación y pata de perro del pozo, y especificaciones mucho más detalladas.

Previo al realizar la selección de un pozo candidato para fracturamiento hidráulico, el conocimiento del esquemático de dicho pozo a estudiar es de fundamental importancia para poder hacer un análisis más profundo de las condiciones actuales; tener una herramienta que proporciona información detallada del pozo, es indispensable para desarrollar el trabajo de estimulación en caso de que decida hacerse.

4.2. CAÑONEO DE POZOS

El cañoneo es el proceso de crear una abertura a través de la tubería de revestimiento y el cemento, para establecer comunicación entre el pozo y las formaciones seleccionadas. Entre los conceptos básicos de cañoneo se tienen:

- Densidad de cañoneo: Es el número de cargas por unidad de longitud. Las más comunes son de dos a cuatro tiros por pie (TTP).
- Dirección de tiro (Fases): Indica el ángulo entre cargas.
- Separación de cargas: Indica la distancia existente entre la pared interior del revestidor y la carga.

- Penetración: Es la profundidad de la perforación realizada por una carga.
- Diámetro a la entrada de la perforación: Representa el diámetro del agujero que se crea en el revestimiento durante el cañoneo.

En caso de que el “*liner*” de producción no se encuentre cañoneado, se debe tener en cuenta al momento de cañonear que los disparos orientados minimizan las caídas de presión provocadas por fricción y las restricciones al flujo durante el fracturamiento hidráulico; como resultado se obtienen fracturas más anchas que permiten el uso de apuntalantes de mayor tamaño y concentraciones más altas, en combinación con fluidos de menor viscosidad y menos dañinos, todo lo cual, tiende a mejorar la conductividad de la fractura. Otra razón para realizar los disparos orientados es prevenir el daño de los componentes de terminación del pozo, reparar canales de cemento detrás del revestidor, y evitar el colapso del revestidor en pozos de gran inclinación, de tal forma de que la técnica de cañoneo es fundamental para mejorar la productividad del pozo.

En yacimientos pobremente consolidados o formaciones con grandes contrastes de esfuerzos, los disparos correctamente alineados maximizan la estabilidad del túnel dejado por ellos en la formación, lo cual ayuda a mitigar la producción de arena.

4.2.1. Estrategias de Cañoneo. Los métodos de cañoneo se pueden clasificar en tres grupos: Cañones por Tubería (“*Tubing Gun*”), cañones por Revestidor (“*Casing Gun*”) que son más eficientes que los de tubería en operaciones de fracturamiento debido a que no dañan el revestidor y que son útiles en pozos donde existen zonas dañadas por fluido de perforación o por depósitos de “*scale*”, debido a su alta capacidad de penetración y por último los cañones transportados por la Tubería de Producción (TCP).

En pozos verticales, los disparos se pueden orientar en cualquier dirección, pero esencialmente son horizontales. En pozos de gran inclinación y pozos

horizontales que atraviesan formaciones excesivamente inclinadas, los disparos radiales se orientan en diferentes direcciones aleatorias dentro de la zona de interés.

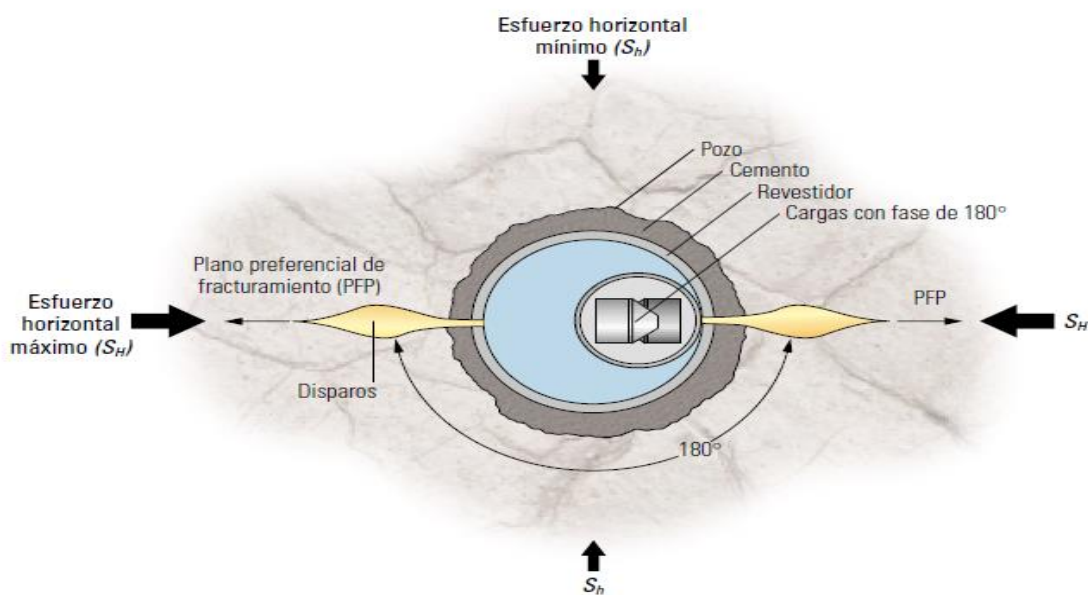
Los disparos efectuados se pueden orientar con una leve inclinación para lograr una óptima densidad de disparos y espaciamiento entre sí, con el objetivo de aumentar la productividad, reducir la caída de presión y minimizar la producción de arena. Los disparos correctamente alineados, perpendiculares al esfuerzo mínimo, son esenciales para la optimización del fracturamiento hidráulico. Mediante la terminación de las direcciones y magnitudes locales, lo cual, los ingenieros de terminación de pozos diseñan estrategias de cañoneo para intervenciones de fracturamiento hidráulico orientado a la dirección preferencial de propagación de la fractura. En terminaciones sin cedazo (filtro), ellos apuntan a los sectores más estables de la formación alrededor del pozo, con contrastes de esfuerzos más bajos para prevenir o demorar la producción de arena.

Para pozos de hueco abierto, existen herramientas que toman registros que ayudan a los operadores a determinar las direcciones de los esfuerzos in-situ antes de efectuar los disparos.

La herramienta sónica dipolar DSI de SLB mide los tiempos de propagación de ondas de corte y de compresión, a la vez que proporciona mediciones exactas para establecer los gradientes y direcciones de los esfuerzos locales, realizando simultáneamente estimaciones de las propiedades mecánicas de la formación, tales como la relación de Poisson y el módulo de elasticidad de Young. También se encuentra la herramienta de disparos orientados operada a cable (WOPT) de SLB, que se puede correr en pozos verticales e inclinados, y representa el método más reciente para operar cañones que trabajan con cable. Usualmente después de cañonear, se suele correr el generador de imágenes ultrasónica USI para verificar que los disparos estén correctamente alineados en la dirección deseada.

Los esfuerzos que actúan sobre la formación controlan la iniciación y propagación de la fractura hidráulica. Los disparos alineados con la dirección de esfuerzo máximo optimizan el impacto y la efectividad de las presiones de iniciación de la fractura y propagación de la misma, maximizando el número de orificios abiertos a una fractura hidráulica y permitiendo que los fluidos fluyan directamente dentro de la trayectoria de menor resistencia.

Figura 4.1. Orientación de disparos en la dirección del σ_{hmax} .



Fuente. Oilfield Review 2002

Cuando los disparos no están correctamente alineados en el campo de los esfuerzos, la tortuosidad de la trayectoria de flujo aumenta las presiones de iniciación de la fractura y la fricción del fluido durante la operación de bombeo. Estas pérdidas disipan la energía hidráulica, lo cual, limita la geometría de la fractura e incrementa la potencia de bombeo requerida durante los tratamientos de estimulación.

Actualmente existen apuntalantes revestidos con resinas e impregnados con inhibidor de incrustaciones, que combinados con disparos orientados y estrategias de fracturamiento hidráulico, controlan el contraflujo del apuntalante

y la producción de arena sin necesidad de incluir filtros mecánicos o efectuar operaciones de empaques de grava.

Adicionalmente, se debe de tener presente que al momento de efectuar un estudio de selección de pozos candidatos para fracturamiento hidráulico, es de suma importancia tener acceso al **historial de cañoneo** de dichos pozos a estudiar, en caso de que no sean pozos nuevos.

4.3. INTEGRIDAD DEL REVESTIMIENTO

Las tuberías de revestimiento son tuberías especiales que se introducen en el hoyo perforado y que luego son cementadas para lograr la protección y el aislamiento de la cara del pozo con las formaciones adyacentes y permitir posteriormente el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta superficie.

En un pozo, el revestimiento que se coloca debe ser capaz de soportar las presiones y cargas para una serie dada de condiciones de operación; aún más si en un futuro se piensa en aplicar la técnica de fracturamiento hidráulico, en donde la cara del pozo tendrá que ser sometida a elevadas presiones. En cuanto a revestimientos se tienen:

- Revestimiento o “*Casing*” Conductor: El cual se cementa para prevenir que los fluidos de perforación circulen afuera del revestimiento y causen erosión.
- Revestimiento o “*Casing*” de Superficie: Son cementados para evitar que los hidrocarburos invadan zonas de agua fresca, para anclar las preventoras, y para soportar revestimientos y/o “*casings*” más profundos.
- Revestimiento o “*Casing*” Intermedio: Es cementado para aislar formaciones las cuales podrían ocasionar pérdidas de circulación en el pozo.
- El “*liner*” o revestimiento de producción: Es utilizado para revestir la última sección del pozo petrolero, la cual es la de mayor importancia de todo el pozo, ya que en ellas se encuentran las zonas productoras de petróleo.

Para una operación como el fracturamiento hidráulico, se debe de tener en cuenta que las especificaciones mecánicas de cada revestidor sean capaces de soportar satisfactoriamente los esfuerzos a los que será sometido. Los principales esfuerzos son mencionaran a continuación.

4.3.1. Esfuerzo a la Tensión. Es el esfuerzo, al cual, está sometido la tubería, originado por su propio peso. Es de suponer que la tensión será máxima en la superficie y a medida que se profundiza va decreciendo.

4.3.2. Esfuerzo al Colapso. Este esfuerzo se origina por la presión de la columna hidrostática ejercida hacia la tubería y actúan sobre ella tratando de aplastarla o colapsarla. Ya que es función de la presión hidrostática del fluido, dependerá entonces de la densidad del fluido y de la profundidad del pozo.

4.3.3. Esfuerzo al Estallido. Se origina por las presiones internas que actúan del centro de la tubería hacia las paredes de la misma. Esta presión puede aparecer por el desbalance de presiones entre la presión de formación y la presión hidrostática del fluido.

Para mitigar el problema de los esfuerzos de colapso y estallido sobre las tuberías, se debe de utilizar revestimientos de un espesor y un grado de acero acorde a los esfuerzos esperados, o prolongar el tope del “*liner*” de tal manera de que la zona donde están presentes los esfuerzos quede en frente del revestimiento concéntrico. También se debe de prestar cuidado al desgaste interno de las tuberías ya que es función directa de la disminución de resistencia al colapso, además se debe procurar que los pozos no estén desviados o con pata de perro, pues esto aumenta las probabilidades de que estos esfuerzos actúen con mayor intensidad; por lo que las presiones o esfuerzos aplicados que se necesiten aplicar en la operación de fracturamiento hidráulico deben de estar dentro del margen de seguridad de las tuberías, de tal forma que se garantice la seguridad e integridad del pozo.

4.4. INTEGRIDAD DEL CEMENTO

Existen diversas razones que provocan el deterioro de la adherencia del cemento; entre ellas se encuentran, la exposición a condiciones adversas de temperatura, presión y eventualmente aguas sulfatadas. Esto ocurre con mayor frecuencia si se han producido problemas durante cementación primaria, como zonas de baja presión y migración de gas.

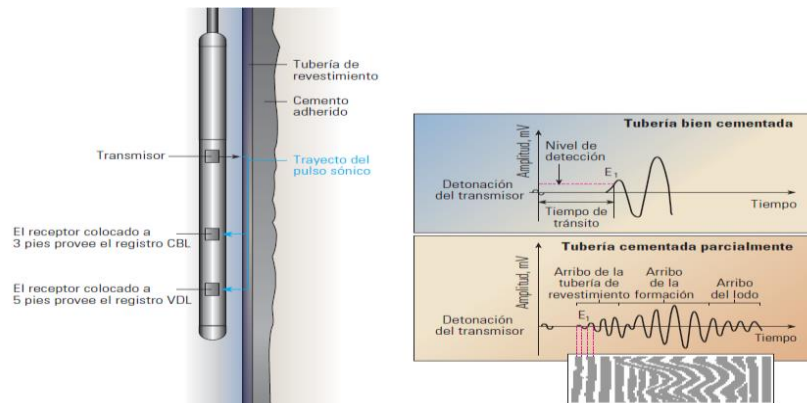
La integridad del cemento detrás del revestimiento es crucial cuando las zonas productivas se encuentran cerca de un acuífero, en especial en pozos viejos. Por lo que es importante monitorear la hermeticidad del cemento para re-cementar si es necesario. Una vez realizada esta tarea, se perforarían las nuevas zonas y se re-completaría el pozo. La riqueza o pobreza del cemento puede ser proporcionada por herramientas como la USIT-CBL/VDL.

En el caso anterior de haber un acuífero cercano al pozo, lo más conveniente es descartar la operación de fractura hidráulica para evitar el riesgo de abrir comunicación entre los acuíferos y los intervalos cañoneados. Al igual que es conveniente descartarla si la integridad del cemento es mala; a no ser que se contemple cambiar el completamiento del pozo, o realizar un “squeeze”; esto dependiendo de la rentabilidad económica que propondría la intervención de fracturamiento hidráulico a desarrollar.

4.4.1. Registros CBL/VDL. Los registros CBL (“*Cement Bond Logging*”) de evolución de la adherencia del cemento y los registros de densidad variable (VDL) son la principal forma de evaluar la calidad del cemento. La herramienta CBL estándar que comprende la herramienta que mide la amplitud o la atenuación de la señal, poseen una teoría común para la medición y la interpretación. El principio en que se basan, consiste en medir la amplitud de una señal sónica producida por un transmisor que emite una onda acústica entre 10 y 20 kHz, después de haber viajado a través de una sección de la tubería de revestimiento.

Las mediciones se muestran en el registro como CBL en mV o como atenuación de decibeles, o de ambas maneras. El incremento de la atenuación indica una mejor calidad de adherencia entre el cemento y la pared externa de la tubería de revestimiento. (...Véase la figura 4.2...).

Figura 4.2. Herramienta de adquisición de Registros Sónicos.



Fuente: Schlumberger

Los registros CBL y VDL se adquieren utilizando una herramienta de registros sónicos con un transductor monopolo y dos receptores monopolo, colocados a 3 y 5 pies del transmisor. El transmisor sónico monopolo envía un pulso omnidireccional, a una frecuencia relativamente baja, que induce una vibración longitudinal de la tubería de revestimiento. El tiempo de tránsito es el tiempo que tarda la onda para viajar desde el transmisor hasta el receptor. Se utiliza para el control de calidad de la centralización de la herramienta y para establecer los parámetros para la detección de materiales.

En la tubería cementada parcialmente, puede haber presente arribos de la tubería de revestimiento, de la formación y del lodo, que pueden tener lugar en presencia de un microespacio anular en la interface entre la tubería de revestimiento y el cemento. El registro VDL provee la visualización de los arribos que se propagan en la tubería de revestimiento como ondas extensionales, y en la formación, como ondas refractadas.

4.4.2. Herramienta USI. Es una herramienta acústica de nueva generación basada en la tecnología de imagen ultrasónica. Permite el análisis de fracturas, análisis de la compresión de las capas de formación, los estudios de la estabilidad de las paredes del pozo, la interpretación de las estructuras de las capas del subsuelo sin importar el tipo de lodo utilizado en la perforación; Esto empleando una traducción avanzada de la información de las secciones representativas que a su vez son proyectada por medio de imagen de alta resolución.

Entre sus principales ventajas se tiene:

- La determinación de estabilidad de pozo, forma del agujero y análisis de esfuerzos.
- Ofrece la imagen azimutal del cemento alrededor del revestimiento, dando un mapa detallado de la distribución de material: sólido, líquido, gas y cemento.
- Proporciona información adicional en una misma «pasada» acerca de la geometría del “*casing*”, de la corrosión y la evaluación de daños.

4.4.3. Cementación Secundaria. También conocido como cementación secundaria, es el proceso que consiste en inyectar cemento a presión a través de disparos en la tubería de revestimiento al espacio anular. Esta es una medida para remediar una cementación primaria defectuosa en un pozo. La Cementación Secundaria tiene varias aplicaciones entre las más comunes se encuentra la eliminación de intrusión de agua dentro de la zona productora, reducir la relación gas petróleo de producción a través del aislamiento de la zona de gas del intervalo de petróleo adyacente, reparar tuberías fracturadas debido a corrosión o fallas por ruptura, y sellar zonas de pérdida de circulación.

Realizar un “*squeeze*” es una alternativa que se tiene cuando la integridad del cemento es una barrera para poder efectuar un fracturamiento hidráulico.

4.5. AISLAMIENTO DE ZONAS

El aislamiento de zonas en un pozo es de gran importancia cuando se está hablando de aplicar un fracturamiento hidráulico, ya que, se debe conocer si el pozo tiene zonas aisladas y dependiendo de los intervalos cañoneados que tenga, y de las zonas de pérdida de circulación identificadas, ver si es necesario aislar alguno de los intervalos de la formación de pozo para optimizar el tratamiento.

4.5.1. Estrategias de aislamiento. Hablando de fracturamiento convencionales, cuando se tienen yacimientos heterogéneos y de zonas productivas discontinuas entre numerosos intervalos implica un gran desafío. Al escoger las estrategias de terminación, se debe considerar el espesor, la presión y el estado de agotamiento del horizonte productivo, así como el costo que implica el fracturamiento de tal horizonte.

Las fracturas hidráulicas convencionales tienen por objeto conectar la mayor cantidad de zonas productivas posibles por medio de uno o varios tratamientos llevados a cabo durante operaciones independientes. En estos trabajos de fracturamiento hidráulico masivo, se bombea directamente a través del revestimiento o de la tubería de producción estándar, para maximizar la altura de la fractura y optimizar su longitud. Sin embargo, la incertidumbre asociada con la predicción del crecimiento vertical de la fractura, a menudo compromete los objetivos de estimulación de grandes tratamientos, e impide la creación de longitudes de fractura requeridas para optimizar el radio efectivo del pozo y el drenaje de las reservas.

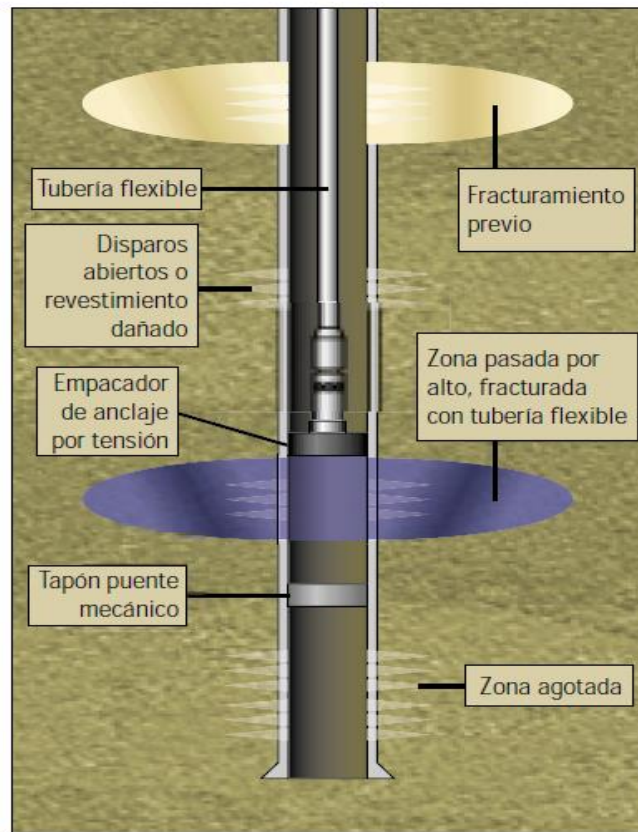
Cuando se utiliza un solo tratamiento a través de numerosas zonas abiertas, es difícil situar el apuntalante en cada una de las zonas. Las zonas delgadas o de baja permeabilidad agrupadas con zonas de mayor espesor pueden quedar sin tratamiento o pueden no ser estimuladas eficientemente. En ocasiones algunas zonas se dejan de lado intencionalmente para asegurar la estimulación efectiva de intervalos más prolíficos.

El agrupamiento de zonas productivas en etapas más pequeñas ayuda a superar algunas de las anteriores limitaciones. El aislamiento de zonas individuales para fracturamiento hidráulico convencional es algo complicado pues requiere equipos de reparación adicionales a los normalmente usados. En operaciones de fracturamiento de múltiples etapas, cada una de estas tiene costos fijos por lo que son muy costosas.

Para estimular zonas que son apartadas en un pozo determinado, el fracturamiento convencional exige aislar las zonas productivas inferiores mediante un tapón de arena o una herramienta mecánica de fondo de pozo, como un tapón puente recuperable o perforable. Por otra parte los cañoneos superiores a la zona de interés quedan herméticamente sellados mediante cementación forzada que normalmente es difícil de lograr. También existe el riesgo de que los disparos sellados a presión se reabran durante las operaciones de bombeo a alta presión.

Estas limitaciones, inherentes a las técnicas de fracturamiento convencionales, reducen la eficacia de la estimulación. Las técnicas de fracturamiento con tubería flexible eliminan muchas de las limitaciones asociadas al fracturamiento convencional. Esta técnica se ha expandido a pozos de diámetro reducido, cañoneos abiertos o con integridad tubular cuestionable que impedían el fracturamiento a través del revestimiento. Esta metodología de estimulación se puede aplicar con éxito en un pozo con revestimiento dañado cerca a la superficie y con zonas ignoradas entre los disparos abiertos. Consiste en colocar un tapón puente para aislar la zona inferior antes de asentar el empacador mecánico de anclaje por tensión con la tubería flexible destinada a aislar la zona superior y proteger el revestimiento, eliminando costos de cementación de pozo y cementación forzada de los disparos. (**...Véase la figura 4.3...**).

Figura 4.3. Fracturamiento con tubería flexible.



Fuente: Oilfield Review 2001/2002

4.6.REGISTROS DE DESVIACIÓN (STRATIGRAPHIC DIPMETER LOG)

Estos registros son proporcionados por una herramienta de cuatro brazos que mide el azimut de la herramienta, desviación del pozo y el rumbo relativo.

CAPÍTULO 5: APLICACIÓN DE LA SELECCIÓN DEL POZO CANDIDATO CON SU RESPECTIVO ANÁLISIS DE LOS CAMBIOS DE ANCHO Y LONGITUD DE FRACTURA DE ACUERDO A LA PERMEABILIDAD DE LA FRACTURA.

5.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La formación X es una formación que contiene dos niveles de arenisca separadas por un espesor de "mudstone". Las principales facies involucran una buena calidad de porosidad, canales de estuarinos generalmente gruesos y otros de tamaño medio y fino. Esta sección X fue depositada en un ambiente estuario y tiene intercalaciones de grano fino, arenisca y/o limolitas.

Se ha buscado aumentar la productividad de esta formación de varias formas, pero debido a que algunas estrategias no alcanzaron la meta esperada, se optó por implementar un trabajo de fracturamiento hidráulico que pudiera minimizar el daño e incrementar la producción de la zona gracias al posible aporte generado por alguno de los pozos pertenecientes a esta formación.

Los datos generales promedio del reservorio son:

Tabla 5.1 Aspectos generales promedio de la formación X.

ASPECTOS	VALORES
<i>Presión del reservorio:</i>	5.200 psi (Presión obtenida de los registros MDT).
<i>Temperatura del reservorio:</i>	263°F
<i>Fluido del reservorio:</i>	petróleo a 1,677 scf/stb GOR y un WC de 1.0%
<i>Permeabilidad:</i>	178,44 (Zona de interés)

Existen muchos aspectos relacionados con el desempeño del fracturamiento hidráulico, como lo son la presión de poro, la desviación del pozo, el azimut respecto de la orientación preferente de propagación de la fractura, las propiedades geomecánicas como las tensiones de la formación, la presencia de fracturas naturales en el intervalo fracturado, la proximidad de fallas geológicas y otros que se necesitan recopilar y estudiar antes de diseñar una estimulación como lo es el fracturamiento hidráulico.

Con el propósito de analizar todas estas variables, fue necesario hacer una recopilación de datos detallados de los pozos ya fracturados hidráulicamente en los demás campos en donde se encuentra esta formación. A demás se debe recopilar la información de los pozos existentes en los campos para seleccionar el pozo o los pozos a ser fracturados.

Esta información incluye los siguiente aspectos relacionados con el desarrollo del modelo geomecánico de los pozos ya fracturados, los cuales son necesarios para realizar el diseño del fracturamiento hidráulico a futuros pozos.

- ✓ Presión original del yacimiento.
- ✓ Presión del yacimiento corregida en el momento del fracturamiento hidráulico.
- ✓ Producción de trabajo acumulado antes del fracturamiento hidráulico.
- ✓ Azimuth y desviación del intervalo fracturado.
- ✓ Tiempo de producción hasta el momento del fracturamiento.
- ✓ A partir de los registros UBI disponible, se obtiene el ancho de “*Break-Out*”, la densidad de las fracturas naturales y la orientación del esfuerzo horizontal máximo.
- ✓ Propiedades geomecánicas estáticas de los campos.
- ✓ Registros convencionales eléctricos o la fractura de pozos (RHOB, GR, Sonic registro, “*Caliper*”, DSI, UBI, etc.)
- ✓ Datos disponibles de diferentes pruebas (“*Injektivty*”, Minifrac y “*Test Step Rate*”) realizada durante el trabajo de fracturamiento.

- ✓ Los registros de los MDT, RFT, PBU, PLT, etc

Generalmente las pruebas de presión no se encuentran a la fecha o con la profundidad actual, por tanto es necesario corregir estos datos a las condiciones de operación actuales, para esto se corren dos pruebas de presión en cada uno de los pozos que se encuentran en la formación de interés (X) antes y después del fracturamiento hidráulico y a través del gradiente de fluido se corrige la profundidad arrojada por estas pruebas a la profundidad de trabajo por efectos hidrostáticos, para luego poder determinar la presión de poro con la siguiente ecuación:

$$P_p = \left\{ (D_f - D_1) * \left[\frac{P_2 - P_1}{D_2 - D_1} \right] \right\} + P_1 \quad (6.1)$$

Dónde:

P_p = Presión de poro en el momento del fracturamiento hidráulico.

P_2 = Presión de poro obtenida con la prueba después del fracturamiento.

P_1 = Presión de poro obtenida de la prueba antes del fracturamiento.

D_f = Profundidad a la fecha del fracturamiento.

D_1 = Profundidad de la prueba antes del fracturamiento.

D_2 = Profundidad de la prueba después del fracturamiento.

Con base a la información encontrada de los pozos candidatos a realizar el fracturamiento hidráulico no se detectó ningún problema en la integridad de los pozos; las tuberías se encuentran en buen estado y dentro del rango de diseño. Otro aspecto a mencionar son los contacto agua – petróleo, como el contacto gas-petróleo que se encuentran alejados de la zona productora por tanto, no ocasionan ningún riesgo para el tratamiento del fracturamiento hidráulico.

Como paso adicional se desarrolló una caracterización geomecánica, lo que permite analizar de forma más completa el trabajo de fracturamiento hidráulico; y con los respectivos resultados, se puede observar y deducir los factores que afectan este tipo de operaciones y se puede analizar las medidas preventivas para futuras estimulaciones.

En este estudio de la formación X están involucrados 18 pozos, los cuales serán nombrados y resumidos como se muestra en la Tabla 6.2, a continuación:

Tabla 5.2 Pozos estudiados para el desarrollo del fracturamiento hidráulico.

Q6	Q17
YB28	R9
S16	KA15
U9	TS24
U13X	TS23
T33Y	TA27
YD36	TS26
S26	K19X
SXL4	M21Z

De los pozos anteriormente mencionados se encontró la siguiente información:

Información de los pozos:

- ✓ Reportes finales de trabajos anteriores.
- ✓ Revisión de pozos.

Información de registros:

- ✓ “*Gamma Ray*”.
- ✓ “*Caliper*”.
- ✓ Registros sísmicos, de presión, de densidad.
- ✓ Entre otros.

Información de Núcleos:

- ✓ Pruebas PVT.
- ✓ Pruebas de esfuerzos.

Con esta información, es posible construir un modelo de geomecánica en cada pozo. Este modelo incluye:

- ✓ Determinación de las propiedades geomecánicas del intervalo a fracturar (de los registros eléctricos).
- ✓ Estimación de la orientación de los esfuerzos in-situ, la presencia de brotes y fracturas naturales en el intervalo de interés (de UBI “logs”).
- ✓ Estimación del esfuerzo vertical (de los registros de densidad).
- ✓ Estimación del esfuerzo horizontal mínimo (de LOT, FIT, “injectivity”, Minifrac y las pruebas realizadas durante la Etapa de velocidad de trabajo de fracturamiento hidráulico).
- ✓ Estimación del esfuerzo horizontal máximo (utilizando tensil o colapso criterios y enfoques diferentes, utilizando los datos recogidos y por medio del software SFIB).

Este estudio se desarrolla mediante una función “b” que es el coeficiente que representa la pendiente de tendencia lineal al momento de graficar el esfuerzo mínimo medido Vs la presión de poro del yacimiento; descrita de la siguiente forma:

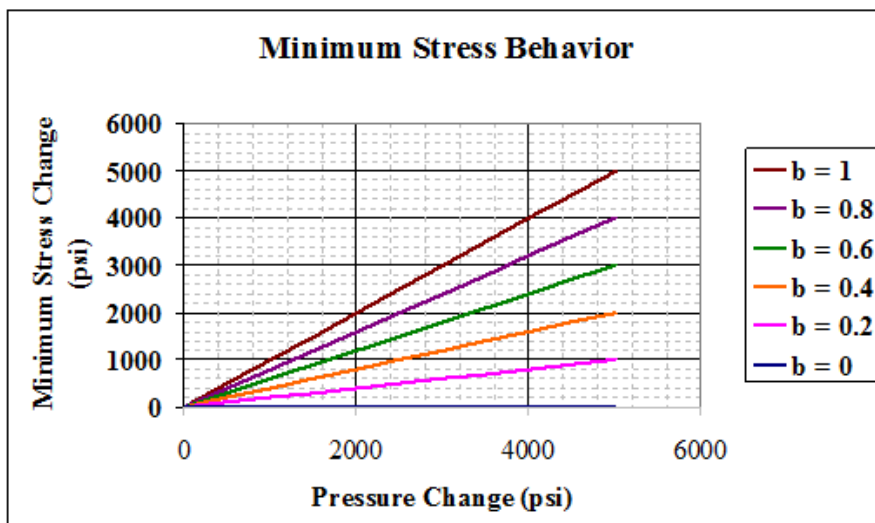
$$b = \frac{\Delta Sh}{\Delta Pf} \quad (6.2)$$

Dónde:

ΔPf : Cambio de la presión de poro del fluido.

ΔSh : Cambio en el esfuerzo mínimo horizontal.

Grafico 5.1 Cambio del σ_{hmin} en función de la variación de la presión de poro.

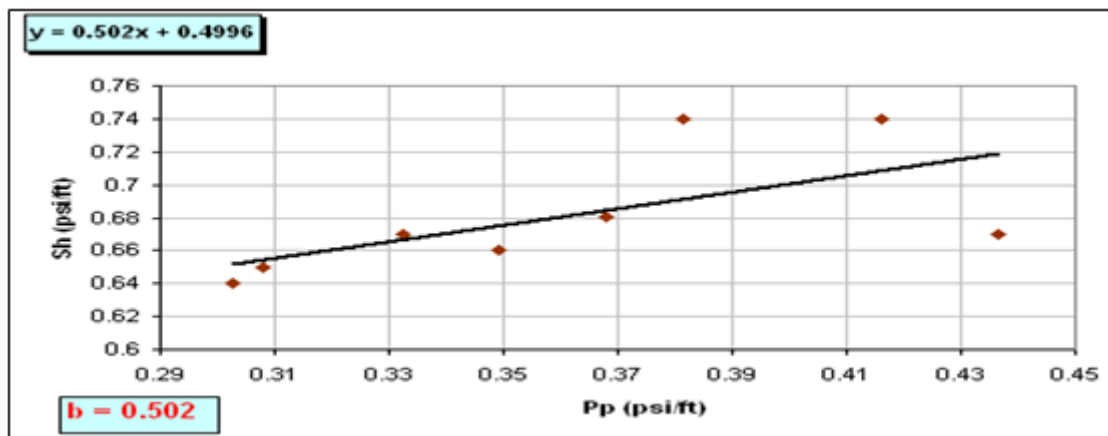


Hay que agregar que el coeficiente “b” depende de las condiciones de cada campo y se debe obtener para datos reales de los mismos.

5.2. RESULTADOS

Con los datos de los pozos fracturados hidráulicamente y las correlaciones hechas para la presión de poro del yacimiento al momento del fracturamiento, y el esfuerzo mínimo horizontal estimado a partir del Minifrac y la prueba de inyectividad realizado durante los trabajos de fracturamiento hidráulico se obtuvo el siguiente “plot”, para la formación X.

Grafico 5.2 Coeficiente "b". Sh vs Pp.



La grafica anterior muestra la tendencia lineal claramente y se puede identificar de manera fácil el coeficiente “b” para esta formación, esto permite identificar los cambios del esfuerzo mínimo del campo, además también permite estimar el esfuerzo horizontal máximo para cada pozo.

En base a los resultados obtenidos se puede deducir las correlaciones propias para el campo donde el esfuerzo horizontal máximo está en función del esfuerzo horizontal mínimo y la presión de poro, (es un valor importante para la evaluación del fracturamiento) de la siguiente forma:

$$\sigma_H = (0.8306 * \sigma_h) + 0.4399 \quad (6.3)$$

$$\frac{\sigma_H}{\sigma_h} = \left(2.22237 * \frac{P_p}{\sigma_h} \right) + 0.2443 \quad (6.4)$$

$$\sigma_H - P_p = 0.7749 * (\sigma_h - P_p) + 0.4044 \quad (6.5)$$

Donde

σ_H : Esfuerzo máximo horizontal (psi/ft).

σ_h : Esfuerzo mínimo horizontal (psi/ft).

P_p : Presión de poro (psi/ft).

- ✓ Una vez realizado el estudio, se escogió el pozo Beta, después de cumplir satisfactoriamente la mayoría de los pasos propuestos en la guía de selección de pozos para fracturamiento Hidráulico desarrollada y plasmada en el capítulo 2 de este documento y por los resultados de los estudios geomecánicos del campo; en primer lugar se tiene una excelente data disponible del pozo, lo cual, permite tener menor incertidumbre en el desarrollo del tratamiento. Como segunda instancia cumple con todos los criterios de selección que pueden ser favorables para ejecutar esta técnica. Se le realizara su respectivo estudio del índice de productividad y se procederá a variar los parámetros de fractura para esta formación.

Dentro de los aspectos mencionados en el párrafo anterior, siguiendo la guía de selección para el pozo escogido, se muestra la siguiente data de los fluidos de la formación, cumpliendo lo requerido (...**Véase el numeral 2.1.1...**), dejando la menor incertidumbre posible:

Tabla 5.3 Propiedades de Petróleo.

Propiedades del Petróleo	
API	39
GE oil	0.83
μ oil (cp)	3.4
Co (psi-1)	8.6×10^{-6}
So	0.65
Bo	1.3

Tabla 5.4 Propiedades del gas.

Propiedades del Gas	
GE gas	0.74
μ oil (cp)	0.017
Cgas (psi-1)	5.2x10-4
Sg	0.15

Tabla 5.5 Propiedades del agua.

Propiedades del Agua	
Sw	0.2
μ_w (cp)	1
PH	7
Salinidad	Calcio 200 ppm, Hierro 0.8 ppm Cloro 5000 ppm, Sodio 2000 ppm

Siguiendo con la guía (...**Véase el numeral 2.1.2...**), se tiene acceso a la columna estratigráfica del campo y a los estudios geológicos, que dicen que no hay presencia de fallas geológicas, ni cercanías a contactos gas- petróleo o petróleo agua, lo cual hubiese podido limitar el desarrollo del fracturamiento; en cuanto a la litología de la formación; como se mencionó anteriormente, la formación contiene dos niveles de arenisca separadas por un espesor de “*mudstone*”.

Pasando al **...numeral 2.1.3...** de la guía, en la base de documentos recolectados sobre el pozo, se tiene acceso al diagrama de esquemático del pozo, al historial de cañoneos, a los registros de desviación (máxima desviación del pozo 29 °a 15.000 pies), y a los manuales de tubería del pozo, en donde se encuentra la presión máxima posible, la cual, dio un valor de 7.100 psi en la tubería interna y 3.500 psi en el anular, con factor de diseño de 1.26 (actualmente en el anular hay una presión de cero, ósea que no se encuentra ningún fluido), por lo que se tendrá en cuenta al momento de realizar el diseño de fracturamiento. En este pozo, para un anterior fracturamiento , los intervalos perforados fueron 15.220-15.300 pies y 14.795-14.875 pies, perforados con 3 1/2" “*guns*” AT 4 SPF, 37 JH 2 7/8" “*guns*” AT 6 SPF, con máxima desviación de perforados de 13-24° y un azimuth de perforación de 109°.

Procediendo al **...numeral 2.1.4...** de la guía, en la zona de interés de este pozo hay una buena permeabilidad de 178.44 md, pero la formación está dañada, teniendo respectivamente un “skin factor” de formación de 2.0, el cual siendo mitigado permitiría un aumento considerable en la producción. La presión de formación es de 5200 psi y tiene una porosidad de 15%, también tiene un GOR de 1.67 scf/stb. La formación objetivo posee un espesor permeable de 117.5 pies y un espesor neto de 128 pies.

Según el historial de producción, el pozo se encuentra produciendo 14.400 bopd (950 psi WHP, BHT 263°F y estrangulador 176/64 pulg), y el objetivo es llegar a una producción de 21.000 bopd.

Por otra parte, se tiene certeza por pruebas de fuga y de integridad de formación realizadas previamente, que el pozo no está tomando volúmenes significativos de fluido.

Prosiguiendo con **...el numeral 2.1.5...** de la guía, de acuerdo con el registro de USIT y CBL encontrados en la documentación del pozo, no parece tener cemento ni por detrás, ni por los alrededores de la parte superior del “*liner*”. El cemento de la parte superior se encuentra a 14.750 ft y el cemento perteneciente a este punto hasta el zapato es de buena calidad y tiene integridad

Dentro de esta formación de interés, la presión de poro estimada a través de procedimientos teóricos y métodos de adquisición de sísmica (**...Véase el numeral 2.1.5...**) realizados para la misma formación en trabajos pasados y para distintos pozos, es aproximadamente 0.45 psi/pie, con un gradiente de fractura de 0.5 psi/pies, y por lo tanto, una presión teórica de fractura de 7.000 psi, teniendo en cuenta un TVD de 14.000 pies y no teniendo en cuenta el factor de seguridad. A su vez se dispone de pruebas de restauración, de las cuales se corroboraron parámetros necesarios para **...el numeral 2.1.4...**

Posteriormente se sigue con el **...numeral 2.2...**, de las limitaciones para el fracturamiento, y dentro de las limitaciones del candidato **...numeral 2.2.1...**, como ya se mencionó anteriormente, no se tiene proximidad a contactos petróleo-gas ni agua-petróleo; tampoco se tiene limitaciones de presiones, pues la tubería es tipo VAM de alta gama, con elevadas presiones de diseño, superiores a las necesarias para este trabajo, sin embargo las tuberías fueron probadas nuevamente a presiones de 5.000 (interna) y 3.300 (anular) ; a su vez no hay problemas con adherencia del cemento, ni inestabilidad de fluidos contra la formación, el árbol de navidad tiene un ranking de 5 1/8 x10K, por lo que no se tiene problema para el manejo de presión en cabeza de pozo (**...Véase el numeral 2.2.3...**).

En el pozo no hay expuestas zonas de otras formaciones que puedan perjudicar el tratamiento, o la producción después del fracturamiento, por lo que no es necesario aislar zonas; de igual forma no hay limitaciones geológicas encontradas.

Como se sabe, el pozo tuvo una buena productividad, con un IP aproximadamente de 8.5 (**...Véase el numeral 2.3...**), pero debido a daños en la formación y a pesar de la buena permeabilidad, la productividad declino, pero el pozo aún mantiene su potencial, el cual con el fracturamiento hidráulico se reestablecerá óptimamente con una mejor producción a lo largo del tiempo, como se muestra más adelante a través resultados de modelos matemáticos; siendo esta operación rentable económicamente, pues un fracturamiento promedio esta evaluado en su totalidad en aproximadamente dos millones de dólares, que serían recuperables rápidamente al ejecutar esta operación de forma exitosa (**...Véase el numeral 2.2.3...**).

En adición, se tiene acceso al historial de producción del pozo, y a los perfiles de esfuerzos de la formación X en todo en campo, como se muestra en **... el Grafico 5.2...**

A continuación, se realizara el estudio y análisis de los parámetros de fractura hidráulica, en donde estos serán establecidos, y en donde se estimara el aumento de IP una vez realizada la fractura, desarrollando el ...numeral 2.5... y el ...numeral 2.6... de la guía.

Parámetros de la fractura para el pozo candidato:

Se contó con el simulador PKN_TSO, para realizar su respectivo proceso para conocer el diseño de la geometría de la fractura; como se muestra a continuación:

Tabla 5.6 Datos de entrada de la formación.

DATOS DE ENTRADA	
Permeabilidad de la formación (K) md:	178,44
Masa del propante (lbm):	150000
Gravedad especifica del propante :	2,65
Espesor permeable de la formación (hp) ft:	117,5
Radio de drene, (ft):	0,4
Altura de la fractura (ft):	120

Tabla 5.7 Datos de ingreso al simulador.

Input	
Proppant mass for (two wings), lbm	150.000
Sp grav of proppant material (water=1)	2,65
Porosity of proppant material	0,36
Proppant pack permeability, md	350.000
Max propp diameter, D _{max} , inch	0,025
Formation permeability, md	178,44
Permeable (leakoff) thickness, ft	117,5
Well Radius, ft	0,40
Well drainage radius, ft	370
Pre-treatment skin factor	2,0
Fracture height, ft	120,0
Plane strain modulus, E (psi)	7,00E+06
Slurry injection rate (two wings, liq+ prop), bpm	25,0
Rheology, K' (lb/ft ²)*s ^{n'}	0,0957
Rheology, n'	0,5687
Leakoff coefficient in permeable layer, ft/min ^{0.5}	0,00800
Spurt loss coefficient, Sp, gal/ft ²	0,04000
Max possible added proppant concentration, lbm/gallon fluid	6
Multiply opt length by factor	1
TSO criterion W _{dry} /W _w et	1
Multiply pad by factor	1

Tabla 5.8 Resultados del simulador PKN_TSO.

Output	
Optimum placement w ithout constraints	
Proppant number, Nprop	0,1077
Dimensionless PI, JDopt	0,48
Optimal dimensionless fracture cond, CfDopt	1,6
Optimal half length, xfopt, ft	84,6
Optimal propped width, w opt, inch	0,8
Post treatment pseudo skin factor, sf	-3,98
Folds of increase of PI	3,84
Optimum placement	
TSO criterion was achieved	
Actual placement	
Proppant mass placed (2 wing)	150.000
Proppant number, Nprop	0,1077
Dimensionless PI, JDact	0,4758
Dimensionless fracture cond, CfD	1,62
Half length, xf, ft	84,6
Propped width, w , inch	0,8375
Post treatment pseudo skin factor, sf	-3,98
Folds of increase of PI	3,84

Grafico 5.3 Masa del propante y rata de inyección vs el tiempo de la bomba.

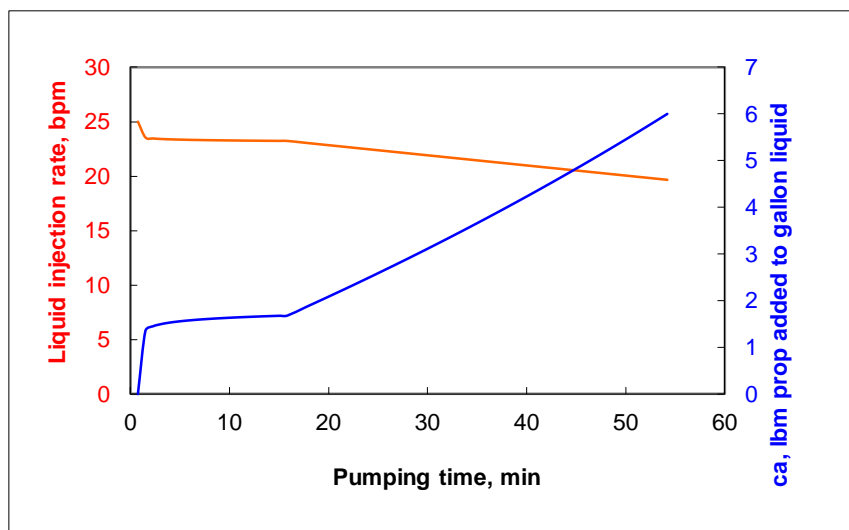
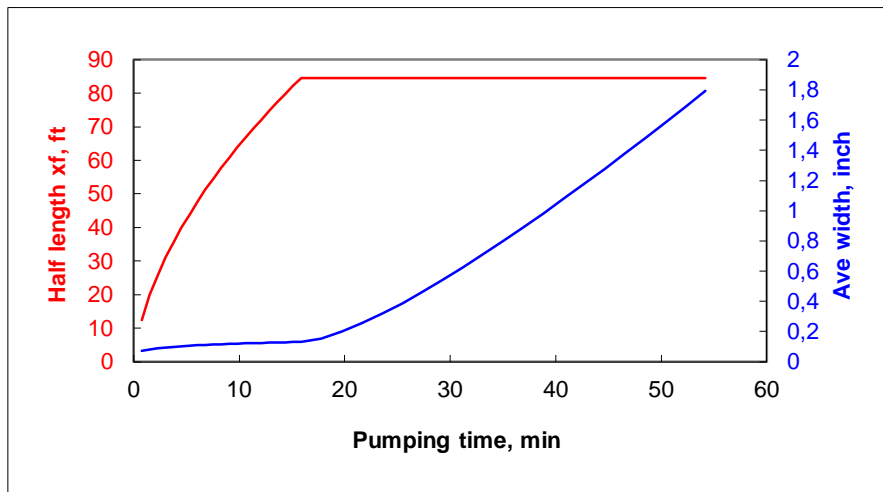


Grafico 5.4 Longitud y ancho de la fractura vs el tiempo de la bomba.



- ✓ El simulador demostró que se necesita una permeabilidad de fractura de 350 md para realizar un incremento de índice de productividad de 3,84.
- ✓ La longitud de fractura X_f , adecuada es de 84,6 ft, igualmente se confirmó que con este valor de longitud de fractura se alcanza una conductividad de fractura a dimensional óptima; como se indica más adelante.

Con base a lo anterior se procede a analizar los valores del número de propante y conductividad de la fractura adimensional.

Se procede a determinar el volumen de la fractura y el volumen del reservorio que empleo el simulador:

Volumen de fractura:	693,58 ft^3
Volumen del reservorio:	50'534.893,19 ft^3

Como siguiente instancia se comienza a variar la permeabilidad de la fractura, (K_f), en incrementos de 3,3688 md, para 5 intervalos y a su vez se calcula en número de apuntalante (N_p). Conociendo este parámetro y las condiciones para determinar la conductividad de fractura adimensional optima se calcula y se grafica este valor vs el número de apuntalante para conocer su comportamiento en este formación.

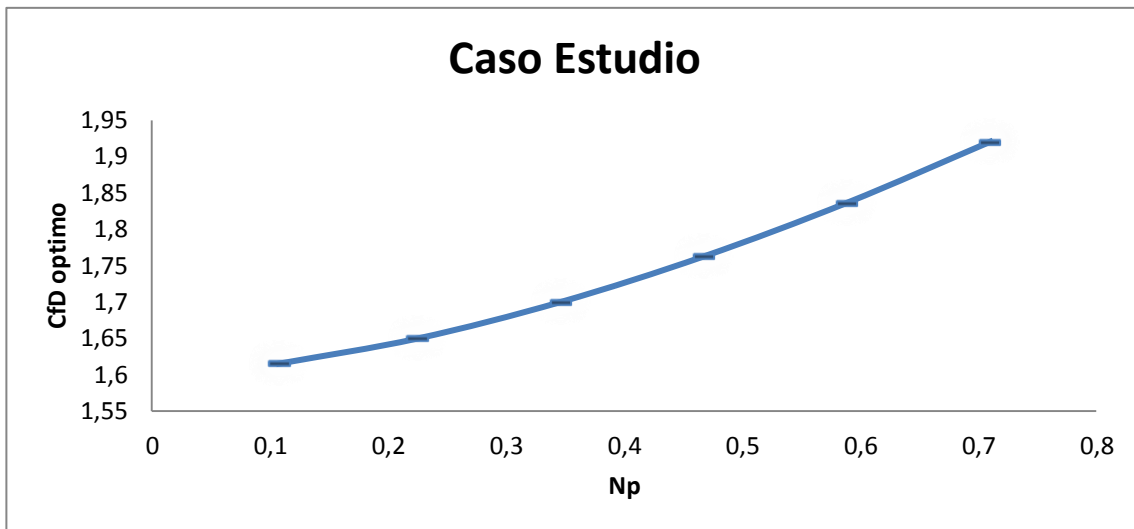
Tabla 5.9 Datos de permeabilidad de fractura y número de propante.

Permeabilidad de la fractura (K_f) d:	N_p
3,27667688	0,1077
6,84547688	0,225002
10,53347688	0,346221
14,22147688	0,467441
17,90947688	0,588661
21,59747688	0,70988

Tabla 5.10 Datos de conductividad optima de fractura en función del N_{prop} .

N_p	C_{fD} óptimo
0,1077	1,615034
0,225002	1,649665
0,346221	1,699917
0,467441	1,762593
0,588661	1,836335
0,70988	1,920205

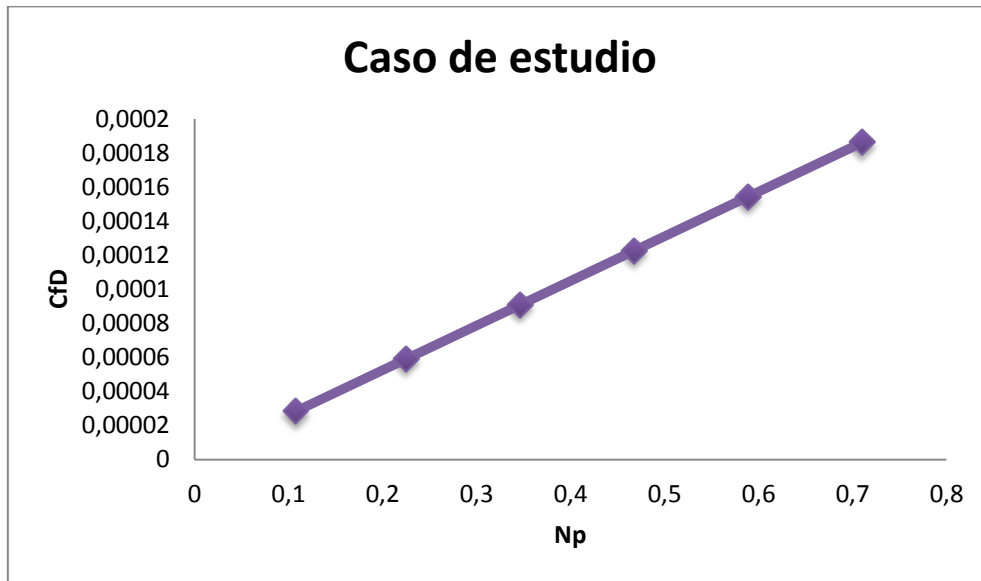
Gráfico 5.5 Conductividad óptima de la fractura vs el número del propante.



Como la gráfica lo demuestra la conductividad de fractura adimensional óptima tiene un comportamiento ascendente, esto se debe a que la permeabilidad de la formación es alta; este comportamiento indica que entre más grande sea el Np mejor va hacer la conductividad de la fractura adimensional óptima y a su vez mayor el éxito del tratamiento.

Por otra parte, se varió los parámetros de ancho y longitud de la fractura para cada valor de Np para conocer el valor de la conductividad de la fractura adimensional y determinar la mejor combinación; sin embargo, debido al comportamiento lineal de la conductividad de la fractura adimensional óptima se confirmó que entre más grande sea la longitud de la fractura (X_f), mejor es la conductividad y como se mencionó anteriormente el valor máximo de longitud de fractura, (X_f), que determinó el simulador fue de 84,6 ft, con este valor se calcula el ancho de la fractura apropiada y de esta forma ya se conocen los dos parámetros claves de la fractura.

Grafico 5.6 Conductividad de la fractura vs el número del propante.



Con base los estudios anteriores de recopilación de información, buenas condiciones del estado mecánico del pozo, de los esfuerzos in-situ para el campo como para el pozo y establecer los parámetros de fractura obteniendo un incremento significativo del IP, se determinó que el pozo Beta es un excelente candidato para el proceso de fracturamiento hidráulico y un buen prospecto para obtener la meta propuesta de los 21.000 bpod.

CONCLUSIONES

- A través del seguimiento de la guía de selección de pozos candidatos para fracturamiento hidráulico efectuada en este documento (Capítulo 2), se puede realizar de forma práctica la correcta selección de un pozo para llevar a cabo el proceso de estimulación con un alto índice de éxito ya que se encuentra enfocado a casos que se puedan presentar en la vida real, dando unas pautas y pasos a seguir en donde finalmente la correcta selección de un pozo depende exclusivamente de las características de este.
- A pesar de que se desarrolló una metodología específica para la mejor selección de un pozo candidato para fracturamiento hidráulico, esta es general, y está sujeta a las condiciones y a las situaciones no planeadas que se puedan presentar en cada pozo en particular durante la operación.
- Una fractura en especial tiene que ser diseñada para formaciones con permeabilidad específica, pues dependiendo de las características de la formación el diseño siempre va a ser diferente.
- El desarrollo de la guía demostró que los mejores pozos son los más exitosos para aplicar el fracturamiento hidráulico, refutando la creencia de que esta técnica solo se debe aplicar a formaciones con baja permeabilidad.
- El éxito para seleccionar de forma correcta el candidato para fracturamiento hidráulico consiste principalmente en trabajar con la mínima incertidumbre posible, en otras palabras, entre más data disponible se tenga del pozo es mayor la probabilidad de realizar un fracturamiento hidráulico satisfactorio.

- Hoy en día no se busca incrementos en la producción de los pozos, se busca experiencia y tecnología que optimicen la producción de los campos petroleros, tanto para nuevos como para viejos.

RECOMENDACIONES

- Una vez que se selecciona el pozo y se decide realizar la operación de fracturamiento y ya desarrollado el programa de operación, es recomendable elaborar planes de contingencia en casos de derrames y en caso de que se presenten falencias que no han sido planeadas durante la operación.
- Se recomienda trabajar con la mayor cantidad de información posible sobre los pozos a estudiar, pues mientras mayor disponibilidad de información haya para analizar, mayor certeza de mejor selección de pozo se tendrá al momento de seguir los pasos que proporcionan la guía.
- Se recomienda antes de realizar la operación, hacer uso de un simulador base de fracturamiento para así tener mayor certeza sobre el tipo de fractura que se va a proporcionar a determinado pozo.
- Tener en cuenta que los pasos desarrollados en esta guía están direccionados a pozos de petróleo, los pozos de gas requieren de algunas modificaciones.
- Al momento de trabajar con el simulador para simular las presiones se recomienda probar con un solo simulador debido a que nunca se generará una única respuesta, además en estos casos, es de gran valor la experiencia de los ingenieros.
- Las limitaciones descritas en la guía son claves para reducir en gran medida los pozos a ser seleccionados, por lo tanto, se requiere de sumo cuidado al momento de analizarlas.

BIBLIOGRAFÍA

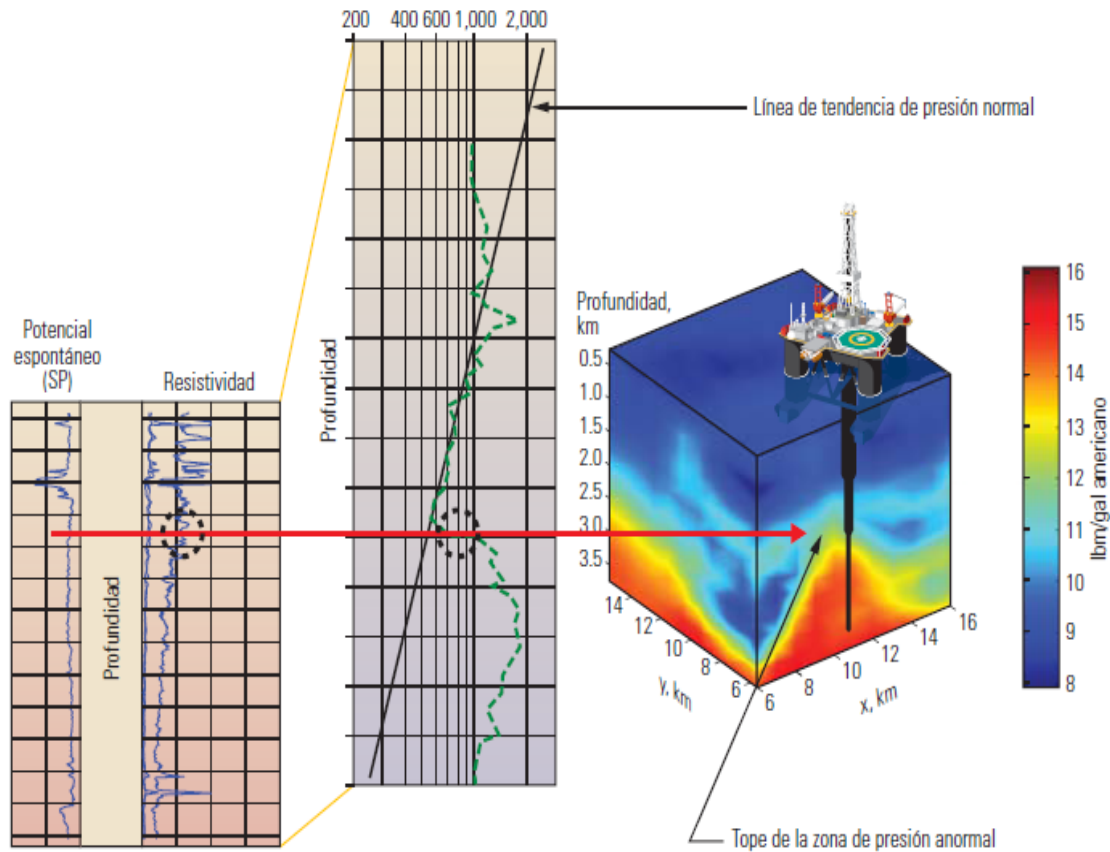
- ALMAGUER J., MANRIQUE JORGE, WICKRAMASIYA S., HABBATAR A., MAY D., SULBARA ARTURO, S. ALAN “Orientación de los Disparos en la Orientación Correcta”, Paper Oilfield Reevew, 2002.
- BARRIOL Y, SULLIVAN B, CORBIELL RAMONA, OTTO KARE, LEASTAD H, LAIDLAW JAMES, MANIN Y, MORRISON K, SAYERS COLIN “Presiones de las Operaciones de Perforación y Producción” Paper Schlumberger and Oil Field Review, 2006.
- BETANCOURT / CIGÜELA: “Daños a la formación y estimulación de pozos”
- CAMARGO PUERTO JORGE ARTURO, “Introducción a la interpretación de perfiles de pozo abierto” Editorial Univeridad Surcolombiana.
- CARRILLO BARRANDIARAN LUCIO “Descripción de yacimiento parte 2”.
- COOK J, GROWCOCK F, GUO QUAN, HODDER MIKE, VAN ERIC, “Estabilización del Pozo para prevenir pérdidas de Circulación”, Paper Oil Field Review, 2011.
- ECONOMIDES MICHAEL J, UNIVERSITY OF HOUSTON, TONY MARTIN, BJ SERVICES “ Modern Fracturing Enhancing Production”, 2007.

- ESCOBAR M FREDY HUMBERTO; PH.D. “Análisis Moderno de Pruebas de Presiones”. Editorial Universidad Surcolombiana. Segunda edición. Neiva- Huila, (2009).
- HERRERA CADENA, G: “estudio técnico económico post-fractura en el campo Cononaco” Tesis presentada en la Escuela Politécnica Nacional. Quito, Febrero 2009.
- HEYDARABADI F. ROSHANIA AND MOGHADASI J, PETROLEUM UNIVERSITY OF TECHNOLOGY; GH SAFIAN, NISOC; AND R. ASHENA, ISLAMIC AZAD UNIVERSITY “Criteria for Selecting a Candidate Well for Hydraulic Fracturing” Paper SPE 136988, 2010.
- HISCHFELDT MARCELO: “Análisis de un sistema de producción y Análisis NODAL ^{TM.}”
- JENNINGS ALFRED R. JR., ENCHANCED WELL STIMULATION, INC “When Fracturing Doesn’t Work”. Paper SPE 0071657, 2001.
- KALON F., BYRON GALE, DUANE GONZALEZ, SCOTT HALL, JACK MARSH, WARREM ZEMLAK: “Aislamiento y estimulación Selectivos” Paper Oilfield Review, 2001/2002.
- MARTIN A.N, BJ SERVICES, AND ECONOMIDES MICHAEL J, UNIVERSITY OF HOUSTON “Best Practices for Candidate Selection, Design and Evaluation of Hydraulic Fracture Treatments” Paper SPE 135669, 2010.

- MARTIN A.N, BJ SERVICES AND M. RYLANCE, BP EXPLORATION “Hydraulic Fracturing Makes the Difference: New Life For Old Fields” Paper SPE 127743, 2010.
- MEYER BRUCE R. “Method Optimizes Frac Performance”, 2005.
- NARANJO A. & SOTO J. CARLOS “Efecto de los parámetros geomecánicos en el fracturamiento hidráulico en yacimientos de hidrocarburos sensibles a esfuerzos”.
- NIND, T.E.W: “Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros”. Editorial Limusa. Trent University. Ontario Canada, 1987.
- PARRA PINZON RICARDO, “Propiedades Físicas de los Fluidos de Yacimientos” Editorial Universidad Surcolombiana. Primera Edición 2008.
- PAZ F., LOPEZ S., PORTILLO F., MARTINEZ M., MAYOL J., SANCHEZ A., ORTEGA L., COLMENARE F., CECCARELLI T., NORDMEYER E., HASKELL J., BENNACEUR K., GUTIERREZ J., MONTOYA F., “Mejoramiento de Producción a través de Fracturamiento Hidraulico”
- “Well services Field Data Handbook”. Schlumberger.

ANEXOS

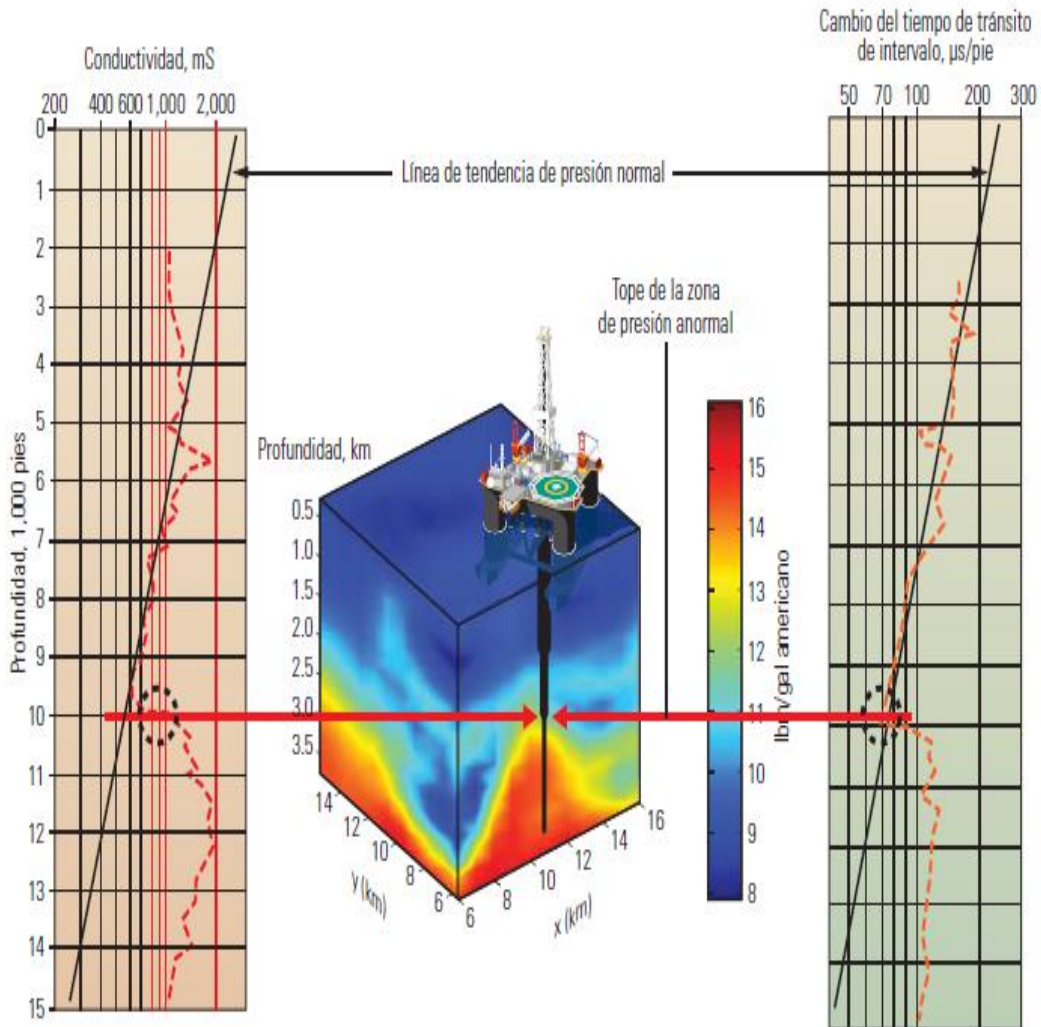
ANEXO N°1



^ Análisis de registros eléctricos para reducir la incertidumbre de las predicciones de la presión de poro basadas en la sísmica. En los sedimentos con compactación normal, la conductividad eléctrica se reducirá con la profundidad al ser expulsada el agua de los espacios porosos. Una deflexión de la curva de conductividad con respecto a la tendencia normal (círculo de guiones, izquierda y centro) puede indicar un cambio en la concentración del agua intersticial y, en consecuencia, el potencial para el desarrollo de presión anormal. Mediante la utilización de datos sísmicos y datos de registros eléctricos, el procesamiento computacional refina los datos y genera modelos predictivos tridimensionales que ayudan a los ingenieros y perforadores a visualizar las tendencias de la presión de poro (derecha).

Fuente: “Presiones de las Operaciones de Perforación y Producción” Paper Schlumberger and Oil Field Review, 2006

Anexo N° 2



^ Registros acústicos para la predicción de la presión de poro. Las ondas acústicas reducen la velocidad cuando encuentran rocas con concentraciones de agua intersticial más elevadas. El tope de una zona de presión anormal se puede predecir en base al cambio en el tiempo de tránsito de intervalo (círculo de guiones, a la derecha) y correlacionarse con los cambios producidos en la conductividad (izquierda). Ambas mediciones pueden utilizarse para reducir la incertidumbre del cubo sísmico de presión de poro (centro).

Fuente: "Presiones de las Operaciones de Perforación y Producción" Paper Schlumberger and Oil Field Review, 2006