

PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL

Universidad Nacional del Comahue – Facultad de Ingeniería



“Reutilización de Agua de *Flowback* en Fracturas No Convencionales”

Autores:

Candellero, Mauro Sergio Ariel

Delgado, Mariela Vanina

Tutor académico:

Prof. Dra. Aqueveque R. de Delgado, Eliana

Ingeniería en Petróleo

Neuquén, Argentina

Diciembre - 2018

Universidad Nacional del Comahue – Facultad de Ingeniería
Departamento de Geología y Petróleo

“Reutilización de Agua de *Flowback* en Fracturas No Convencionales”

Proyecto Integrador Profesional presentado en la Facultad de Ingeniería de la Universidad
Nacional del Comahue como parte de los requisitos para obtener el título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Autores: Candellero, Mauro Sergio Ariel – Legajo: Ing-194
Delgado, Mariela Vanina – Legajo: Ing-3780

Tutor académico: Dra. Aqueveque R. de Delgado, Eliana

Jurado 1:

Jurado 2:

Jurado 3:

Neuquén, Argentina
Diciembre - 2018

Resumen

En este Proyecto Integrador Profesional se estudiará la viabilidad de reinyectar agua de *flowback* en multifracturas hidráulicas no convencionales sin comprometer la calidad de las mismas. Primeramente se hará una exposición acerca del origen del petróleo, caracterizando reservorios no convencionales. Luego se explicará cómo se efectúan las estimulaciones por fracturas multietapas. Se evaluarán detalladamente los fluidos utilizados en la fractura y los requerimientos que debe tener para asegurar un tratamiento de estimulación eficiente. Se repasarán los requisitos mínimos que debe tener el agua para generar fluidos, se estudiarán los análisis que se realizan al agua y los rangos de valores necesarios para asegurar fluidos de buena calidad. Se relevarán las consecuencias que conlleva en uso de agua compleja para su formulación. Además, se mencionarán nuevas tecnologías que están surgiendo para generar fluidos menos susceptibles a la calidad del agua. Luego se evaluarán posibles alternativas para la reutilización del agua de *flowback* en fractura. Se estudiarán los efectos que trae en la fractura la utilización de agua de *flowback*. Se presentará un caso de estudio para demostrar cómo afecta el comportamiento de presiones, la operación y otros inconvenientes que puedan surgir. La información respaldatoria para este proyecto proviene de diferentes fuentes bibliográficas mencionadas en el apartado correspondiente. Pero cabe destacar el aporte brindado por empresas de la zona, que no es posible nombrar por razones de confidencialidad, las cuales, con entrevistas y datos verídicos, contribuyeron a la elaboración de este trabajo.

Palabras claves: estimulación, multifracturas, shale, flowback

Abstrac

In this Professional Integrator Project, will be studied the viability of reinjecting flowback water in non-conventional hydraulic multifractures without compromising the quality of them. First there will be an exhibition about the origin of oil, characterizing unconventional reservoirs. Then how stimulations are performed by multistage fracture will be explain. The fluids used in the fracture will be evaluated in detail and also the requirements it must ensure for an efficient stimulation treatment. The minimum requirements that water must have to generate fluids will be reviewed, the analyzes performed on the water and the ranges of values necessary to ensure good quality fluids also will be studied. The consequences that entails in the use of complex water for its formulation will be relieved. In addition, new technologies that are emerging to generate fluids less susceptible to water quality will be mentioned. Then, possible alternatives for the reuse of flowback water in fracture will be evaluated. The effects of flowback water use in the fracture will be studied. A case study will be presented to show how it affects the pressure behavior, the operation, and other inconveniences that may arise. The information needed for this project comes from different bibliographical sources mentioned in the corresponding section. But it is worth noting the contribution provided by companies in the area, which can not be named for reasons of confidentiality, which with interviews and real data, helped to shape this work.

Keywords: stimulation, multifractures, shale, flowback

Agradecimientos

A mis padres, Sergio y Norma, por acompañarme y apoyarme incondicionalmente para alcanzar cada una de las metas que me propuse.

A mi novia, Daiana, por ayudarme a poder finalizar los estudios en esta carrera y a superarme aún en los momentos más difíciles.

A mis compañeros y amigos, por acompañarme en distintas materias compartiendo apuntes u organizándonos para estudiar juntos. Gracias a ellos, que siempre estuvieron dispuestos a brindarme su apoyo cuando lo necesité.

A mi compañera Mariela por su dedicación y responsabilidad en este trabajo y haber confiado en mí como su compañero. También agradecerle por haberme ayudado con sus conocimientos y experiencia en el rubro a entender mejor algunos procesos en la explotación no convencional de hidrocarburos.

A nuestra tutora Eliana, por haber invertido su tiempo, conocimiento y paciencia para ayudarnos y guiarnos en la realización de este trabajo.

Candellero, Mauro

Agradecimientos

Les agradezco a mis padres, que me apoyaron siempre, me brindaron su ayuda y amor incondicional. Pero lo que hoy más valoro, es que ellos crearon la confianza en mí misma de poder lograr todo lo que me propusiera.

Me quiero tomar un momento para agradecer a todas las personas con la que me tocó trabajar en los 18 meses de pasantía en YPF, que se tomaron el tiempo para ayudarme y explicarme con toda la paciencia del mundo. Ese entorno de compañerismo me motivo a dudar de todo y fue el punto de inicio de este trabajo.

También le agradezco a mi compañero, Mauro, y a nuestra tutora Eliana, sin ellos este trabajo no se hubiera terminado en tiempo y forma.

Delgado, Mariela

INDICE

Introducción	1
Capítulo 1: Reservorios No Convencionales	3
1.1 Origen del petróleo	3
1.2 Roca Madre	4
1.3 Roca Reservorio	5
1.4 Reservorios No Convencionales	6
1.4.1 Reservorios <i>Shale</i>	7
1.5 Cuenca Neuquina	8
1.5.1 Formación Vaca Muerta	9
Capítulo 2: Estimulación	14
2.1 Objetivo	14
2.2 Propiedades de la fractura	14
2.3 Reservorios que se fracturan	16
2.4 Proceso Básico	17
2.5 Análisis de presiones	19
2.6 Mecánica de roca	21
2.6.1 Régimen de tensiones	21
2.6.2 Constantes elásticas	23
2.6.3 Determinación de tensiones	25
Capítulo 3: Agente Sostén	27
3.1 Objetivo	27
3.2 Características del Agente Sostén	27
3.3 Tipos de Agente Sostén	28
3.4 Medición de la concentración	29
3.5 Variables que afectan la conductividad de la fractura	29
Capítulo 4: fluidos y aditivos	32
4.1. Objetivo	32
4.2 Tipos de fluidos de fractura	32
4.3 Reología y fluidodinámica	33
4.4 Modelos reológicos	35
4.5 Aditivos	37
4.6 Fluidos del sistema gelificado	43
4.6.1 Composición	43
4.6.2 Parámetros reológicos típicos	44
4.6.3 Modelo Reológico de los fluidos de fractura	44
Capítulo 5: Ensayos de fluidos	46
5.1 Introducción	46
5.2 Medición de la viscosidad	46
5.3 Ensayo que se realizan a la muestra de agua	48

5.4 Ensayos que se realizan a sistemas de fluidos <i>slick wáter</i>	48
5.5 Ensayos que se realizan a sistemas de fluidos gel lineal	49
5.6 Ensayos que se realizan a sistemas de fluidos gel entrecruzado	51
Capítulo 6: Agua de <i>flowback</i>	57
6.1 Introducción	57
6.2 Legislación	57
6.3 Composición	57
6.4 Tratamiento inicial del fluido de retorno	59
6.5 Disposición final	60
6.6 Alternativas para su reutilización	60
6.7 Tratamientos	61
6.8 Impacto de agua de mala calidad en fluidos de fractura	62
Capítulo 7: Operativo	65
7.1 Introducción	65
7.2 Manipulación y consideración sobre almacenamiento de fluidos	65
7.3 Transporte de fluidos	65
7.4 Descripción del proceso de fractura hidráulica	66
Capítulo 8: Caso de Estudio	71
8.1 Introducción	71
8.2 Diseños de fractura	71
8.3 Producción del fluido de retorno	72
8.4 Terminación de pozo	72
8.5 Diseño de fractura	73
8.6 Base de los fluidos de fractura	73
8.7 Análisis de laboratorio	73
8.8 Estudio de cartas de fractura	75
8.8.1 Etapa 100% agua dulce	76
8.8.2 Etapa Mezcla de aguas	81
Conclusiones y recomendaciones	86
Bibliografía	88

INDICE DE FIGURAS

Capítulo 1: Reservorios No Convencionales

Figura 1. 1: Ventana de generación de hidrocarburos	4
Figura 1. 2: Cuencas sedimentarias de Argentina	8
Figura 1. 3: Corte Estratigráfico de la Cuenca Neuquina	9
Figura 1. 2: Mapa isopáquico de la formación Vaca Muerta	10
Figura 1. 5: Diagrama ternario SCA general para la Fm. Vaca Muerta, discriminado por bloque	11
Figura 1. 6: Clasificación de tipo de roca de tipo fangolita	11
Figura 1. 7: Caracterización de kerógeno de Fm. Vaca Muerta	12
Figura 1. 8: Madurez térmica de la Fm. Vaca Muerta	13

Capítulo 2: Estimulación

Figura 2. 1: Diagrama de las dimensiones de una fractura	14
Figura 2. 2: Vista de pozo en planta. Área de flujo de pozo vs Área de flujo de pozo fracturado	15
Figura 2. 3: Presiones que gobiernan una fractura	18
Figura 2. 4: Diagrama de incremento de concentración de agente sostén	18
Figura 2. 5: Diagrama de presiones ejercidas sobre la fractura	19
Figura 2. 6: Diagrama de cambio de geometría de punzados por erosión	20
Figura 2. 7: Diagrama de presiones en superficie y fondo	21
Figura 2. 8: Esquema de apertura de fractura en régimen de tensiones normales	22
Figura 2. 9: Esquema de pozo y fracturas en régimen de tensiones normales	22
Figura 2. 10: Esquema de distribución de tensiones entre granos y presión poral	22
Figura 2. 7: Deformación de un cuerpo cilíndrico frente a un esfuerzo axial	23
Figura 2. 8: Linealidad de curva σ vs ϵ para materiales durante régimen elástico	24
Figura 2. 13: Diagrama de Ancho de Fractura generado para diferentes estratos con diferente Módulo de Young E	24
Figura 2. 9: Variación en Presión de fractura generada para dos formaciones con diferente Módulo de Young E	24
Figura 2. 10: Variación de estrés horizontal σ_h en función del Módulo de Poisson ν	25

Capítulo 3: Agente Sostén

Figura 3. 1: Clasificación de granos según forma	27
Figura 3. 2: Diferentes tipos de agente sostén	28
Figura 3. 2: Efecto de variación en diámetros de grano	30
Figura 3. 4: Efecto de tamaño de granos en porosidad	31
Figura 3. 3: Efecto de redondez en porosidad	31

Capítulo 4: fluidos y aditivos

Figura 4. 1: Tipos de viscosidades	34
Figura 4. 2: Diferentes comportamientos de τ vs γ para distintos modelos reológicos	35
Figura 4. 3: Variación de viscosidad aparente en función de la velocidad de corte	36
Figura 4. 4: Viscosidad específica vs concentración	38
Figura 4. 5: Rango de trabajo de diferentes entrecruzadores según pH	39
Figura 4. 6: Rango de trabajo de diferentes entrecruzadores según Temperatura	39

Figura 4. 7: Concentración de ion borato vs pH para un rango de temperatura	40
Figura 4. 8: Residuos de Polímero	41
Figura 4. 9: Variación de curvas para fluidos de fractura	44
Capítulo 5: Ensayos de fluidos	
Figura 5. 1: Embudo de Marsh para medición de la viscosidad	47
Figura 5. 2: Ejemplo carta de hidratación de Aguada de la Arena para dos geles lineales diferentes	49
Figura 5. 3: Ejemplo de carta de hidratación de gel lineal	50
Figura 5. 4: Ensayo de Vortex para un gel entrecruzado	51
Figura 5. 5: Prueba de formación de lengua para un gel entrecruzado	51
Figura 5. 6: Perfil de viscosidad para un gel entrecruzado	52
Figura 5. 7: Ensayo de ruptura a 100°F	52
Figura 5. 8: Ensayo de sensibilidad al esfuerzo de corte	53
Figura 5. 9: Ensayo estático de capacidad de transporte	54
Figura 5. 10: Diagrama de viscosímetro para agente sostén	55
Figura 5. 11: Ensayo de transporte de agente sostén dinámico	55
Figura 5. 12: Resultados de ensayos de transporte de agente sostén dinámicos	56
Capítulo 6: Agua de flowback	
Figura 6. 1: Diagrama de interacción de moléculas de polímero con sólidos y sales disueltas	63
Figura 6. 2: Interacción de entrecruzadores con restos orgánicos	64
Capítulo 7: Operativo	
Figura 7. 1: Vista aérea de distribución en planta	67
Figura 7. 2: Esquema general de equipos de fractura en planta	68
Figura 7. 3: Diagrama genérico de un mezclador	69
Capítulo 8: Caso de Estudio	
Figura 8. 1: (A) Volumen promedio de agua por etapa (m ³); (B) Porcentaje basado en tipo de fluido de fractura	71
Figura 8. 2: Diseño de pozos del caso de estudio. (A) Volumen promedio de agua por etapa (m ³); (B) Porcentaje basado en tipo de fluido de fractura	72
Figura 8. 3: Gráficos de producción estándar de pozos de la Fm. Vaca Muerta en la zona gasífera y petrolífera respectivamente	72
Figura 8. 4: Resultado ensayo de ruptura del gel reticulado	75
Figura 8. 5: Carta operativa de la etapa realizada con 100% de agua dulce	76
Figura 8. 6: Carta de aditivos de la etapa realizada 100% de agua dulce	76
Figura 8. 7: Distribución de fluido utilizado como base para la formulación de fluidos de fractura y distribución porcentual de los fluidos utilizados durante la etapa 100% de agua dulce	78
Figura 8. 8: Distribución de fluido base y aditivos utilizados durante la etapa 100% de agua dulce	79
Figuras 8. 9: Distribución de aditivos utilizados durante la etapa 100% de agua dulce. Líquidos y Sólidos respectivamente	79

Figuras 8. 10: Distribución de aditivos utilizados durante la etapa 100% de agua dulce, Líquidos y Sólidos respectivamente divididos por fluido de fractura	80
Figura 8. 11: Carta operativa de la etapa realizada con mezcla de aguas	82
Figura 8. 12: Carta de aditivos de la etapa realizada con mezcla de aguas	82
Figura 8. 13: Distribución de fluido utilizado como base para la formulación de fluidos de fractura y distribución porcentual de los fluidos utilizados durante la etapa mezcla de aguas	83
Figura 8. 14: Distribución de fluido base y aditivos utilizados durante la etapa mezcla de aguas	84
Figuras 8. 15: Distribución de aditivos utilizados durante la etapa mezcla de aguas. Líquidos y Sólidos respectivamente	84
Figuras 8. 16: Distribución de aditivos utilizados durante la etapa mezcla de aguas, Líquidos y Sólidos respectivamente divididos por fluido de fractura	85

INDICE DE TABLAS

Tabla 4.1: Valores típicos para geles lineales y entrecruzados con 40 y 25 ppt de HPG (gelificante)	44
Tabla 5.1: Viscosidades típicas de geles lineales base agua	50
Tabla 6. 1: Tabla de agua dulce de diferentes fuentes	57
Tabla 6.2: Tabla de análisis de agua de flowback de diferentes pozos	57
Tabla 8. 1: Análisis fisicoquímicos realizados a agua de flowback	74

Introducción

Los reservorios *shale*, como la Formación Vaca Muerta, se volvieron redituables gracias a las tecnologías de pozos horizontales y terminación con megafracturas multietapas. Estimular hidráulicamente una *lutita "shale"* es equivalente a dotarla de las condiciones de permeabilidad necesarias para que los hidrocarburos puedan ser movilizados. El desarrollo de los reservorios *shale* demanda fuertes inversiones, el uso de tecnologías de punta, la perforación de una alta densidad de pozos, estimulaciones hidráulicas continuas y una intensa gestión ambiental.

Inmediatamente luego de fracturado, un pozo no convencional produce agua compleja junto con el hidrocarburo. Este fluido no suele provenir del reservorio, sino que se trata de una devolución parcial del agua inyectada, llamada agua de *flowback*, o de retorno. Se estima que se produce alrededor del 30% del agua inyectada en las primeras semanas de producción. Generalmente, a este fluido se le hace un tratamiento para poder inyectarlo en sumideros a fin de brindarle disposición final.

El auge de la explotación de la formación Vaca Muerta desemboca en un aumento en la cantidad de pozos no convencionales perforados a los que se les practican fracturas hidráulicas. Las multifracturas en pozos horizontales requieren volúmenes significantes de agua, como principal componente de fluido de fractura. La tendencia de la industria es al uso de mayor cantidad de agua por pozo, en busca de fracturas más grandes, que contacten mayor proporción de reservorio. Estos 2 factores conllevan a un incremento en la demanda de agua y pone el foco en la disponibilidad de ésta.

Usualmente se utilizan fuentes de agua dulce, debido a requerimientos específicos de los fluidos de fractura. Actualmente las fuentes de agua dulce son lagos, ríos, y aguas subterráneas, como pozos de baja salinidad (<5000 TDS) (el agua producida de estos pozos no es adecuada para consumo humano o farmacológico de agua, sin embargo requiere permisos de la autoridad regulatoria correspondiente). Los costos de adquisición de agua dulce incluyen los derechos legales y el transporte hasta la locación. Las empresas buscan nuevas alternativas para reducir el uso de agua dulce (potable) en las operaciones de fracturas hidráulicas. El reciclado de agua y utilización de fuentes no potables son opciones que de ser desarrolladas pueden ser claves para lograr tal objetivo.

En los últimos años operadores y empresas de servicios han trabajado en la identificación y selección de fuentes de agua no convencionales y su manejo para cumplir los requerimientos necesarios. Esto permitió modificar la formulación de fluidos de fractura.

Este trabajo se centra en la viabilidad de reinyectar agua de *flowback* en fracturas hidráulicas no convencionales sin comprometer la calidad de las mismas. Con esto se persiguen 2 objetivos, el primero es un compromiso ecológico, que se puede observar en la reducción de uso de agua potable y el segundo es un enfoque económico, que incluye la reducción del costo de completación (principalmente el traslado de agua dulce hasta la locación) y de disposición final del agua producida.

Capítulo 1: Reservorios No Convencionales

1.1 Origen del petróleo

Los hidrocarburos son compuestos orgánicos formados por cadenas de carbono e hidrógeno originados en el subsuelo terrestre por procesos geológicos que pueden tardar millones de años.

Este proceso comienza con la depositación de sedimentos en la corteza terrestre. Las partículas minerales son transportadas por diferentes agentes (ríos, corrientes marinas, viento o hielo) hasta llegar a una zona deprimida, denominada cuenca sedimentaria, donde se acumulan y con el tiempo serán soterrados por más sedimentos. El proceso puede ocurrir en diferentes ambientes: continental, marinos o de transición. Para que se pueden generar hidrocarburos se debe contar con un ambiente marino o lacustre, de poca energía, lo que proporcionará sedimento de fina granulometría (mayor energía del medio de transporte, mayor el tamaño de los sedimentos). Otra condición necesaria es un gran aporte de materia orgánica (generalmente proveniente de microorganismos marinos como fitoplancton y zooplancton), en un ambiente anaerobio (en ausencia de O₂). Con el pasar de los años estos depósitos son enterrados por nuevos aportes de sedimentos, son comprimidos por el soterramiento y comienza el proceso diagenético para formar una roca sedimentaria.

A medida que aumenta la profundidad se evidencia un aumento de la temperatura acompañando al aumento de la presión, los sedimentos son compactados y comienza la *diagénesis* de la materia orgánica para formar kerógeno. Las condiciones de presión, temperatura y tiempo en las que ocurre la generación de hidrocarburos se denomina la ventana de petróleo. Esta se encuentra en una temperatura entre 60 a 120°C y una profundidad que varía entre 1500 y 3500 m. Al llegar a los 60°C, se dice que se ingresa en la ventana de petróleo (se empieza a producir el fenómeno de craqueo para formar los hidrocarburos líquidos). Cuando la roca alcanza los 130°C comienza a producir hidrocarburo gaseoso, ingresando en la ventana de gas y la materia orgánica restante se empobrece gradualmente en kerógeno residual.

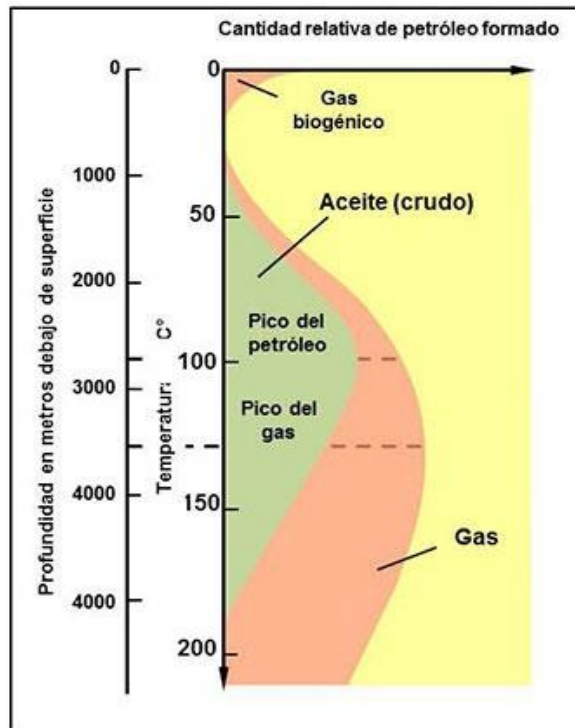


Figura 1. 1: Ventana de generación de hidrocarburos

La roca donde se genera el hidrocarburo es denominada roca madre. El petróleo así formado se acumula en sus poros, incrementando paulatinamente la presión hasta que es expulsado hacia las rocas circundantes. Como el fluido es menos denso que la roca circundante, tiende a moverse en un camino preferentemente ascendente a través de la columna sedimentaria, este proceso de migración continuará hasta que encuentre una barrera impermeable y una estructura de trampa donde pueda acumularse. Las rocas porosas y permeables que almacenan hidrocarburo se denominan reservorios.

Se denomina sistema petrolero al conjunto de elementos y procesos necesarios para que se lleve a cabo la generación de hidrocarburos de manera apropiada, incluyendo su posterior migración, entrapamiento y preservación dentro de una trampa. Para que un sistema petrolero convencional sea efectivo es necesario que exista roca madre madura (en condiciones de generar), vías de migración, roca reservorio, sello y trampas que hayan sido formados antes o durante el proceso de migración.

1.2 Roca Madre

También denominada roca generadora, es una roca rica en contenido de materia orgánica, que bajo las condiciones adecuadas, generará petróleo o gas. Las rocas generadoras típicas, normalmente lutitas o calizas, que contienen aproximadamente un 1% de materia orgánica. Las rocas de origen marino tienden a ser potencialmente petrolíferas, en tanto que las

rocas de origen terrestres tienden a ser potencialmente gasíferas. Las características que determinan el potencial hidrocarbúfero de una roca madre son:

Carbono Orgánico Total (COT): La concentración de material orgánico en las rocas madre está representado por el porcentaje en peso de carbono. Este valor define el potencial del recurso. Un valor típico para una roca madre es de aproximadamente 0,5% de COT. Existen valores que superan el 10%, aunque algunos científicos afirman que los valores altos de COT indican la posibilidad de que el kerógeno llene el espacio poroso en lugar de otras formas de hidrocarburos.

Madurez Térmica (%Ro): Se mide según el porcentaje relativo de hidrocarburo generado. Se basa en los valores de reflectancia de la vitrinita promedio (%Ro). Con este se puede determinar en qué posición en la ventana de generación de hidrocarburos se encuentra la formación. Indica el tipo de hidrocarburo presente en la roca generadora.

- $\%Ro > 1,5 =$ Gas seco
- $1,5 > \%Ro > 1,3 =$ Gas húmedo y condensado
- $1,3 > \%Ro > 0,7 =$ Petróleo
- $\%Ro < 0,7 =$ Inmaduro

1.3 Roca Reservorio

Las características más importantes de la roca reservorio incluyen su composición, densidad, porosidad, permeabilidad, saturación de los fluidos, humectabilidad y presión capilar, entre otras.

En los reservorios la porosidad y permeabilidad de la roca junto con las características del fluido caracterizan el flujo de hidrocarburo dentro de la roca hacia el pozo.

- **Porosidad \emptyset**

La porosidad describe el espacio de la roca no ocupado por algún mineral o material sólido, lo que permite el almacenamiento de fluidos. Se define por la razón: $\emptyset = V_p/V_t$, donde \emptyset es la porosidad; V_p el volumen que ocupan los poros o espacios vacíos y V_t , el volumen bruto de la roca, el cual incluye el volumen de sólidos y espacios vacíos.

La porosidad es una fracción que varía entre cero y uno. La proporción de los espacios porosos en la roca depende de las características de los granos que la conforman. Así, la

porosidad es mayor en los sedimentos no consolidados que en aquellos sometidos a litificación.

Hay dos clases de porosidad:

- **Porosidad absoluta:** Es la razón entre el espacio poroso total de la roca y el volumen bruto.
- **Porosidad efectiva:** Porcentaje del espacio poroso que se encuentra interconectado con respecto al volumen total de la roca.

- **Permeabilidad k**

La permeabilidad, denotada por k , es la capacidad del medio poroso de dejar pasar fluidos a través de él. Matemáticamente, este proceso se expresa con la ley de Darcy.

$$q \propto \frac{kA\Delta p}{\mu L}$$

q : Caudal (cm^3/s)

A : Área transversal al flujo (cm^2)

μ : Viscosidad cinemática (cp)

Δp : Diferencia de presión (atm)

L : Distancia (cm)

k : Permeabilidad (Darcy)

Es una característica de la roca si un solo fluido está presente en el medio poroso. Cuando dos o más fluidos no miscibles están fluyendo juntos se habla de permeabilidad relativa, ésta es una característica de la roca y de los fluidos involucrados.

1.4 Reservorios no convencionales

En la actualidad, el término no convencional aplicada a la industria del petróleo y del gas se utiliza para hacer referencia a los reservorios cuya porosidad, permeabilidad, mecanismo de entrapamiento u otras características difieren respecto del sistema petrolero tradicional. En general en los mismos no aplica el concepto tradicional de entrapamiento. Para su explotación económica requieren mayor inversión y su rentabilidad depende de nuevas tecnologías.

Bajo la categoría de reservorios no convencionales, se pueden incluir los siguientes depósitos:

- **Gas metano de carbón:** Gas metano extraído de las capas de carbón a poca profundidad de la superficie.
- **Hidratos de gas:** Estructuras semejantes al hielo con gas encerrado en su armazón cristalino. El gas es principalmente metano.

- **Reservorios fracturados:** Rocas de muy baja porosidad matricial que presentan fracturas naturales donde se aloja el hidrocarburo.
- **Gas de arenas compactas:** Este término se utiliza para describir reservorios mayormente arenosos de muy baja permeabilidad
- **Gas o petróleo de lutitas:** Los términos *shale gas* y *shale oil* describen rocas de grano fino, ricas en materia orgánica (lutitas), capaces de producir hidrocarburos en forma comercial cuando son estimuladas mediante fracturas hidráulicas. En estos yacimientos, la roca generadora actúa como reservorio y sello al mismo tiempo.

1.4.1 Reservorios *shale*.

El término *shale* (lutita) es usado de manera genérica, ya que los hidrocarburos pueden estar almacenados en una gran variedad de tipos de rocas de grano fino con materia orgánica diseminada, incluyendo arcilitas, calizas y areniscas de grano muy fino. Estas rocas pueden ser silíceas o carbonáticas, o encontrarse intercaladas entre ellas en capas muy delgadas.

Aunque ningún reservorio *shale* es igual a otro, hay factores de primer orden que son necesarios para que una roca generadora constituya un reservorio. Estos factores son los siguientes:

- Contenido de materia orgánica mayor de 2% para gas y mayor de 4% para petróleo.
- Madurez térmica suficiente, se puede estipular mayor al 0,7% Ro.
- Estar distribuida de manera amplia y continua.
- Poseer buen espesor útil.
- Tener una composición litológica que le otorgue condiciones de fragilidad para que pueda ser fracturada.

Otras características que se analizan en la prospección de una formación *shale* son sobrepresión, profundidad y capacidad de adsorber gas.

En general, la calidad de un reservorio *shale* resulta de la combinación entre las características de la roca y la calidad de las fracturas inducidas en la misma.

1.5 Cuenca Neuquina



Figura 1. 2: Cuenas sedimentarias de Argentina

(Fuente: Secretaria de Energía de la Nación)

La República Argentina cuenta con diecinueve cuencas sedimentarias, de las cuales cinco (Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral) producen redituablemente hidrocarburos en la actualidad.

La Cuenca Neuquina se despliega principalmente por el subsuelo de la provincia homónima y sus límites entre los 32° y 40° de latitud sur, con una extensión areal aproximada

de 200.000 km². La misma registra una acumulación sedimentaria de más de 6000 metros de espesor. Es considerada una de las cuencas hidrocarburíferas más importantes del país.

A lo largo de su columna estratigráfica se pueden encontrar cuatro unidades generadoras, que en distinto orden de magnitud han aportado el desarrollo de acumulaciones comerciales de hidrocarburos. Considerando la cantidad de líquidos y gas generado, se pueden ordenar de mayor a menor de la siguiente manera: Fm Vaca Muerta (Jurásico Superior), Fm Los Molles (Jurásico Inferior), Fm Agrio (Valanginiano Superior - Hauteriviano Superior - Barremiano Inferior) y finalmente Precuyo (Triásico - Jurásico Inferior).

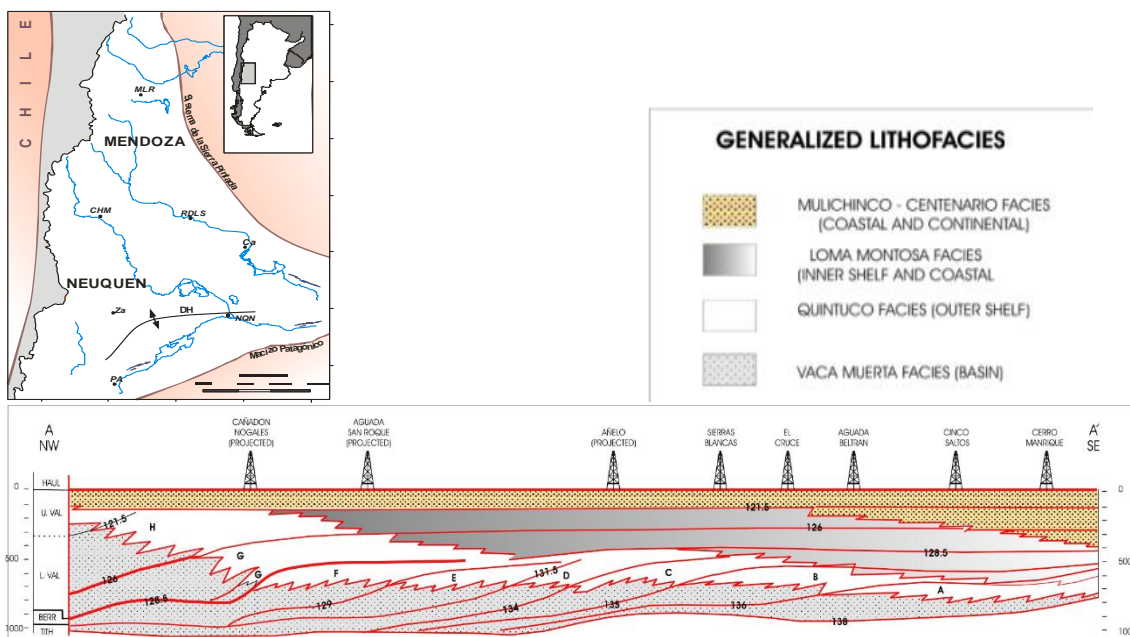


Figura 1. 3: Corte Estratigráfico de la Cuenca Neuquina (Fuente: Mitchum & Uliana, 1982)

1.5.1 Formación Vaca Muerta.

Es una facie rica en materia orgánica desarrollada en el fondo marino, bajo condiciones anaeróbicas durante el Jurásico-Cretácico. Cubre gran extensión de la cuenca neuquina, alcanzando los 25.000 km², es el recurso generador más extenso de la cuenca. Su espesor aumenta en sentido noroeste hacia el centro de la cuenca variando entre 25 y 450 m. Se trata de un conjunto de secuencias regresivas-transgresivas, con la sección basal condensada extremadamente rica en materia orgánica que se empobrece progresivamente hacia arriba por dilución clástica/carbonática. Presenta gran variación facial lateral. En el sector suroeste, aparecen paquetes de arena interestratificados entre las facies generadoras. En el flanco noroeste intercalan secciones relativamente espesas, ricas en material carbonáticos.

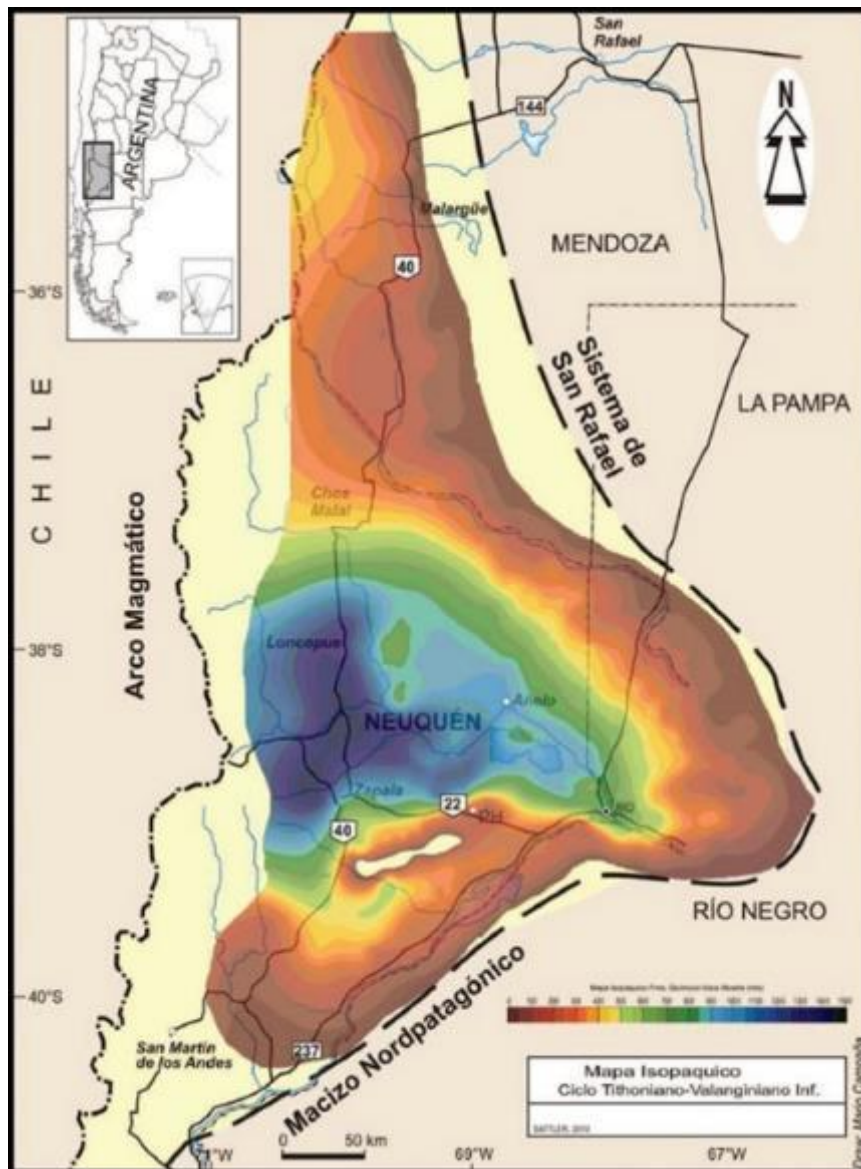


Figura 1. 2: Mapa isopáquico de la formación Vaca Muerta
(Fuente: XVIII congreso geológico argentino)

Esta formación consiste en esquistos de color negro y gris oscuro, finamente estratificados con lutitas litográficas condensadas de alto contenido orgánico. Litológicamente, está compuesta por pelitas y calizas, con gran cantidad de materia orgánica bituminosa. Información superficial de la región, sugiere una amplia variedad de litologías tanto vertical como lateralmente: lutitas, margas, carbonatos, areniscas calcáreas y areniscas.

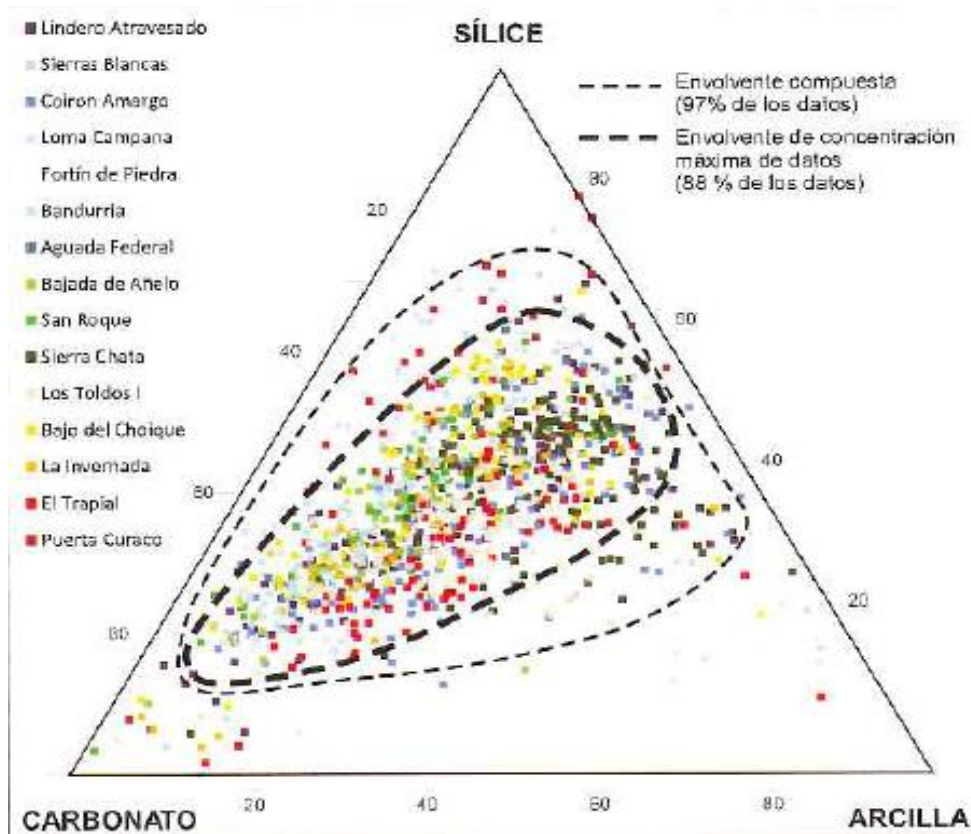


Figura 1. 5: Diagrama ternario SCA general para la Fm. Vaca Muerta, discriminado por bloque (Fuente: Marchall, D. 2016, IAPG)

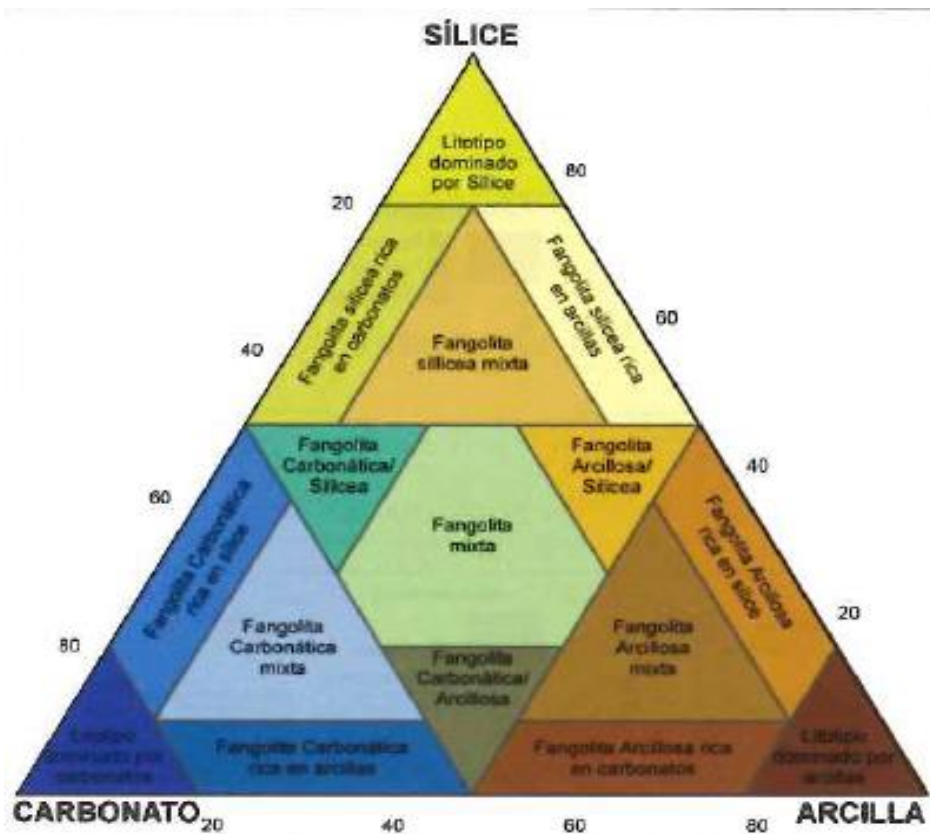


Figura 1. 6: Clasificación de tipo de roca de tipo fangolita (Fuente: Gamero-Díaz et al. 2012)

El contenido de materia orgánica (COT) de la formación varía de 2 a 12% y su distribución errática tiene los máximos ubicados en las regiones del centro de cuenca y zona de la Dorsal. Se distingue un mayor contenido orgánico hacia la base de la unidad, conocido informalmente como la “cocina”. Esta materia orgánica es de composición homogénea y origen marino, precursora de hidrocarburos líquidos predominantemente. Se trata de un kerógeno amorfo marino anóxico de tipo II, con escasa o nula participación de elementos terrestres.

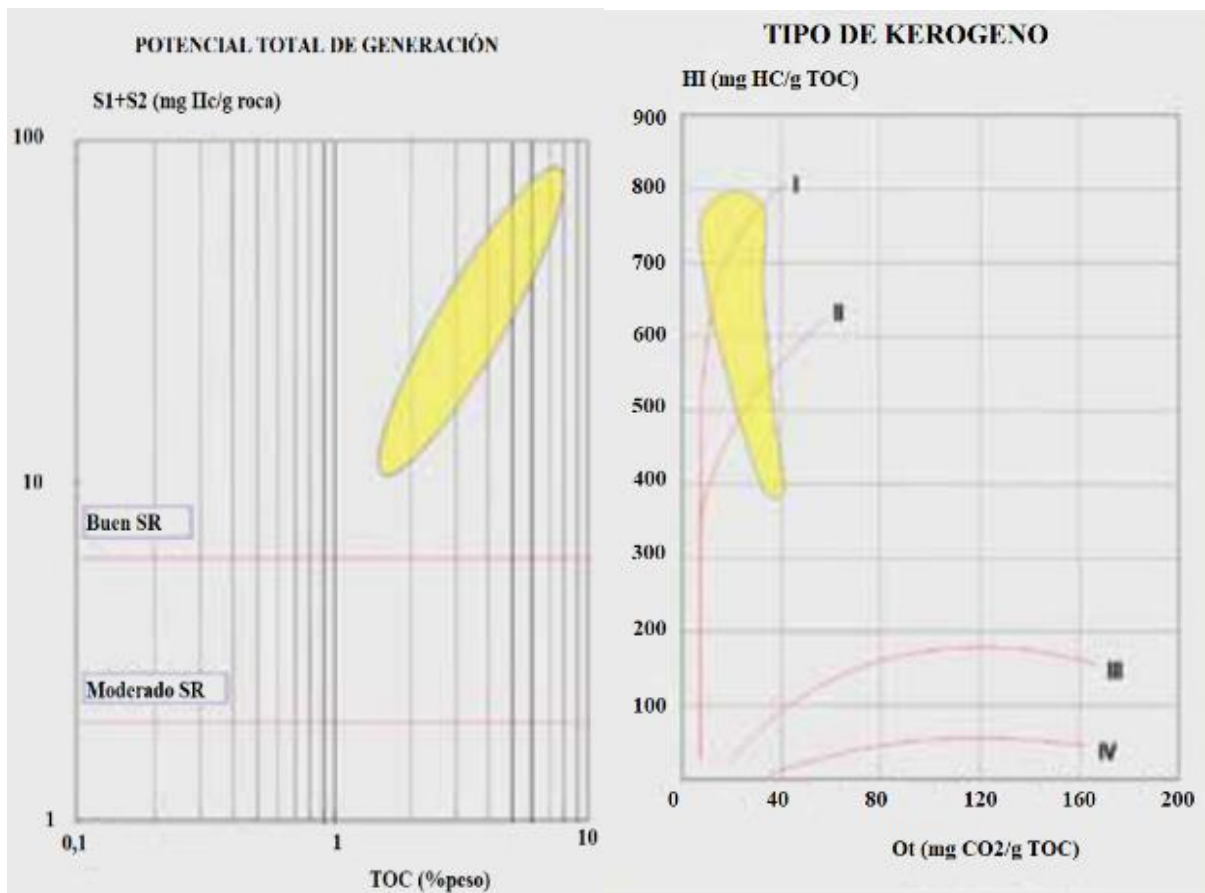


Figura 1. 7: Caracterización de kerógeno de Fm. Vaca Muerta (Fuente: Petrotécnia 2012)

Su madurez termal aumenta de este a oeste, comenzando en 0.7% Ro en el borde occidental hasta valores mayores a 1,5% Ro en el profundo noroeste. Su distribución fue condicionante en la ubicación de los pozos perforados para *shale oil* y *shale gas*.

Su potencial hidrocarburiífero ya está más que demostrado, no sólo por tratarse del gran generador de la cuenca sino porque las recientes perforaciones y descubrimientos dieron a conocer que estas lutitas son un recurso redituable probado.

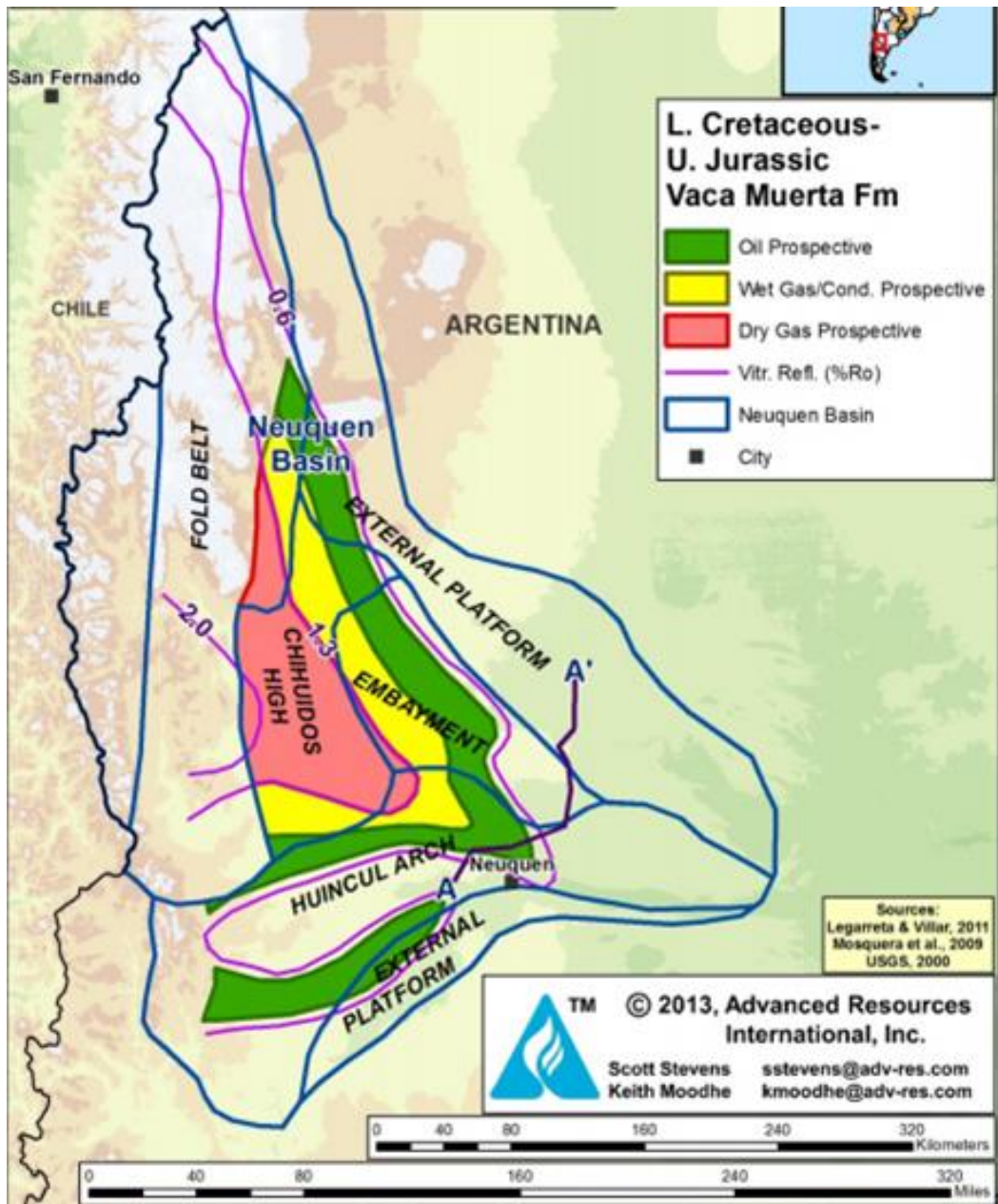


Figura 1. 8: Madurez térmica de la Fm. Vaca Muerta
(Fuente: ARI, Inc. 2013)

Capítulo 2: Estimulación

2.1 Objetivo

El objetivo de los tratamientos de estimulación es incrementar la producción del pozo, lo que aumentará las reservas del yacimiento y las ganancias consecuentes.

Existen 2 tipos de estimulaciones: las matriciales y las fracturas hidráulicas. Las primeras se centran en remediar el daño de formación en las cercanías del pozo, el radio de incidencia no supera los 2 metros alrededor del pozo y se bombea a bajo caudal para que el fluido entre de manera uniformemente en el espesor neto sin fracturar la roca. Por otro lado, las fracturas hidráulicas generan canales de alta conductividad dentro del reservorio conectándolo con el pozo, el radio de incidencia varía con el tipo de formación e hidrocarburo a producir, se bombea fluido a alto caudal y presión para romper la formación.

2.2 Propiedades de la fractura

Al diseñar una fractura se determinan sus dimensiones:

- Altura H (pie)
- Longitud del ala X_f (pie)
- Ancho W (pulgada)

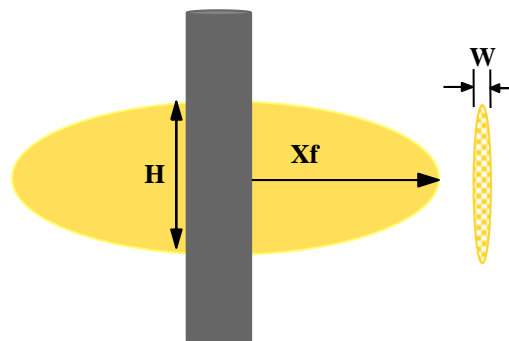


Figura 2. 1: Diagrama de las dimensiones de una fractura

Conocidas estas características se puede definir algunos parámetros importantes:

- **Filtrado (*leak off*):** Mientras se realiza una fractura, una porción del fluido bombeado se infiltra dentro de la formación. Depende de la permeabilidad de la formación k , el área de fractura, la diferencia de presión entre el fluido de fractura y la formación, la compresibilidad de la formación y las características del fluido. El filtrado es casi nulo en formaciones *shale*.

- **La conductividad de la fractura F_c :** Se expresa matemáticamente como $F_c = w_{prom} k_p$, donde w_{prom} el ancho promedio de la fractura y k_p la permeabilidad del empaque de agente de sostén. Se debe utilizar el ancho de fractura relleno con agente sostén, que es menor al ancho generado durante el tratamiento. Es función de la masa del agente bombeado por unidad de área de cara de la fractura (lbs/ft²).

- **Daño de formación (*skin factor*) s :** Es consecuente a la perforación y terminación del pozo. En la cercanía del pozo se distingue una región de permeabilidad reducida. Se llama daño de formación a la fracción de permeabilidad perdida en esta zona. Mientras s aumenta, aumentan las pérdidas de carga y el caudal disminuye.

Una forma de expresar el daño de formación es usando el radio efectivo de pozo r_w' :

$$r_w' = r_w e^{-s}$$

Un daño en la cercanía del pozo se puede correlacionar con el comportamiento de un pozo de radio más pequeño, asimismo un pozo estimulado se comportará como un pozo de mayor radio.

- **Radio efectivo de drenaje:** Si el pozo está produciendo en forma natural radial, el área de flujo va ser solamente el área del pozo. $A_{Flujo} = 2\pi r_w h$.

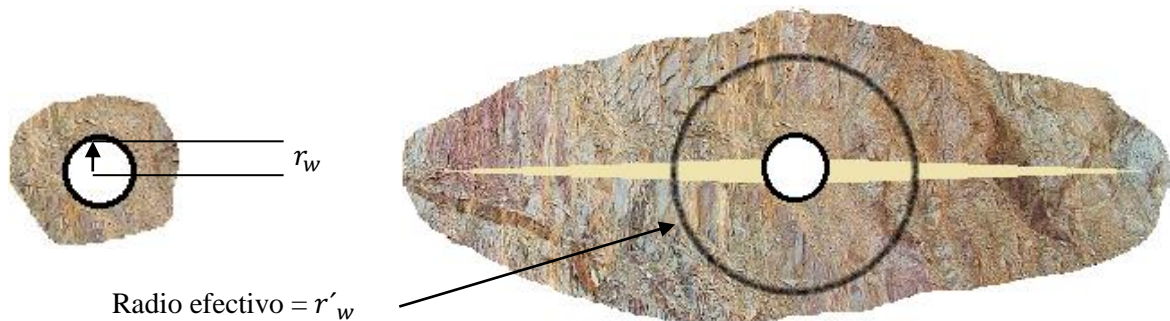


Figura 2. 2: Vista de pozo en planta. Área de flujo de pozo vs Área de flujo de pozo fracturado

En el caso de un pozo fracturado, el área de flujo la constituyen las dos alas de la fractura, donde cada ala tiene 2 caras. La superficie de una cara es la longitud por la altura, por lo tanto, el área de flujo será 4 veces la longitud por la altura. $A_{Flujo} = 4x_f h$.

Si se quiere hablar de radio efectivo de fractura, el área equivalente de flujo tiene la misma fórmula que en el caso de un pozo que produce de manera radial, por lo tanto, se puede escribir: Área equivalente de flujo: $A_{Flujo} = 2\pi r'_w h$. Así obtenemos: $r'_w = \frac{2x_f}{\pi}$.

2.3 Reservorios que se fracturan

Considerando la ley de Darcy aplicada al petróleo para flujo estacionario, se observan los parámetros que se pueden modificar para aumentar el caudal producido.

$$Q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh (Pr - P_{wf})}{\mu_o \beta_o \left(\ln \frac{R}{r_w} + s \right)}$$

Siendo:

Q_o : Caudal de petróleo (stb/d)

μ_o : Viscosidad del petróleo (cP)

h : Altura neta productiva (pie)

R : Radio de drenaje del pozo (pie)

Pr : Presión de reservorio (psi)

r_w : Radio del pozo abierto (pie)

P_{wf} : Presión frente a los punzados (psi)

s : Factor de skin

k : Permeabilidad promedio de la formación (mD)

β_o : Factor de volumen de la formación (rb/stb)

Hay 3 variables que pueden ser modificados en esta ecuación para aumentar el caudal producido Q_o :

✓ **La presión de fondo P_{wf}** : En pozos surgentes está definida por la presión en boca de pozo y la columna hidrostática. Esta variable se puede disminuir casi a cero con un sistema de extracción artificial. No se verá afectada por un proceso de estimulación.

✓ **El radio del pozo r_w** : No se puede cambiar el diámetro existente, pero modificar el área de contacto entre el pozo y el reservorio se puede interpretar como un radio efectivo mayor.

✓ **El daño cercano al pozo s** : Los tratamientos matriciales tienen por objetivo disminuir este valor. Con fracturas hidráulicas se pueden obtener valores de daño negativos.

Hay varias causas principales por las que se puede realizar fracturas en un pozo, dependiendo de las cualidades específicas del reservorio y el proceso de perforación. Las más comunes son:

Desviar (*bypass*) el daño pelicular (*skin*): Una fractura corta de alta conductividad permite generar un buen canal conectivo entre el pozo y el reservorio. Además, al disminuir las pérdidas de carga se realiza un mejor aprovechamiento de la energía natural del reservorio.

Laminaciones: En formaciones laminadas una fractura que crezca perpendicular a las laminaciones permite conectar las diferentes capas entre ellas con el pozo, lo que aumenta el espesor neto contactado.

Control de arenas: Durante la producción de pozos en formaciones con buena permeabilidad, pero poco consolidadas, junto con los hidrocarburos, se pueden movilizar sólidos provenientes del reservorio. En estos casos se fractura para controlar la producción de arena con la ayuda de filtros (*frack pack*), o sin ellos.

Baja permeabilidad: En reservorios de baja permeabilidad se puede generar una permeabilidad secundaria artificial a través de una fractura. En reservorios de muy baja permeabilidad incluso las fracturas más pequeñas tienen mayor conductividad que la formación misma. De hecho, el factor limitante que define la productividad de este tipo de reservorios no es la conductividad de la fractura, sino qué tan rápido puede la formación transmitir fluido a la fractura. Por ello, se buscan fracturas con gran área, de mayor longitud de ala y alta complejidad.

2.4 Proceso básico

Para fracturar se inyecta fluido a alto caudal y consecuentemente alta presión dentro de la formación. Esta presión es energía que se transmite a través del fluido para generar fracturas en la roca.

Si se bombea líquido de propiedades constantes, a caudal constante, se verá un aumento de la presión por la expansión del *casing* hasta alcanzar la **presión de ruptura**. Esta implica un exceso de presión porque durante la perforación y terminación, los esfuerzos de la roca son modificados en la cercanía del pozo. Una vez sobrepasado este umbral, se inicia la fractura, la cual empezará a crecer gobernada por la **presión de propagación**, presión necesaria para continuar abriendo la fractura. Si en este momento se cortara el bombeo, la fractura se cerraría eventualmente.

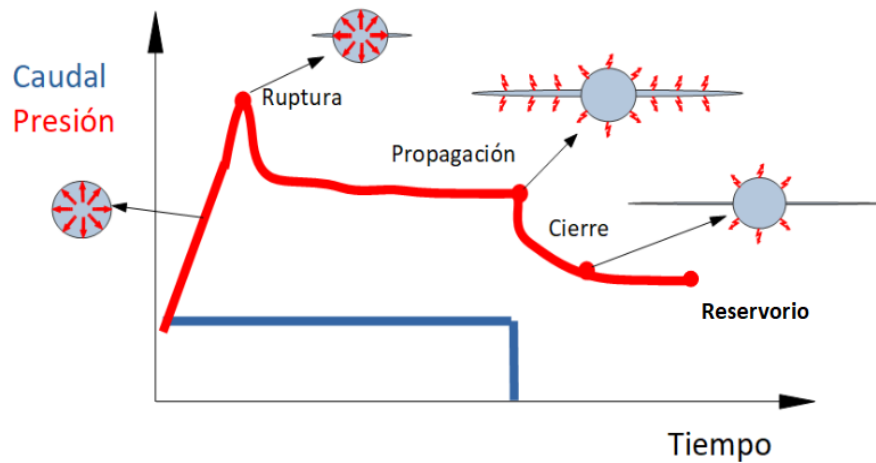


Figura 2. 3: Presiones que gobiernan una fractura

Sólo fracturar la formación no necesariamente produciría un incremento de producción. Por este motivo, una vez creada la fractura se ubica agente de sostén dentro de la misma. La función del agente es mantener la fractura abierta luego de que ésta se cierre, y formar un camino altamente conductivo desde el reservorio hasta el pozo.

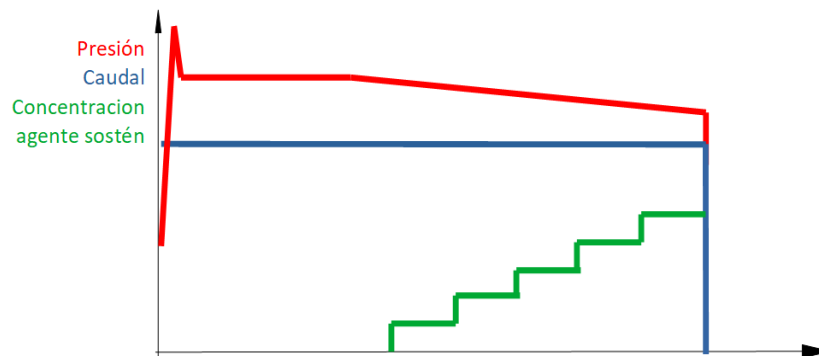


Figura 2. 4: Diagrama de incremento de concentración de agente sostén

Primero se bombea una etapa de fluido limpio llamada “PAD” (colchón), que busca iniciar la fractura y generar la mayor complejidad posible. Ésta es seguida por varias etapas de concentración incremental de agente sostén, bombeadas consecutivamente. Para asegurar el transporte del agente dentro de la fractura, el fluido debe tener capacidad de transporte, propiedad caracterizada por la viscosidad. Debido a esto, se verá un aumento de la viscosidad del fluido utilizado con el aumento de la concentración del agente sostén. Al continuar el bombeo aumenta el ancho de fractura, por lo que se puede variar el diámetro del agente sostén al progresar la fractura, además de su concentración. Una vez terminado el tratamiento, se corta el bombeo y se permite el cierre de la fractura.

Al detener el bombeo, el fluido dentro de la fractura empieza a filtrarse en la formación, la fractura se achica hasta quedar apoyada en el agente sostén. En ese momento se alcanza la **presión de cierre**. Esta presión de cierre es específica del reservorio, es la contrapresión que se resiste a la apertura de la fractura y está relacionada con las propiedades geomecánicas de la roca (tensión mínima).

Si se sigue midiendo la presión por un tiempo suficiente, la misma se estabilizará hasta alcanzar la **presión de reservorio**. Debido a la baja permeabilidad de los reservorios *shale* la infiltración (*leak off*) tiende a ser baja, lo que genera tiempos de cierre de fractura muy grandes.

Otra definición importante es la **presión neta**. Se define como la presión realmente aplicada sobre la cara de la fractura para mantenerla abierta y se puede calcular como la diferencia entra la presión de fractura y la presión de cierre.

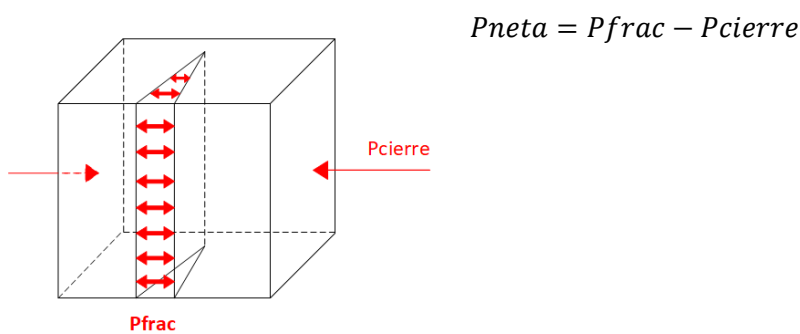


Figura 2. 5: Diagrama de presiones ejercidas sobre la fractura

2.5 Análisis de presiones

Las mediciones de presión se realizan en cabeza de pozo. La presión de superficie P_{sup} dependerá de la presión requerida para fracturar la roca P_{frac} , las pérdidas de carga por tortuosidad ΔP_{turt} , las pérdidas de carga en los punzados ΔP_{punz} , las pérdidas de carga por fricción en la tubería ΔP_{frict} y la contrapresión generada por la columna hidrostática P_h .

$$P_{sup} = P_{frac} + \Delta P_{turt} + \Delta P_{punz} + \Delta P_{frict} - P_h$$

Presión de fractura P_{frac} : Presión necesaria para continuar abriendo la fractura. Varía a lo largo del tratamiento. La fractura crecerá en largo con el tiempo, por lo que las pérdidas de carga dentro de la fractura durante el flujo serán mayores, aumentando así la presión de fractura requerida para la propagación.

Pérdidas de carga por tortuosidad ΔP_{turt} : Pérdidas de cargas causadas por los giros que debe realizar el fluido desde que sale del pozo hasta que alcanza la dirección preferencial de la fractura.

Pérdida de carga en punzados ΔP_{punz} : El fluido pierde energía al pasar por un orificio, en este caso al atravesar los punzados. Se puede determinar con la siguiente ecuación:

$$\Delta P_{punz} = \frac{\rho q^2}{d^4 C_d^2 n^2}$$

ρ : Densidad

q : Caudal

d : Diámetro del orificio

C_d : Coeficiente de descarga

n : Cantidad de orificios

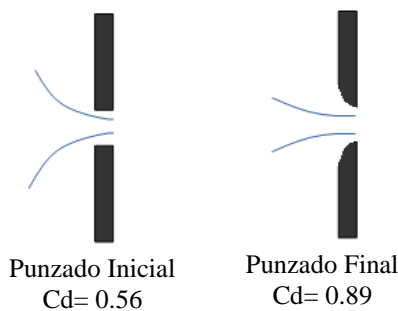


Figura 2. 6: Diagrama de cambio de geometría de punzados por erosión

También se debe tener en cuenta que las pérdidas de carga en punzados varían a lo largo de la fractura, porque la arena erosiona los punzados, agrandando los agujeros y cambiando su geometría, lo que disminuye la pérdida de carga generada en los punzados.

Pérdidas por fricciones ΔP_{frict} : El fluido sufre pérdidas de carga al fluir por una tubería, estas se pueden evaluar con la siguiente ecuación.

$$\Delta P_{frict} = \frac{\rho L v^2 f}{D}$$

ρ : Densidad

L : Longitud de la cañería

$v = \frac{q}{\pi D^2}$: Velocidad media en la tubería

f : Factor de Fricción de Fanning

D : Diámetro de la cañería

El factor de Fanning depende del régimen de flujo siendo:

$$f = \frac{16}{NRe} \text{ para flujo laminar y tapón y } f = \frac{0.0303}{NRe^{0.1612}} \text{ para flujo turbulento}$$

Se define $NRe = \frac{\rho d v}{\mu}$: el Numero de Reynolds

La Presión hidrostática P_h : Es el peso de la columna del fluido. Se puede calcular como:

$$P_h = 0,433 * SG * TVD$$

SG : La gravedad específica del fluido

TVD : La profundidad vertical (*True Vertical Deph*)

Al iniciar el bombeo de arena, la densidad del fluido de fractura aumentará la Presión hidrostática P_h , por lo que la presión en cabeza se verá disminuida con el aumento del peso de la columna hidrostática.

Presión de cierre instantánea (*Instantaneous Shut In Pressure*): Al detener el bombeo se puede medir la presión instantánea de cierre $ISIP$, este valor es interesante porque no está influenciado por las pérdidas de carga, siendo que no hay flujo y todas las pérdidas de carga dependen del caudal de bombeo. Esta presión instantánea se puede definir como

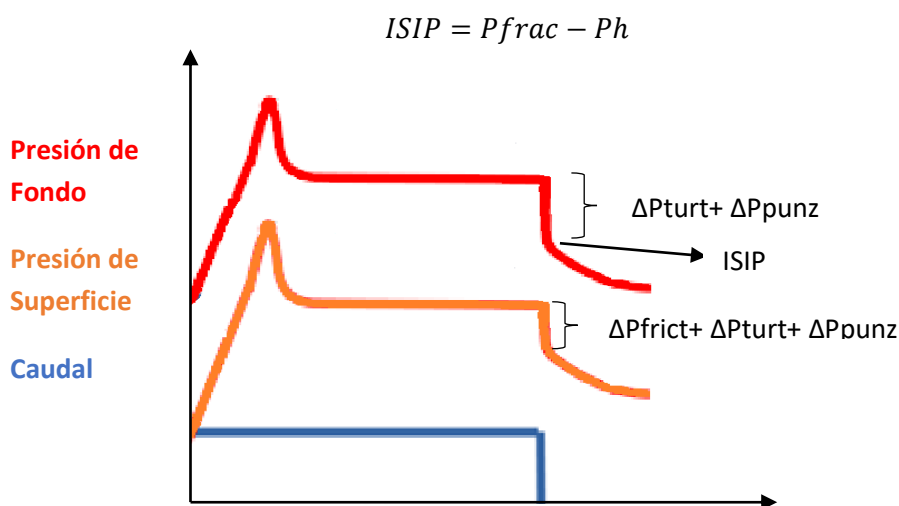


Figura 2. 7: Diagrama de presiones en superficie y fondo

2.6 Mecánica de rocas

2.6.1 Régimen de tensiones.

Al evaluar un elemento de roca de una formación, se puede apreciar que está sometido a tensiones en todas las direcciones, las cuales se pueden condensar en 3 vectores ortogonales. Uno vertical (producto de la presión de *overburden*/soterramiento), y 2 horizontales, uno mayor y otro menor, siendo en general $\sigma_v > \sigma_{Hmax} > \sigma_{hmin}$. A esto se le llama régimen de

tensiones normales, aunque hay excepciones debido a ciertas condiciones geológicas y sus efectos tectónicos resultantes.

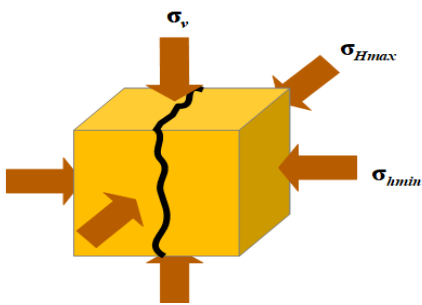


Figura 2. 8: Esquema de apertura de fractura en régimen de tensiones normales

La presión ejercida por el fluido de fractura empuja sobre toda la cara de la fractura y por lo tanto se opone a la tensión total. La fractura se abre perpendicular al menor esfuerzo y crece paralela al mayor esfuerzo. La orientación de la fractura depende de la disposición espacial de estos esfuerzos.

Salvo excepciones, se construye los pozos horizontales de tal manera que sean perpendiculares al plano preferencial de fractura, o sea paralelos al σ_{Hmin} , de tal manera que las fracturas sean perpendiculares al pozo.

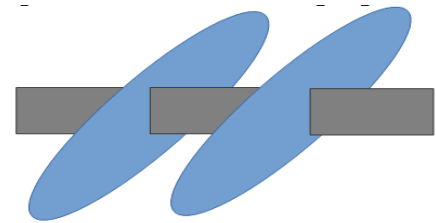


Figura 2. 9: Esquema de pozo y fracturas en régimen de tensiones normales

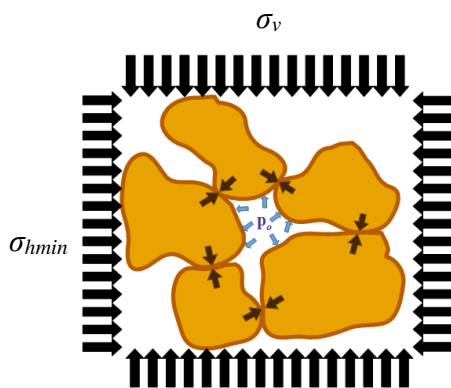


Figura 2. 10: Esquema de distribución de tensiones entre granos y presión poral

Dentro de la roca los esfuerzos pueden ser distribuidos a nivel de los granos. A mayor cantidad de puntos de contactos se distribuirán mejor las fuerzas. Las tensiones en estos puntos (F/A) son función de la superficie de contacto en cada uno.

Además, el fluido presente en los poros del reservorio tiene una cierta **presión poral** (P_o) con la cual soporta parte del esfuerzo total.

Entonces solamente una parte del esfuerzo, que se llama esfuerzo efectivo, es aplicada a la roca matriz, o al agente de sostén dentro de la fractura. Se define matemáticamente como:

$$\sigma' = \sigma - P_o$$

La **presión de confinamiento** es la presión ejercida sobre el agente sostén una vez cerrada la fractura.

$$P_c = \tau_{hmin} - P_o$$

P_c : Presión de confinamiento

τ_{hmin} : Esfuerzo mínimo in situ

P_o : Presión poral

La presión poral, o presión dentro de la fractura, cambia a lo largo de la fractura. A medida que se depleta la formación, esta presión disminuye, el esfuerzo ejercido sobre el agente sostén se incrementa y el agente sostén corre riesgo de partirse o deformarse, disminuyendo la permeabilidad del empaque.

La presión de confinamiento define las condiciones a las que será expuesto el agente: es importante conocerlas para la elección del mismo.

2.6.2 Constantes elásticas.

Cuando un cuerpo es sometido a un esfuerzo axial, se produce una deformación del mismo en el eje de la fuerza aplicada. Se puede definir la deformación específica del cuerpo como $\epsilon = \frac{\Delta L}{L}$. También se puede identificar una deformación en el eje perpendicular al esfuerzo. Se denota esta expansión lateral como $\epsilon_d = \frac{\Delta d}{d}$

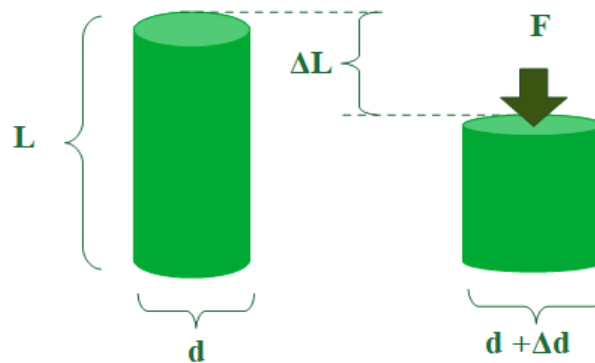


Figura 2. 7: Deformación de un cuerpo cilíndrico frente a un esfuerzo axial

Módulo de Young E: Es la propiedad mecánica del material que describe su capacidad de deformación longitudinal, siendo σ el esfuerzo axial, se define como:

$$E = \frac{\Delta\sigma}{\epsilon}$$

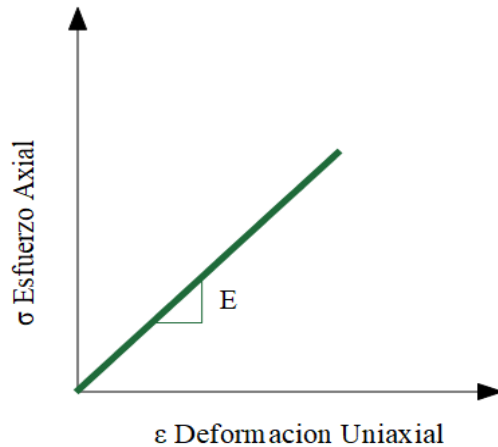


Figura 2. 8: Linealidad de curva σ vs ϵ para materiales durante régimen elástico

El módulo de Young tiene un efecto importante sobre el ancho de la fractura. A mayor módulo de Young E , más dura es la roca y menor será el ancho logrado. El contraste entre los módulos de dos formaciones adyacentes puede ayudar en la contención de la fractura.

Paralelamente para obtener un ancho de fractura determinado, las formaciones más duras requerirán mayor presión de fractura.

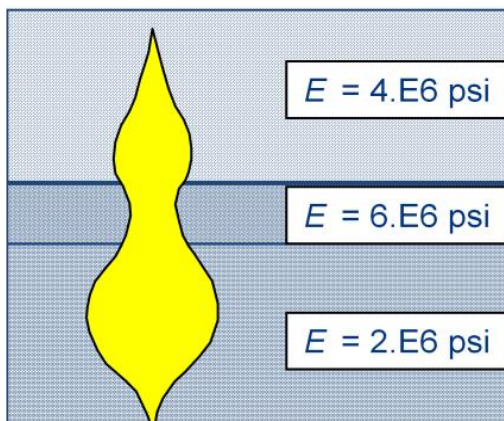


Figura 2. 13: Diagrama de Ancho de Fractura generado para diferentes estratos con diferente Módulo de Young E

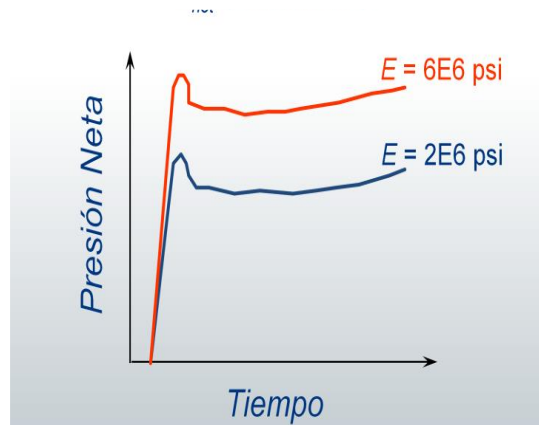


Figura 2. 9: Variación en Presión de fractura generada para dos formaciones con diferente Módulo de Young E

Módulo de Poisson ν : Describe la expansión lateral (perpendicular a la dirección del esfuerzo) resultante de una compresión axial. $\nu = \frac{\epsilon_l}{\epsilon_d}$ Siendo $\epsilon_l = \frac{\Delta L}{L}$ y $\epsilon_d = \frac{\Delta d}{d}$.

Para la mayoría de las rocas este valor ronda entre 0,25 a 0,35.

Las rocas con altas relación de Poisson son más dúctiles como por ejemplo las arcillas. Éstas se deforman lateralmente ante menores esfuerzos que las arenas. Al estar confinadas, frente a un esfuerzo de sobrecarga (*overburden*), transfieren mayor cantidad de esfuerzo vertical a la dirección horizontal, por esto, dan mayores valores de tensión horizontal.

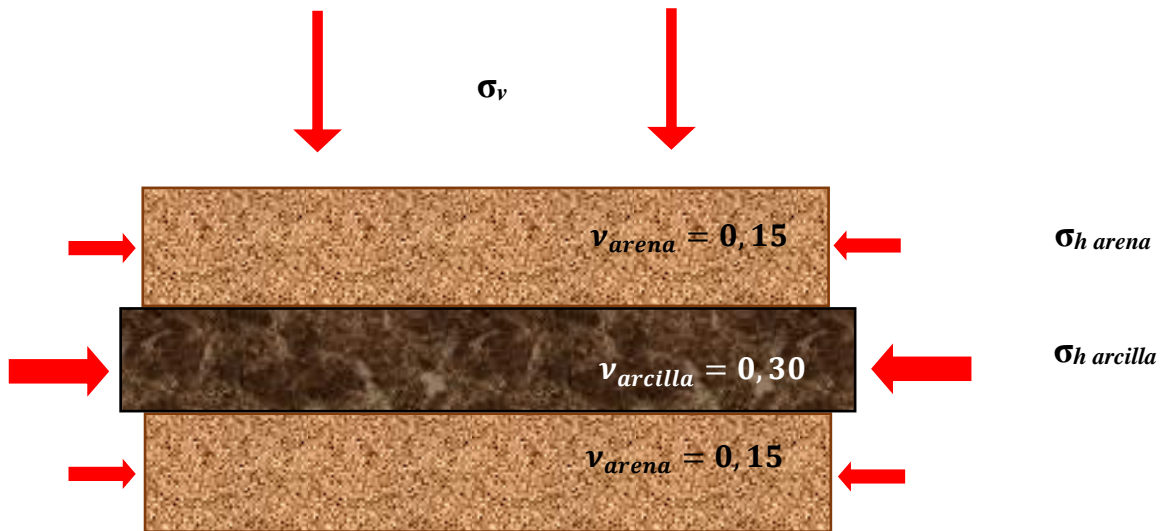


Figura 2. 10: Variación de tensión horizontal σ_h en función del Módulo de Poisson ν

Dureza Brinell y Brittleness

Mayor es la dureza, más fácilmente se propagará la fractura una vez iniciada si el material es quebradizo (*brittle*), y a menor dureza se necesitará mayor presión de propagación si el material es dúctil.

Es también importante conocer la dureza para elegir el agente de sostén. A menor dureza los granos del agente penetran más fácilmente en la cara de la fractura lo que implica una pérdida de conductividad en el tiempo y por lo tanto de producción.

2.6.3 Determinación de tensiones.

La tensión vertical (*Overburden*) se determina con el peso de la columna litostática

$$\text{Tensión vertical } \sigma_v = \int \rho * g * z * dz$$

La tensión mínima horizontal se determina con la tensión vertical, la presión poral y el módulo de Poisson de la roca. Se puede calcular con la teoría de elasticidad de la roca con la siguiente ecuación (considerando que no hay efecto tectónico):

$$\text{Tensión mínima horizontal } \sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - \alpha P_0) + \alpha P_0$$

En consecuencia, una disminución (o un incremento) de la presión poral P_o implica una disminución (o un incremento) de la presión de confinamiento. Esto explica el fenómeno que ocurre cuando se depleta una zona, su presión poral disminuye y también lo hace la tensión mínima dentro de la zona de interés. Por lo tanto, disminuye el gradiente de fractura dentro de estas zonas permeables.

Una explicación física del fenómeno es: cuando la presión poral disminuye, la formación (arena) tiende a contractarse. Pero la presión poral de las formaciones adyacentes que son impermeables, no cambia y estas no se mueven. La tensión vertical (*overburden*) no cambia, por lo tanto, las tensiones horizontales disminuyen.

Capítulo 3: Agente sostén

3.1 Objetivo

Durante la fractura hidráulica, el agente de sostén es transportado por fluidos hasta las fracturas recién creadas para formar un empaque permeable. Este material debe mantener la fractura abierta, asegurando una buena conductividad de la misma y así crear una vía para que el hidrocarburo fluya hacia el pozo.

La elección del agente sostén adecuado es crítico para asegurar una buena productividad del pozo. Para esto, se deben considerar numerosos factores.

3.2 Características del agente de sostén

Granulometría: El tamaño de granos se define con mallas de un tamiz. El número indica la cantidad de hilos en una pulgada cuadrada del tamiz, así cuanto más pequeño sea el número, más grande será el tamaño de partícula.

Esta cualidad se clasifica con 2 números, son los 2 tamaños de malla entre los cuales están limitados los tamaños de las partículas. Por ejemplo, una arena 20/40 es la arena que pasara por el tamiz 20 y quedara retenida en el tamiz 40.

Forma: La forma se clasifica con 2 variables: Esfericidad, que es la similitud a una esfera perfecta, y redondez, que se refiere a la suavidad de las aristas, es lo contrario a angulosidad.

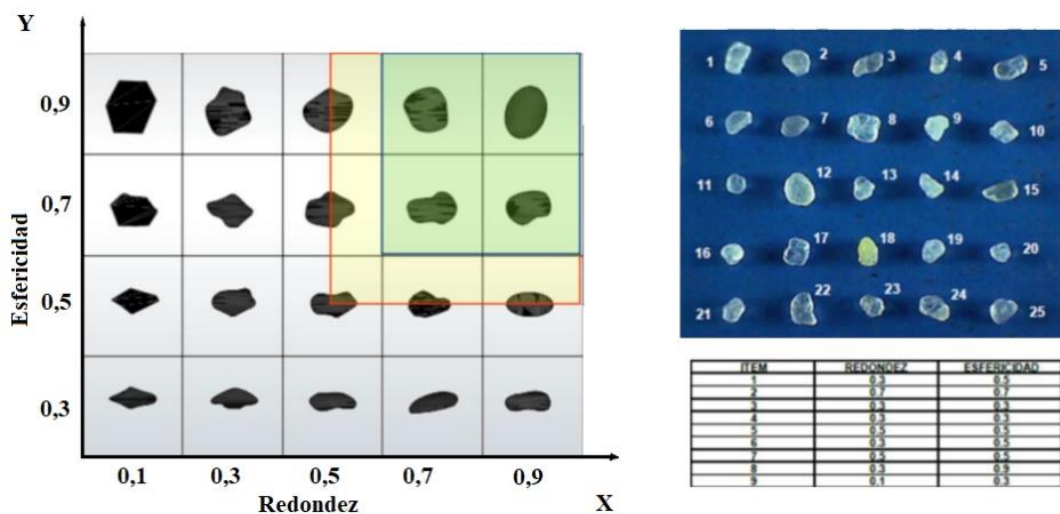


Figura 3. 1: Clasificación de granos según forma

Densidad: La densidad del agente de sostén dependerá del material que lo conforma, y de la porosidad resultante del empaque.

Hay dos tipos de densidad importantes a mencionar:

- **Densidad bruta (*bulk*):** Es el peso de 100 ml de agente sostén, tiene en cuenta la porosidad generada.
- **Densidad aparente:** Es el peso generado por 100 ml agente sostén, relleno con un fluido. Al reportar esta densidad se debe aclarar que fluido se utilizó para realizar el ensayo.

Resistencia: Una vez cerrada la fractura el agente sostén deberá soportar la presión de confinamiento. Para una formación, a mayor profundidad, el agente de sostén debe ser más resistente.

Al someterse a compresión los granos pueden deformarse y romperse, generando finos que obturan las gargantas del empaque y disminuyen la conductividad.

La resistencia del agente de sostén depende del material que lo conforma y del tamaño de los granos. Las partículas más gruesas deben soportar mayor esfuerzo debido a que tiene menor cantidad de puntos de contacto de partícula a partícula capaces de distribuir la carga.

3.3 Tipos de agente sostén

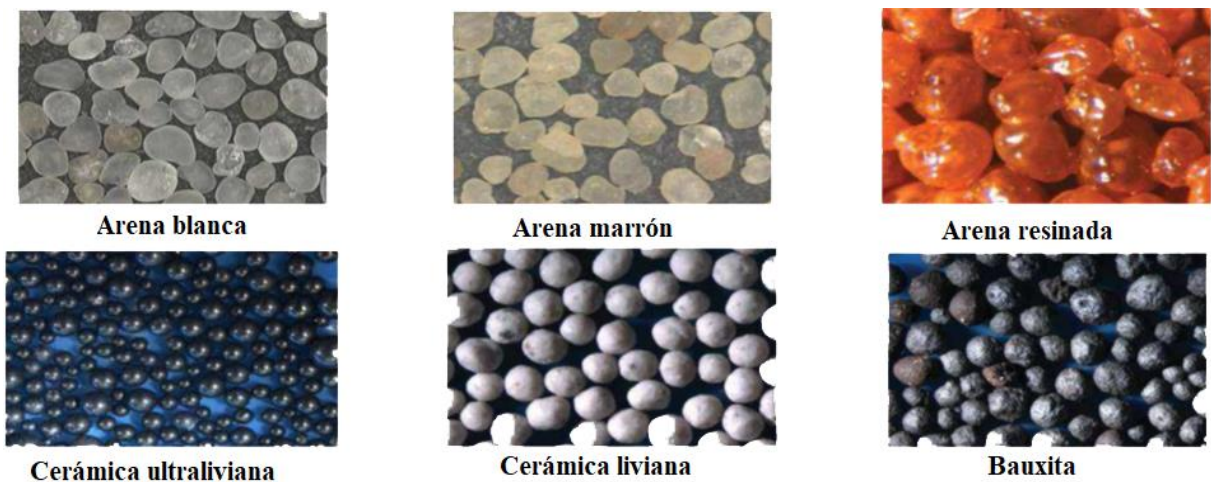


Figura 3. 2: Diferentes tipos de agente sostén

Hay una gran variedad de agentes en el mercado, los más utilizados son:

- **Arena Natural:** Se extrae el material de canteras naturales y se procesa en plantas de tratamiento.
- **Cerámicos:** Son totalmente sintéticos, lo que les brinda una excelente esfericidad y redondez. En general poseen mayor densidad que las arenas naturales.
- **Cerámicos livianos:** son cerámicos con densidad similar a la arena natural, pero mantienen la alta resistencia.
- **Arena Resinada:** Se le realiza un tratamiento especial, se cubren los granos con resina.
 - **Resina precurada:** Tiene un tratamiento de cocción luego del recubrimiento lo que le brinda mejor resistencia que una arena convencional. Bajo presión la resina se deforma disminuyendo porosidad.
 - **Resina curable:** La resina es activada por el efecto de la temperatura del reservorio o por un catalizador, y se endurece en la formación ligando los granos de arena y haciendo un tipo de filtro dentro la fractura. Con esto se evita movimiento de granos dentro de la fractura (producción de arena).

3.4 Medición de la concentración

Durante la fractura, la concentración de agente sostén aumenta hasta llegar a un máximo al finalizar el tratamiento. Esta concentración se mide en libras de agente sostén por galón de fluido, en siglas inglesas la abreviatura quedaría ppg, para no confundirlo con la medición de densidad (libras por galón); se utiliza la abreviatura ppa para la concentración de agente sostén.

3.5 Variables que afectan la conductividad de la fractura

Uno de los principales factores que afectan el rendimiento del pozo después del tratamiento, es la conductividad de la fractura. Esta es el producto de la permeabilidad del paquete de agente de sostén y el ancho de la fractura. Hay varias características de agente sostén que influyen en la conductividad de la fractura generada, las más importantes son:

Resistencia: Frente a las fuerzas de confinamiento, los granos se pueden deformar si el material es dúctil, debido a que posee poca resistencia. La deformación del agente reduce la porosidad del paquete y, consecuentemente, reduce la permeabilidad. La resistencia depende del material, pero el tamaño del grano influye en la distribución de fuerzas. Los granos pequeños generan empaque con más puntos de apoyo y una mejor distribución de la fuerza, por lo que resisten mayores presiones de confinamiento.

Generación de finos: Cuanto más frágil es el agente de sostén, más probable es que el agente produzca finos por la ruptura de granos frente a la presión de confinamiento. Cualquier fino reducirá significativamente la permeabilidad del paquete de agente de sostén.

Distribución de diámetros de granos: La variación de tamaños de grano actúa para reducir la permeabilidad y la porosidad de la formación, ya que los granos más pequeños ocuparán los espacios porosos entre los granos más grandes y también tenderán a taponar las gargantas porales.

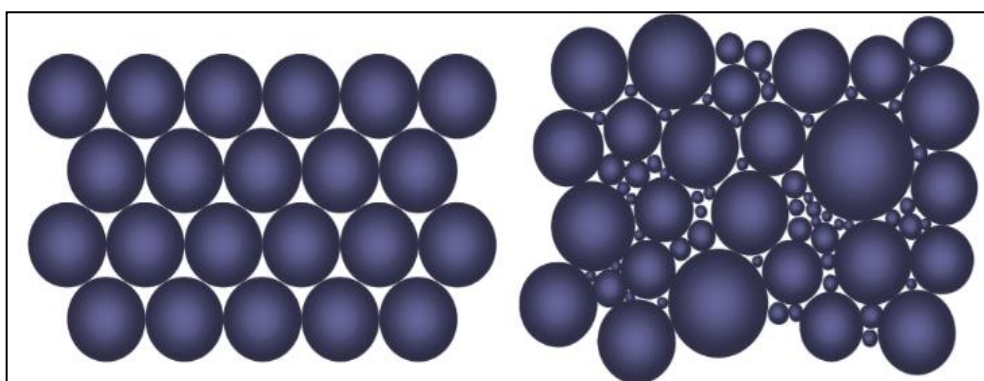


Figura 3. 2: Efecto de variación en diámetros de grano

Diámetros promedio de granos: En general, cuanto mayor sea el tamaño promedio del grano, mayor será la permeabilidad del empaque (siempre que la distribución del tamaño de grano sea razonablemente uniforme). Esto se debe a que los granos más grandes producen espacios de poros más grandes y gargantas porales mayores. Sin embargo, los granos más grandes distribuyen la presión de cierre a través de menos puntos de contacto como ya se mencionó anteriormente.

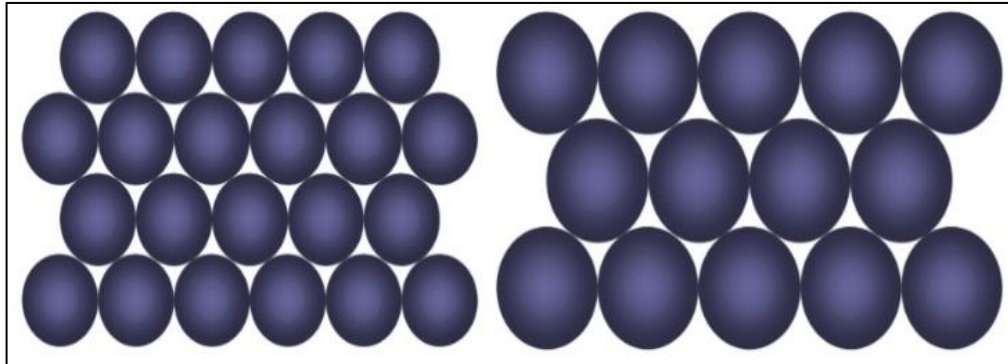


Figura 3. 3: Efecto de tamaño de granos en porosidad

Esfericidad y redondez: Cuanto mayor sea la esfericidad del agente sostén, mayor será la permeabilidad del paquete. Los granos angulosos e irregulares tienden a encastrar en el empaquetamiento dejando menos porosidad efectiva. Generalmente, los granos angulares producen más finos, ya que las esquinas y los bordes tienden a romperse a medida que se aplica un esfuerzo de compresión. Por lo tanto, los agentes sostén con buena esfericidad y redondez tienen una mayor permeabilidad a altas tensiones.

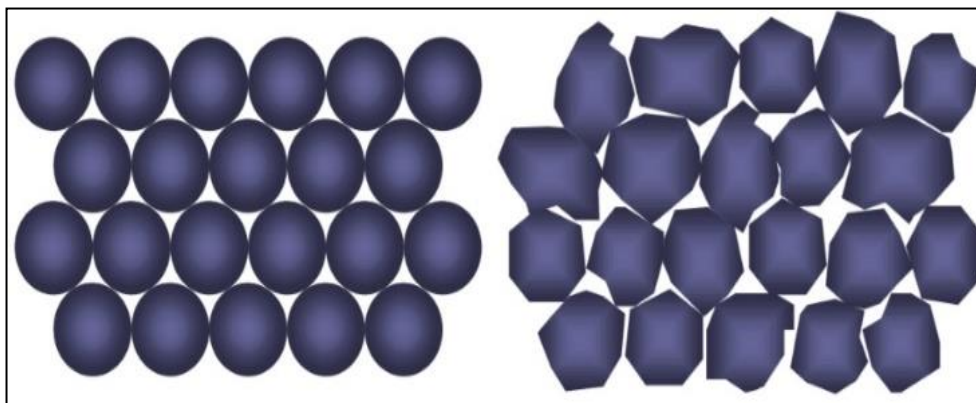


Figura 3. 4: Efecto de redondez en porosidad

Capítulo 4: Fluidos y aditivos

4.1 Objetivo

Los fluidos de fractura están diseñados para cumplir varios requerimientos. Los criterios mínimos que deben cumplir son:

Generar un ancho necesario para permitir el flujo del agente sostén; causar bajas fricciones durante el flujo en cañería; ser capaces de suspender y transportar el agente sostén; lograr cierto grado de viscosidad durante el bombeo; soportar los esfuerzos de corte al pasar por los punzados; romperse luego de un tiempo prudente al finalizar la fractura; ser compatibles con otros fluidos de formación y con la roca; no dejar residuos en la matriz y en el empaque; ser seguro y factible mezclarlos en locación; tener cierta flexibilidad y capacidad de ajuste de la viscosidad; tener estabilidad a altas temperaturas; tener baja toxicidad para el medio ambiente y mantener un bajo costo.

4.2 Tipos de fluido de fractura

Los fluidos de fractura se pueden clasificar según el fluido base que los conforma y las características del fluido generado. A grandes rasgos se pueden dividir en base agua, base hidrocarburo, base espumas y emulsiones.

Geles base hidrocarburos: Son químicamente complejos, costosos y más delicados de manipular debido al compromiso ambiental. Se utilizan cuando el agua del fluido de fractura genera un daño severo a la formación al entrar en contacto con la roca (formaciones muy sensibles al agua).

El metanol es un fluido diseñado para pozos de gas seco, y para formaciones muy sensibles al agua. Es un fluido muy peligroso para manipular.

Espumas: Son utilizadas principalmente en reservorios de baja presión (depletados) para ayudar a la limpieza post fractura. Tienen altos costos operativos por el equipamiento y personal especializado necesario. Los fluidos energizados consisten en una fase líquida (base agua) y una gaseosa. Lo que llega a la formación es espuma. Al ser 30% líquido, son más compatibles con rocas sensibles al agua, tienen poca pérdida en formación y un buen transporte de agente de sostén. Además, brindan energía extra a la formación, que junto a la baja presión hidrostática resultan en un recobro de fluido más fácil.

Ácidos: Son utilizados en formaciones de baja permeabilidad en rocas solubles al ácido (rocas carbonáticas como calizas y dolomitas). El ácido graba la cara de la fractura de forma desigual. Al cerrarse la misma, el resultado es un canal de alta conductividad. Se realizan fracturas cortas porque el ácido reacciona con la formación y se consume. Deben tomarse medidas para control de hierro y problemas de corrosión consecuentes al uso de ácidos en tuberías de metal.

Los fluidos base emulsión: Son de usos muy específicos, caros, y muy poco utilizados, pero corren con la ventaja de poca pérdida de fluido, compatibilidad de formación y buena viscosidad en fondo. Se utilizan en fracturas de alta presión y baja temperatura.

Los fluidos base agua gelificados (lineal y entrecruzado): Son los más frecuentemente utilizados, ya que son de bajo costo, son menos peligrosos tanto para la seguridad como para el medio ambiente, y son fáciles de preparar en locación.

La mayoría de los fluidos utilizados en la actualidad son suspensiones de polímeros de alto peso molecular en agua. A este fluido se lo llama gel lineal. A mayor concentración de polímero, mejores las cualidades del gel. Sin embargo, los geles lineales no tienen capacidad para transportar altas concentraciones de agente de sostén lejos, hacia adentro de la fractura, ni capacidad para abrir un ancho suficiente para que entren estas altas concentraciones. Con este objetivo deberán ser entrecruzados, con un químico que crea enlaces entre moléculas. A este fluido reticulado se lo llama gel entrecruzado (*crosslinked*).

4.3 Reología y fluidodinámica

La viscosidad y propiedades reológicas afectan: el desplazamiento del agente sostén, la longitud y ancho de las fracturas, la conductancia de la fractura y, consecuentemente, el éxito del tratamiento.

Para comprender la importancia de estas propiedades dentro de la fractura, se deben explicar fenómenos físicos que ocurren durante el flujo dentro de la fractura, lo que requiere definir algunas variables reológicas.

En la definición de los parámetros reológicos, se tiene en cuenta el flujo laminar, en el cual se entiende el fluido como varias capas que se deslizan una sobre otra.

Esfuerzo de corte o “shear stress” (τ) representa la resistencia que produce una placa al moverse en relación con la otra, o sea la resistencia del fluido para moverse cuando se aplica una velocidad de corte. Tiene unidades de fuerza sobre área $\frac{lb_f}{100 ft^2}$.

Velocidad de corte o “shear rate” (γ) es la diferencia de velocidad entre dos placas en el fluido, donde una puede ser fija, como por ejemplo, la pared de la fractura. Se puede medir como la velocidad de un fluido al fluir por una superficie determinada. Tiene unidades de velocidad sobre longitud seg^{-1} .

Velocidad de corte dentro de la cañería

$$\gamma = \frac{8V}{d}$$

d : Diametro de la cañería

V : Velocidad media dentro de la cañería

y dentro de la fractura

$$\gamma = \frac{1,925 Q}{w^2 H}$$

Q : Caudal de inyección

w : Ancho de la fractura

H : Altura de la fractura

Un valor típico para la velocidad de corte dentro de la cañería es de 2000 seg^{-1} y dentro de la fractura 300 seg^{-1} .

Viscosidad (μ) es resistencia que opone un fluido a ser deformado. Se define como el esfuerzo de corte generado al aplicar una velocidad de corte. Mientras mayor sea la viscosidad, mayor será la resistencia del fluido. Se mide en centiPoise cP .

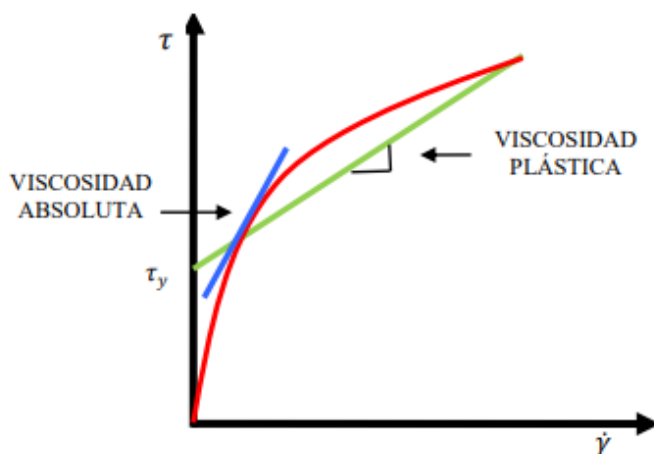


Figura 4. 1: Tipos de viscosidades

En este trabajo se tratarán 2 tipos de viscosidades, la viscosidad absoluta (representada gráficamente como la pendiente en cada punto) y la viscosidad aparente (es la secante entre un punto de la curva para una cierta velocidad de corte y el origen)

Punto de Cedencia (τ_y): Esfuerzo cortante mínimo requerido para que se dé la deformación del fluido. Representa el valor del esfuerzo de corte para una velocidad de deformación igual a cero. Su valor aumenta con el contenido de sólidos y disminuye con aumentos en el contenido de agua o dispersantes.

Índice de Comportamiento (n): Indica la desviación del comportamiento reológico del fluido con respecto a los fluidos newtonianos, es decir, mientras más se aleje el valor de n de la unidad, más pronunciadas serán las características no newtonianas del fluido. Es adimensional.

Índice de Consistencia (k): Caracterización numérica de la consistencia del fluido, es decir, es una medida indirecta de la viscosidad, pero sus unidades dependen de n . A medida que k aumenta el fluido se hace más espeso o viscoso. Se mide en $cP_{eq} = \frac{lb_f sec}{ft^2}$

4.4 Modelos Reológicos

La viscosidad relaciona la pérdida de presión (ΔP) dentro de un canal de flujo (tubo, láminas) con el caudal. Normalmente el esfuerzo de corte (τ) que es función de ΔP es graficado versus la velocidad de corte ($\dot{\gamma}$) que es función del caudal.

Hay diferentes modelos matemáticos para describir la viscosidad de los fluidos. Se pueden diferenciar por el comportamiento de la curva τ vs $\dot{\gamma}$, llamados modelos reológicos. Estos son relaciones matemáticas que permiten caracterizar la naturaleza reológica de un fluido, estudiando la deformación dada a una velocidad de corte específica.

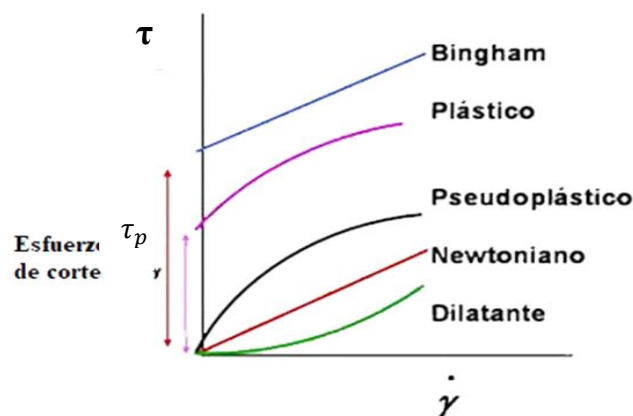


Figura 4. 2: Diferentes comportamientos de τ vs $\dot{\gamma}$ para distintos modelos reológicos

Fluido Newtoniano: la curva τ versus γ es una línea recta con una pendiente igual a la viscosidad. El agua es un fluido Newtoniano y tiene una viscosidad constante independiente de la velocidad de corte. (Para un fluido newtoniano la viscosidad aparente es igual a la viscosidad real.)

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma}$$

Esta relación se conoce como la Ley de Newton de los fluidos. Los fluidos que tienen un comportamiento diferente, se llaman no Newtonianos.

Plástico de Bingham: requieren un esfuerzo de corte inicial para deformarse, una vez que se supera este punto de fluidez τ_y (*Yield point*), mantiene una viscosidad constante, llamada viscosidad plástica P_v (*Plastic Viscosity*)

$$\tau = \tau_y + P_v \gamma$$

Los otros modelos no siguen una relación lineal, la forma de la curva sigue un comportamiento de potencia y se puede expresar con la Ley de Potencia. La relación entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte está dada por la siguiente ecuación

$$\tau = k\gamma^n$$

Estos fluidos tienen un comportamiento no lineal, la pendiente varía punto a punto, por lo tanto la viscosidad aparente varía para diferentes velocidades de corte.

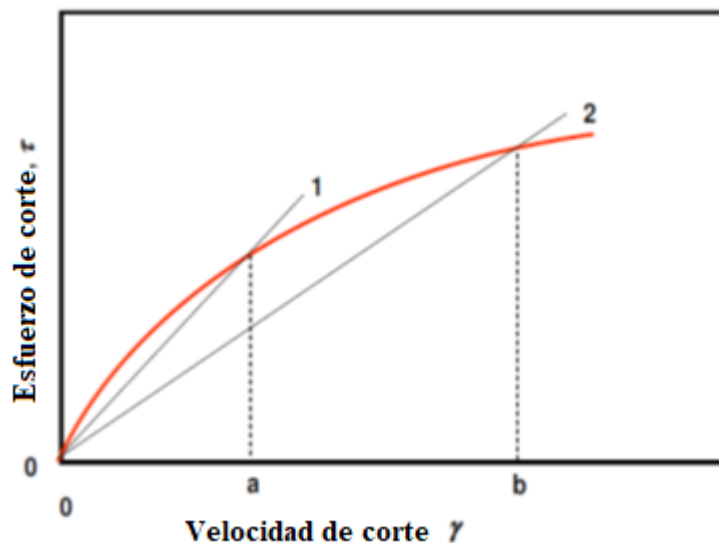


Figura 4. 3: Variación de viscosidad aparente en función de la velocidad de corte

La viscosidad aparente se puede calcular para fluidos que siguen la ley de potencia mediante la siguiente ecuación:

$$\mu_a = \frac{k}{\dot{\gamma}^{1-n}}$$

Pseudo-plásticos (*shear thinning*): Sigue el comportamiento definido con la ley de potencia. No existe un término para el punto de cedencia por tanto bajo este modelo los fluidos comienzan a fluir a una velocidad de corte cero. La viscosidad aparente (μ_a) disminuye a mayores velocidades de corte, por lo tanto, n' será menor a 1.

Dilatantes (*shear thickening*): Sigue el comportamiento definido con la ley de potencia. No existe un término para el punto de cedencia por tanto bajo este modelo los fluidos comienzan a fluir a una velocidad de corte cero. Pero muestra un incremento de viscosidad con el aumento de velocidades de corte, por lo cual n' será mayor a 1.

Herschel-Bulkley o plásticos: Se basa en una mezcla de Bingham y de Ley de Potencia *Power-law* (pseudo plásticos y dilatantes). Tiene un esfuerzo mínimo que debe superar para fluir y luego la viscosidad no se mantiene constante siguiendo el comportamiento de potencia. Se puede expresar matemáticamente con la ecuación

$$\tau = \tau'_y + k'\dot{\gamma}^{n'}$$

Se suele usar para modelar el comportamiento de espumas, pero requiere de una mejor determinación de los datos en laboratorio. No se usa normalmente en estimulación.

4.5 Aditivos

Deben agregarse diferentes aditivos con funciones específicas pero cuyo objetivo es aumentar la eficiencia del tratamiento. A continuación se detallan los más importantes:

Agentes gelificantes: Son diseñados para incrementar la viscosidad. Son compuestos de algún tipo de polímero; existe un amplio rango disponible que varían el pH de hidratación, temperatura de trabajo (estable) y residuo remanente.

Hoy día, los polímeros derivados de goma guar son los más usados en la industria. Las otras fuentes principales son los polímeros de celulosa y sus derivados. La goma guar es un producto natural (es producido por una planta originaria de India/Pakistán). Químicamente, se trata de una larga cadena de polisacáridos. Se hidrata fácilmente en agua fría para hacer un gel

estable aún en presencia de concentraciones moderadas de sales. Se lo considera generalmente como un fluido “sucio” porque contiene residuos insolubles (+/- 6 a 10%), pero alcanza altas viscosidades, permitiendo transporte de grandes concentraciones de agente sostén que no se consiguen con otro fluido más “limpios”, por lo que el residuo remanente se toma como un efecto colateral necesario y se intenta disminuirlo al mínimo. Los derivados de alto rendimiento dejan menos residuos, hidratan más rápido (mayor solubilidad en agua) y le dan mayor estabilidad térmica, pero son más sensibles al contenido de sales y sólidos disueltos en el agua.

Se debe superar cierta concentración mínima para que se evidencie el aumento de la viscosidad, debido a la interacción entre las moléculas requerida para producir la viscosidad (a baja concentración las moléculas están alejadas, no interfieren). De manera similar un exceso de polímero provoca un incremento rápido de la viscosidad, las moléculas no tienen espacio suficiente y no llegan a hidratarse completamente. Debe trabajarse en las concentraciones de polímero intermedias entre estos 2 estados (entre C^* y C^{**}).

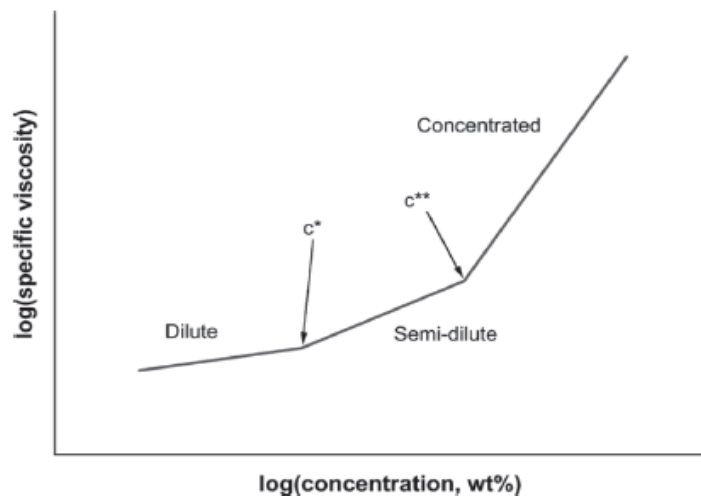


Figura 4. 4: Viscosidad específica vs concentración. (Fuente: SPE 90840)

Complejizadores o entrecruzadores: Son diseñados para aumentar drásticamente la viscosidad de un fluido gelificado, manteniendo esa viscosidad por largos periodos de tiempo y altas temperaturas. Define las características del sistema de fluidos.

Son iones metálicos que generan uniones entre las cadenas largas del polímero del gel lineal. Los sistemas más usados se listan a continuación, según pH de activación y rango de temperatura de trabajo, siendo el más utilizado el Borato.

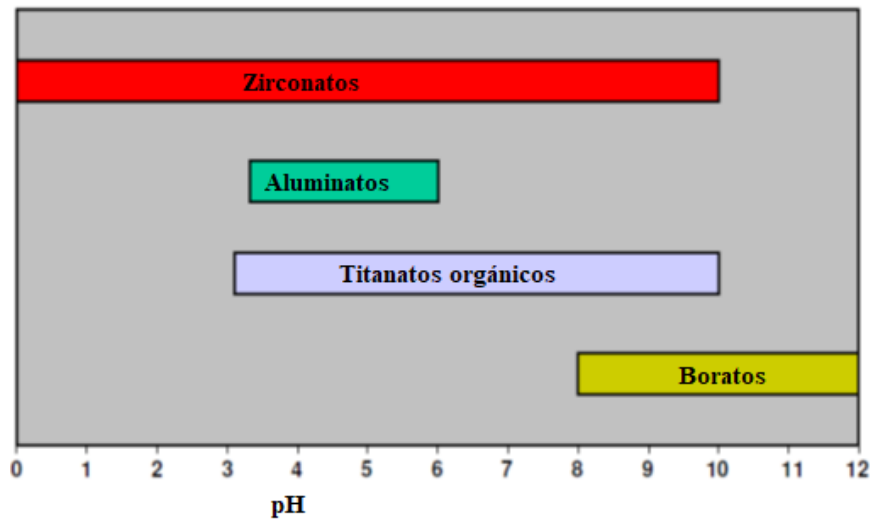


Figura 4. 5: Rango de trabajo de diferentes entrecruzadores según pH (Fuente: Manual BJ)

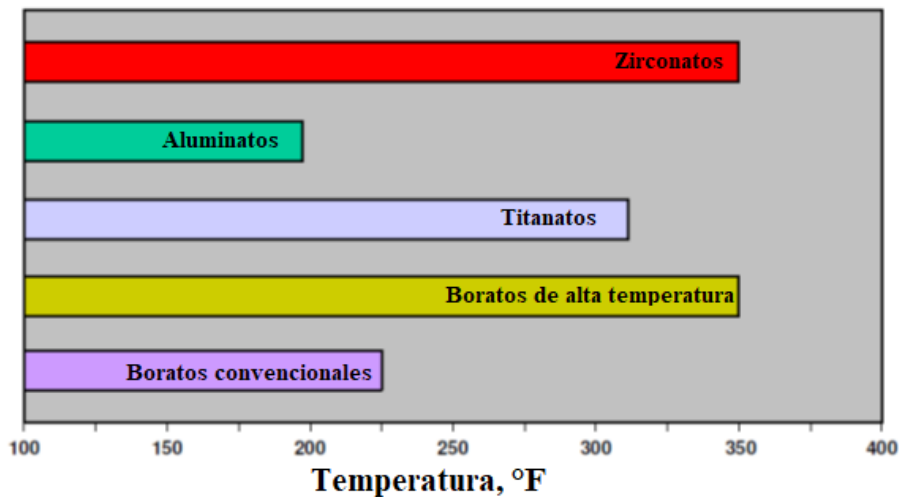


Figura 4. 6: Rango de trabajo de diferentes entrecruzadores según Temperatura. (Fuente: Manual BJ)

Las turbulencias debidas al paso del fluido por los punzados generan altos valores de corte con lo cual se rompen los enlaces entre los polímeros y los iones del gel de entrecruzamiento. Los enlaces de boratos se reconectarán luego del esfuerzo de corte, produciendo una buena calidad de gel. Sin embargo, los zirconatos son mucho más sensibles al esfuerzo de corte y no se regeneran.

Los fluidos base boratos tienen una estructura (malla) transitoria siempre. El estado de esta estructura depende de la velocidad de corte y de la composición del fluido. Si quedan estáticos un tiempo suficiente para quedar relajado, entonces la decantación se hará en el modo de un fluido viscoso. Pero del momento que se aplica una pequeña velocidad de corte al fluido, su elasticidad se incrementa y el fluido reacciona para transportar correctamente el agente de sostén. O sea, los fluidos base boratos necesitan ser continuamente sometidos a un

cierto grado de velocidad de corte, a fin de tener las propiedades elásticas que permiten una buena sustentación del agente de sostén.

El borato puede estar presente bajo diferentes formas químicas. Cualquiera sea la manera que el boro sea agregado al fluido, el activador es siempre el ion monoborato (BOH_4). La disponibilidad de este ion en el fluido depende de la concentración del activador, pero varía fuertemente con el pH y de la temperatura.

Si la concentración de BOH_4 es insuficiente el gel no tendrá la consistencia adecuada. Si hay demasiado BOH_4 , entonces habrá exceso de reticulación intramolecular y el gel sufrirá *sinéresis* (sobre entrecruzamiento). Este efecto hace que el polímero se aglutina en grumos que flotan en el agua. Por lo tanto, esta mezcla no tiene capacidad de transporte del agente de sostén. El efecto es reversible al ajustar el pH y la temperatura.

BORATE ION CONCENTRATION 7.2 lb/Mgal BORIC ACID IN 2% KCl

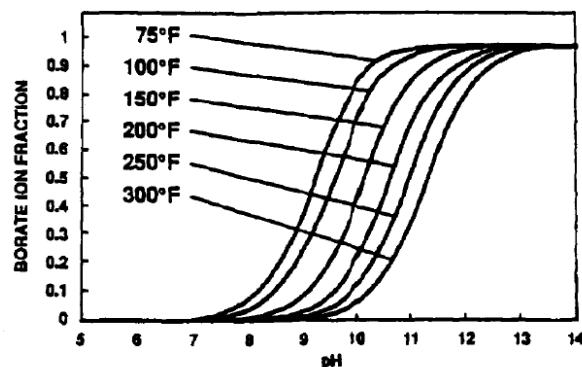


Figura 4. 7: Concentración de ion borato vs pH para un rango de temperatura (Fuente: SPE 37359)

La matriz de la formación contiene sustancias como las arcillas que intercambian lentamente iones con el gel y hacen bajar su pH. Esto genera una disminución de la concentración de BOH_4 . Si el pH baja lo suficiente, el fluido perderá capacidad de transporte.

Ablandador (*Buffer*): Su función es aumentar, disminuir o mantener el pH en el valor requerido. El pH es una variable crítica al momento de hidratar el polímero del gel lineal. Una vez hidratado, se puede modificar el pH y llevarlo al valor ideal para su reticulación, ya que el pH de entrecruzado suele ser diferente al pH requerido para la hidratación (para boratos se lleva el pH entre 9 y 9,5 para entrecruzar), proceso altamente dependiente de esta variable).

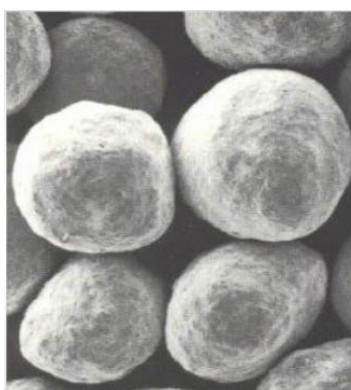
Retardadores: Un polímero completamente entrecruzado es extremadamente viscoso y resulta en un aumento excesivo de las pérdidas de carga por fricción durante el flujo en la

tubería, para evitar esto se utilizan retardadores del entrecruzado. Un retraso ideal sería postergar el entrecruzado dentro de la cañería, pero asegurar un entrecruzado completo al momento de alcanzar los punzados.

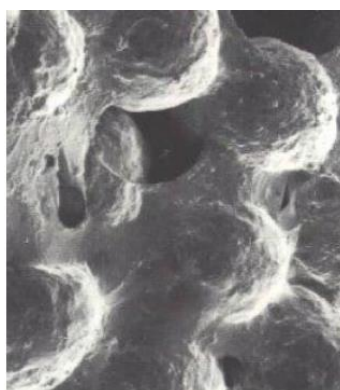
En la mayoría de las operaciones, el lugar más crítico (y por lo tanto donde es más importante la calidad del gel) es en la cercanía del pozo, en la zona donde el fluido cambia de dirección y de velocidad lineal para ir del pozo hasta la fractura en sí. También, en esta zona hay efectos de tortuosidades, por lo que antes de entrar, el fluido debe haber desarrollado toda su viscosidad.

Ruptores “breakers”: Son diseñados para reducir la viscosidad del fluido al mínimo, luego de determinado tiempo, o a cierta temperatura. Así se asegura su fácil recuperación una vez finalizado el tratamiento y un residuo mínimo de polímeros. Los ruptores reducen el peso molecular de los polímeros cortando las largas cadenas poliméricas. Los más utilizados son oxidantes y enzimas. Los primeros por descomposición térmica (temperatura del reservorio) generan radicales que atacan el polímero en una reacción en cadena, suelen ir acompañados de catalizadores que aumentan la generación de radicales libres. Las enzimas trabajan a mayores rangos de pH, pero son activas a temperatura ambiente, por lo que se suelen encapsular, quedando dentro del empaque (que se rompe por presión y temperatura).

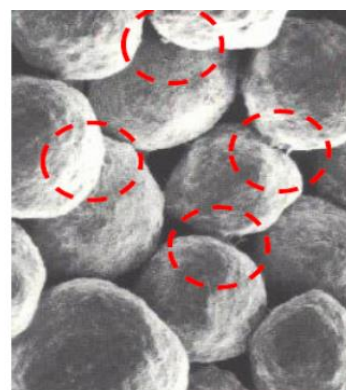
Se relaciona la eficiencia de un ruptor con la permeabilidad remanente en el empaque luego de que el ruptor terminó su efecto. La permeabilidad remanente es la relación, en porcentaje, entre la permeabilidad existente en el empaque una vez terminada la limpieza del fluido inyectado, versus la permeabilidad que tendría el empaque limpio.



Empaque de arena antes de fluir gel



Empaque de arena después de fluir el gel sin ruptor



Empaque de arena después de fluir el gel con el ruptor adecuado

Figura 4. 8: Residuos de Polímero (Fuente: YPF)

En la figura se ve, a la izquierda, una arena de fractura antes de inyectar gel, o sea arena sin ningún daño por presencia de material extraño. La segunda foto muestra el residuo dejado por un gel típico, entrecruzado, con insuficiente cantidad de ruptor. La tercera foto muestra el empaque de arena cuando el gel utilizado tenía suficiente ruptor.

Bactericidas: Controlan las colonias de bacterias, sobretodo, las sulfato reductoras, que se alimentan del polímero utilizado en los fluidos de fractura. En general, se utilizan para prevenir el crecimiento de colonias, antes que exterminar una colonia existente.

Inhibidor de Incrustaciones: Se utilizan para prevenir la depositación de incrustaciones. Las mismas pueden ocurrir cuando se producen cambios de temperatura o cuando dos químicos incompatibles se mezclan.

Inhibidor de Corrosión: Protegen a la cañería de fluidos inyectados altamente corrosivos (ácidos).

Control de hierro: El hierro presenta problemas complejos y significantes en las operaciones de estimulación. En general, los ácidos disuelven los compuestos de hierro de los equipos y líneas, que luego se bombean a la formación. Sin un control efectivo de este ion, puede precipitar dentro de la formación. El precipitado se acumula con la producción del pozo, disminuyendo la permeabilidad.

Surfactante: Son agentes activos que mejoran la compatibilidad entre fluidos acuosos e hidrocarburos contenidos en el reservorio. Además, afectan las propiedades interfaciales entre sólido y fluido. En general son diseñados para alterar la mojabilidad de la roca para permitir una limpieza más rápida del pozo.

Reductor de fricción: Para disminuir los requerimientos energéticos (potencia de bombas) se busca disminuir las pérdidas de carga; una buena porción de las mismas se debe a las presiones generadas por el flujo en la cañería. Los reductores de fricción aumentan levemente la viscosidad del fluido, generando una película en la cañería que reduce la rugosidad de la misma y con ello las pérdidas de carga generadas durante el bombeo.

Estabilizadores de gel: Extienden la viscosidad del gel entrecruzado a altas temperaturas. Previenen la degradación debida a contaminación de iones divalentes o trivalentes.

Control de arcillas: Su objetivo es prevenir el hinchamiento, migración y desintegración de arcillas minerales, como la esmectita, clorita y montmorillonita, problemas que causa el agua dulce.

Control de pérdidas de fluido: Su función se puede dividir en dos: disminuir una pérdida de caudal en la matriz y prevenir la pérdida de fluido en fracturas naturales. Son cada vez menos usados, debido a una mayor comprensión del mecanismo de filtrado (*leak off*).

4.6 Fluidos del Sistema gelificado

Cuando se realiza una fractura con sistema de fluidos gelificados base agua, se utilizan tres tipos de fluidos que se bombean consecutivamente: Agua de suavizado (*Slickwater*), Gel Lineal y Gel entrecruzado (*Crosslinked gel*). Cada uno posee mayor viscosidad que el anterior y consecutivamente mejor capacidad de transporte de agente sostén. Esta secuencia permite alcanzar buenas concentraciones finales de agente sostén.

4.6.1 Composición

A continuación, se detalla la composición básica de cada uno de los sistemas de fluidos utilizados durante una fractura hidráulica.

Acido

Fluido base: Ácido clorhídrico 15%

Aditivos: Inhibidor de corrosión, Control de hierro, Surfactante.

SlickWater

Fluido base: Agua

Aditivos: Ruptor oxidativo, Reductor de fricción, Surfactante, Bactericida

Gel lineal

Fluido base: Agua

Aditivos: Ruptor oxidativo, Surfactante, Bactericida, Gelificante, Ruptor enzimático.

Gel entrecruzado

Fluido base: Agua

Aditivos: Ruptor oxidativo, Surfactante, Bactericida, Gelificante, Ruptor enzimático, Reductor de fricción, Entrecruzador de superficie, Entrecruzador estable en fondo.

La buena hidratación del polímero, reticulación y degradación son las claves del proceso para este sistema. Las mejoras se centran principalmente en elevar el rendimiento reológico, la estabilidad termal y la limpieza de los geles.

4.6.2 Parámetros reológicos típicos

En la siguiente tabla se resumen los valores reológicos típicos de estos fluidos.

Tabla 4.1: Valores típicos para geles lineales y entrecruzados con 40 y 25 ppt de HPG (gelificante).

Fluidos	n'	K'	Viscosidad cP 170 sec ⁻¹
Agua	1,0	0,00002	1
Slickwater			2-3
Gel lineal	0,8	0,03	20-50
Gel entrecruzado (18 a 25 # de polímero)	0,6	0,04	250-1000
Gel entrecruzado (40 # de polímero)	0,5	0,55	800-2000
Mínimo para transporte de agente de sostén			100

4.6.3 Modelo Reológico de los fluidos de fractura

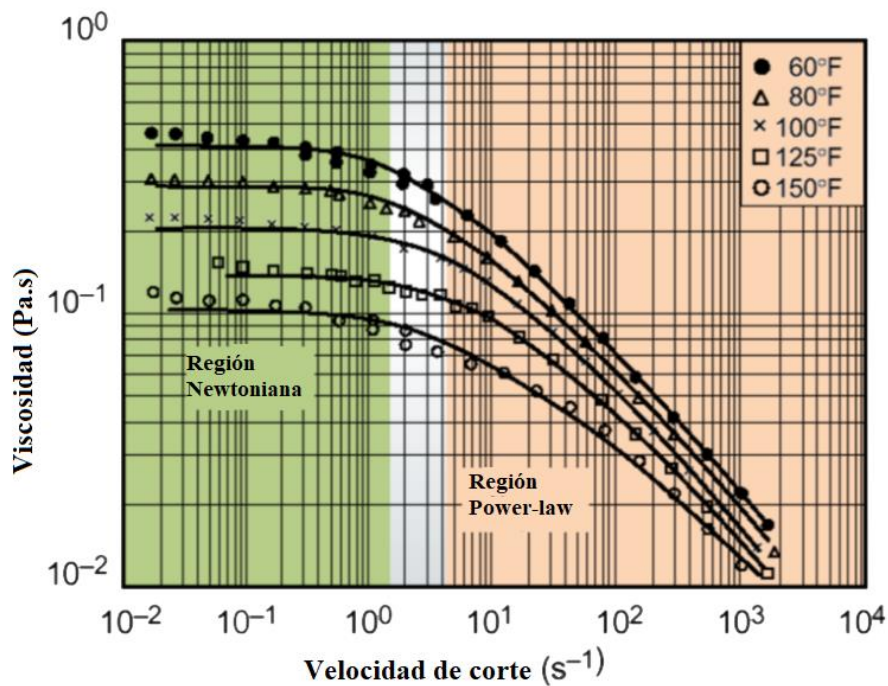


Figura 4. 9: Variación de curvas para fluidos de fractura
(Fuente: Reservoir Stimulation, Economides)

Los fluidos de fractura tienden a tener comportamiento de “*shear thinning*” (la viscosidad aparente disminuye con el incremento de la velocidad de corte).

Si se grafica viscosidad versus velocidad de corte se puede diferenciar varios comportamientos según rangos de velocidades, Newtoniano o Ley de Potencia (*Power-law*).

Conociendo el rango de velocidades a los cuales son sometidos los fluidos de fractura dentro del tubing/casing (200 a 2000 seg^{-1}), luego en los punzados y por fin en la fractura (20 a 400 seg^{-1}), se puede diferenciar el comportamiento del fluido en cada etapa del proceso. Es dable concluir que los fluidos de fractura (en los diferentes trayectos del bombeo) se pueden representar según el modelo de ley de potencia (*Power Law*) para fluidos Pseudoplásticos.

Capítulo 5: Ensayos de fluidos

5.1 Introducción

Antes de iniciar las operaciones en una nueva locación, se toman muestras de agua de la fuente a utilizar en esa ubicación. Estas muestras se someten a un exhaustivo análisis de calidad de agua, y luego se ensayan las propiedades reológicas de los fluidos de fractura resultantes de esa muestra, para asegurar la estabilidad y compatibilidad química. En caso de ser necesario, se realizan modificaciones en la formulación de los fluidos para esta muestra de agua base específica.

Durante la operación se toman muestras del fluido de fractura que se está bombeando en todas las etapas, comprobando la estabilidad de las propiedades de los fluidos.

5.2 Medición de la viscosidad

Antes de estudiar los ensayos vamos a explicar los mecanismos de medición de viscosidad utilizados en la industria

Medición de la viscosidad con viscosímetro fann

El viscosímetro creado por Fann o Chandler es el más usado comúnmente debido a que es robusto, fácil de usar, confiable y fácil calibrarlo. Se utiliza para determinar propiedades reológicas. El modelo 35 es un reómetro rotacional de cilindro y copa concéntricos (cup & bob), este se puede utilizar con ciertas velocidades definidas. 1, 2, 3, 6, 12, 20, 30, 60, 100, 200, 300 y 600 RPM. Y con diferentes tamaños de cilindro. El modelo 50 HPHF funciona de manera similar, pero está diseñado para llevar a cabo los análisis a altas presión y temperatura.

Para que las comparaciones de viscosidad tengan sentido deben ser realizadas siempre de la misma manera, con la misma geometría de bob/rotor, y con las mismas condiciones de temperatura y corte.

Como los fluidos de fractura son no newtonianos, se deben realizar varias medidas a diferentes velocidades de corte y se grafican los valores leídos (*shear stress*) versus la velocidad rotacional (RPM) del rotor (*shear rate*) para evaluar el comportamiento reológico del fluido.

Mientras más chico es el anular entre rotor y bob, más uniforme será el campo de esfuerzos de corte. A medida que incrementa el anular, la variación en esfuerzos de corte incrementa, consecuentemente, la medición de la viscosidad aumentara porque la velocidad de corte promedio sobre el fluido disminuye.

La norma API-RP-13M recomienda el uso de R1B1 para geles lineales y R1B5 para geles entrecruzados. Sin embargo, no hay normativa respecto a la velocidad a la que se debe tomar las mediciones.

En tubería la velocidad típica de corte durante la fractura está en el rango de 600 a 2500 sec^{-1} , mientras en la fractura está entre 10 a 200 sec^{-1} . Las medidas son hechas generalmente a 170 y 511 sec^{-1} (100 y 300 RPM en el Fann35) y no son necesariamente representativas del flujo dentro de la fractura. Para ser más realistas, algunas compañías entregan valores a 40 sec^{-1} , otras prefieren valores a 100 sec^{-1} .

Medición relativa de la viscosidad por embudo Marsh

Se mide 500 cc de fluido y se lo hace pasar por un embudo de boquilla de diámetro definido. Se mide el tiempo que tarda en fluir. Este tiempo es función de la viscosidad, y es una medida indirecta de la misma. Como referencia el agua tarda 33seg.



Figura 5. 1: Embudo de Marsh para medición de la viscosidad

5.3 Ensayos que se realizan a la muestra de agua

Se toman muestras del agua utilizada para formar los fluidos de la fractura. Estas son analizadas con ensayos fisicoquímicos completos. La determinación iónica se realiza de acuerdo con métodos estándar para examinar agua y aguas residuales según norma ASTM (*Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater by the American Society for Testing and Material*)

Parámetro Rango o valor recomendado RP IAPG

Temperatura [°C]	15 – 40	Sodio [mg/l]	2,000 – 5,000
TDS [mg/l]	< 50,000	Boro [mg/l]	0 – 20
TSS [mg/l]	< 50	Carbonatos [mg/l]	< 600
Turbidez [NTU]	0 – 5	Dureza como CaCO ₃ [mg/l]	<15,000
pH	6 – 8	Bicarbonato [mg/l]	< 600
Hierro [mg/l]	1 – 20	Bacterias [CFU/ml]	0
Cloruros [mg/l]	< 30,000	Sílice [mg/l]	< 35
Potasio [mg/l]	100 – 500	Sulfatos [mg/l]	< 500
Calcio [mg/l]	50 – 250	Agentes reductores [mg/l]	0
Magnesio [mg/l]	10 – 100		

5.4 Ensayos que se realizan a sistemas de fluidos *slick water*

Pérdidas de carga por fricciones

La contrapresión por fricciones producida por el fluido depende fuertemente del régimen de flujo. En gran parte de la fractura, el régimen de flujo predominante es el turbulento (los problemas de erosiones en líneas y lavado de sellos son causados por la acción del agente sostén en flujo turbulento).

Uno de los principales objetivos de la ingeniería de fracturas es predecir las pérdidas de carga que los fluidos sufren al ser bombeados. Debido a las variaciones de temperatura y presión, y al flujo multifásico (líquido y agente sostén) esta tarea puede ser muy complicada.

La mejor opción es usar tablas basadas en datos reales. Para esto, se realiza un ensayo de *Friction Flow Loop*, en el cual, se hace fluir por tuberías de diferente diámetro a alto caudal en condiciones de laboratorio (simulando condiciones de un tratamiento real) un fluido específico, así se pueden medir las pérdidas de carga por fricciones generadas en laboratorio.

Medición de viscosidad por embudo Marsh: Es un ensayo rápido que se puede realizar en el campo para corroborar el funcionamiento del reductor de fricción. Un valor aceptable para el *Slickwater* es 45 seg.

5.5 Ensayos que se realizan a sistemas de fluidos gel lineal

Ensayo de hidratación (viscosidad (cp) a 511 seg⁻¹)

Se corrobora el pH del agua y se ajusta en caso de ser necesario. Se prepara el gel lineal e inmediatamente es transferido al viscosímetro rotacional. Se realizan mediciones de viscosidad a tiempo real. Como referencia en 2 minutos y medio debe alcanzar un 70% de la viscosidad máxima.

Este ensayo se puede realizar con una secuencia de múltiples esfuerzos de corte diferentes, para determinar los parámetros reológicos de los fluidos no newtonianos.

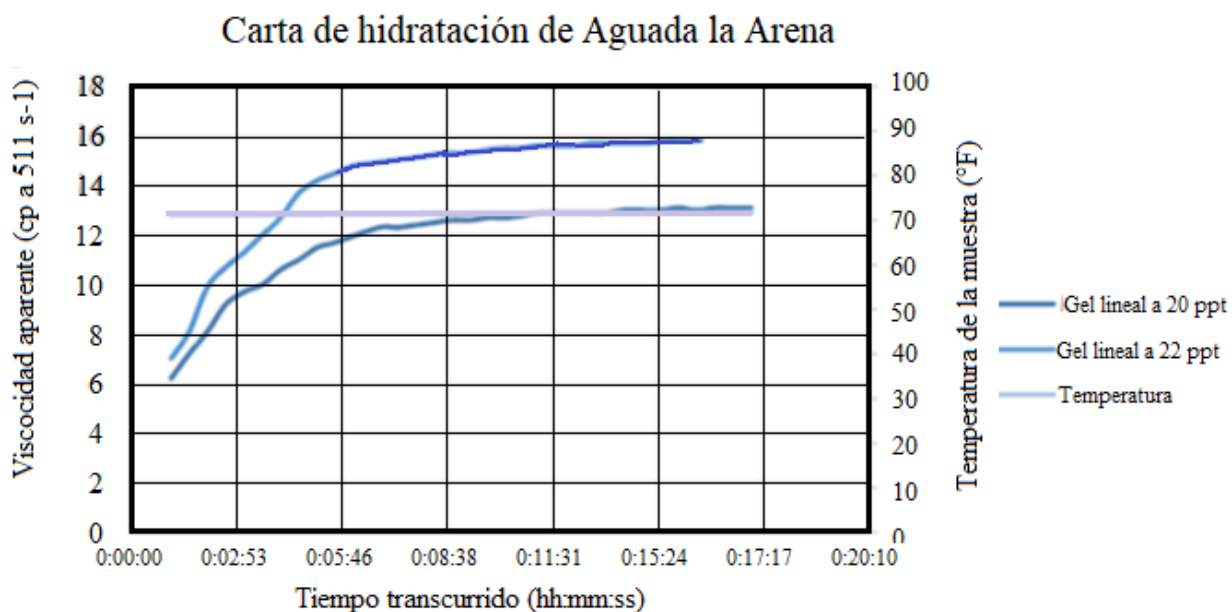


Figura 5. 2: Ejemplo carta de hidratación de Aguada de la Arena para dos geles lineales diferentes (Fuente: Ensayo de fluido Baker)

Criterio de hidratación

La viscosidad dependerá de la carga polimérica y de la temperatura. Para asegurar la buena hidratación del gel en el campo existen cartas de criterio, que dan un rango aceptable de viscosidad según la concentración de polímero y la temperatura del fluido. Se mide la viscosidad del gel a 3 minutos de mezclado, en este momento, ya debe estar bien hidratado para ser aceptable. Se compara el valor obtenido con el cuadro criterio

Se suele utilizar gel lineal de 20 lb/1000gal, este tiene una viscosidad entre 25 y 20 cp.

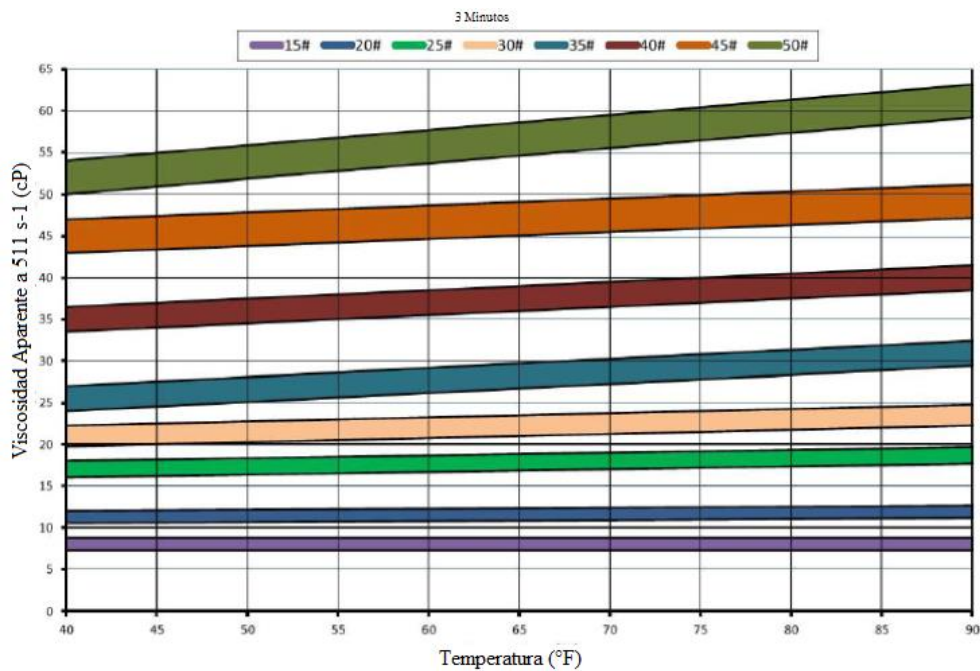


Figura 5. 3: Ejemplo de carta de hidratación de gel lineal (Fuente: Ensayo de fluido Baker)

Medición de la viscosidad:

Tabla 5.1: Viscosidades típicas de geles lineales base agua

Carga polimérica	Fann 35 (170seg ⁻¹)	Embudo (seg)
Gel 25 # polímero	18	18
Gel 40 # polímero	28	23

En el campo se puede utilizar un embudo “Marsh” (con un inserto metálico en el orificio) para hacer unos precontroles rápidos. Un gel lineal base agua (20 lb/1000gal) debe dar un valor del orden de 18 segundos. Para gel base hidrocarburo los valores son mayores.

5.6 Ensayos que se realizan a sistemas de fluidos gel entrecruzado

Tiempo de vortex (remolino): Una vez agregado el activador al gel lineal, se mide el tiempo que tarda en cerrarse el vortex formado en el mezclador. El tiempo estimado es 70 seg pero varía según temperatura



Figura 5. 4: Ensayo de Vortex para un gel entrecruzado.

Ensayo de lengua: Una vez formado el gel entrecruzado, debe formar una lengua de unos 10 cm sin romperse en menos de 2 minutos (el tiempo puede variar con la profundidad del pozo).



Figura 5. 5: Prueba de formación de lengua para un gel entrecruzado

Estabilidad del gel (estática y dinámica, reómetro): El ensayo de perfil reológico es realizado en un reómetro HPHT, a un esfuerzo de corte de 40 seg^{-1} , con una presión de nitrógeno de 500 psi. Se mide variaciones de viscosidad a 2 tiempo, temprano (0 a 5 min) y extendido (10 a 60 min)

La viscosidad debe tener un valor mayor a 300 cp a 100 seg^{-1} ó mayor a 400 cp a 40 seg^{-1} .

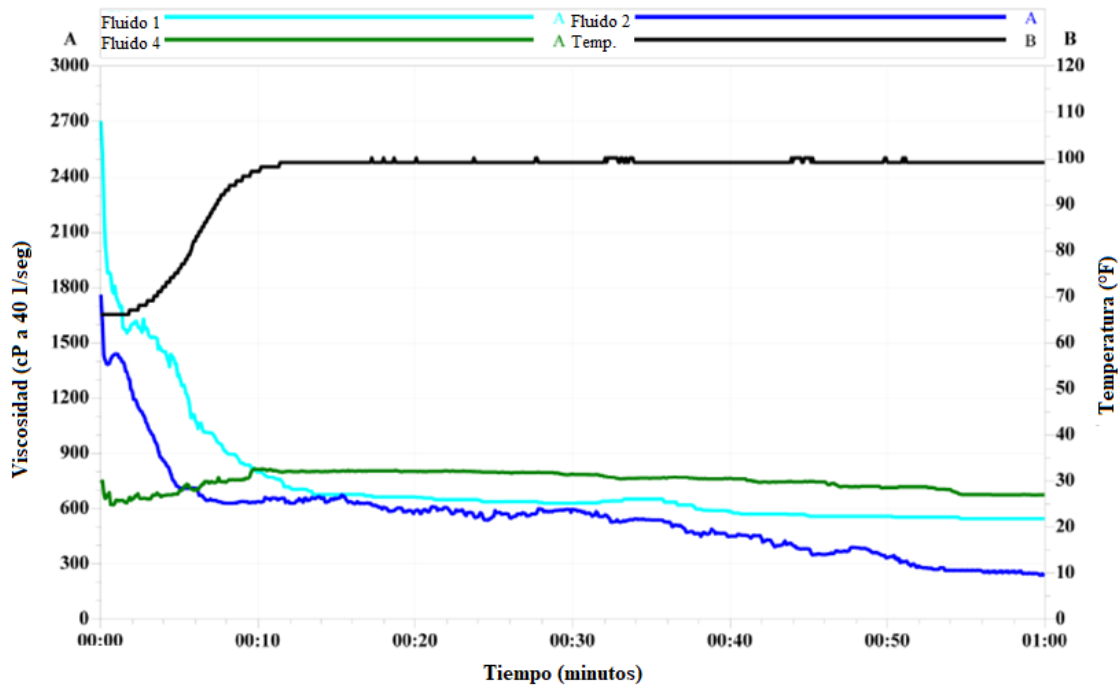


Figura 5. 6: Perfil de viscosidad para un gel entrecruzado (Fuente: SPE 191831)

Tiempo de ruptura del gel: En el *Break test* se valida la ruptura del entrecruzador. Luego de cierto tiempo de estabilidad se aumenta temperatura y se sigue comportamiento de la viscosidad a 40 seg^{-1} . Luego de 15 minutos del salto de temperatura se espera que la viscosidad disminuya al mínimo.

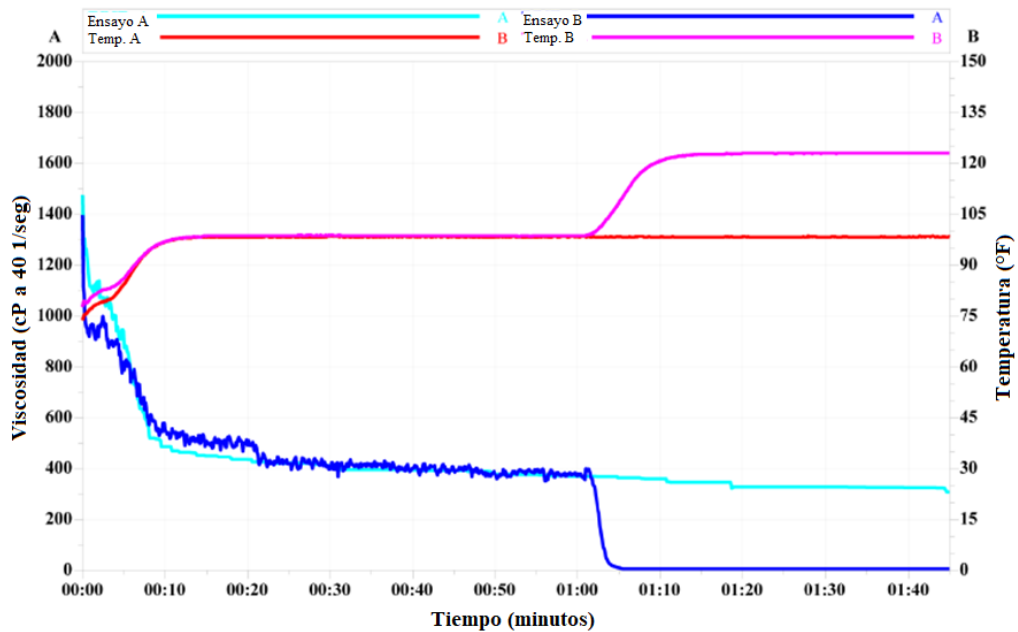


Figura 5. 7: Ensayo de ruptura a 100°F (Fuente: SPE 191831)

En la figura superior se puede notar claramente la ruptura del gel debido al aumento de temperatura.

Test A: Temperatura A (línea roja) se mantiene constante, la viscosidad A (curva celeste) se mantiene en el tiempo.

Test B: Temperatura B (línea rosa) se eleva luego de una hora, la viscosidad B (curva azul) disminuye casi a cero cuando se produce el salto de temperatura.

Sensibilidad al esfuerzo de corte: El exceso de esfuerzo de corte tiende a romper las uniones entrecruzadas entre las moléculas del polímero. Es indispensable considerar el nivel de esfuerzo de corte que experimentará el fluido durante la fractura para poder ensayarlo.

Se pueden estudiar los efectos del esfuerzo de corte en el fluido realizando un ensayo de tensión de corte variable (standard API RP 39). Se lleva a cabo a una temperatura constante de 100 °F, y consiste en un fluido sometido a esfuerzo de corte constante a 100 seg^{-1} , con una serie de escalones de esfuerzo de corte a 100 75 50 25 50 75 10 12 seg^{-1} ocurriendo periódicamente cada 30 min. Se mide la pérdida de viscosidad o degradación debida a esfuerzos de corte.

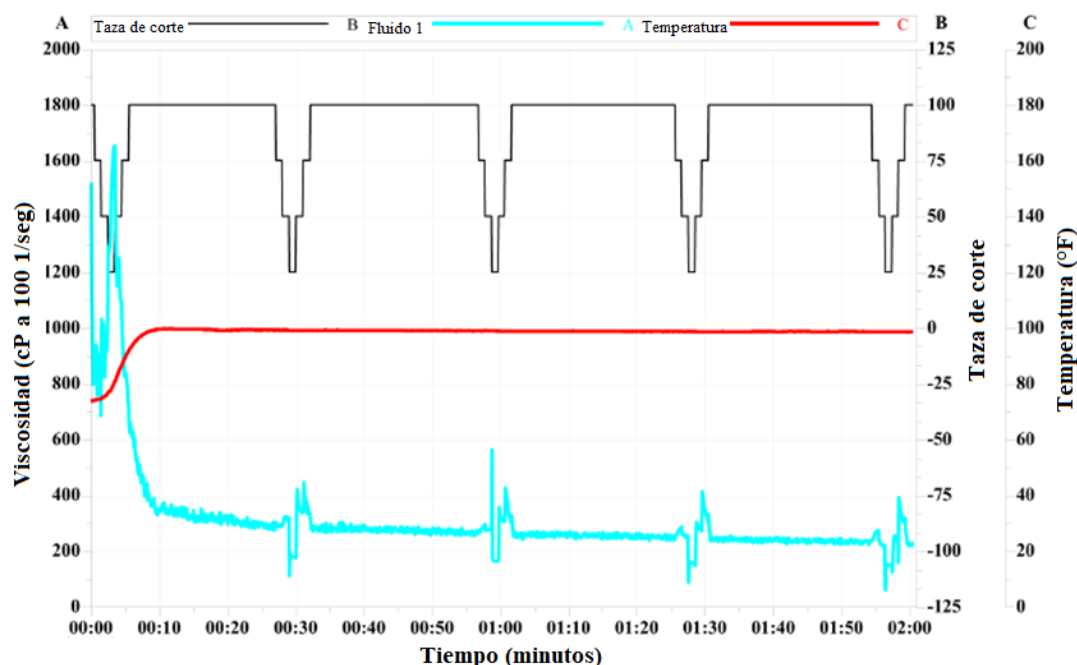


Figura 5. 8: Ensayo de sensibilidad al esfuerzo de corte (Fuente: SPE 191831)

Capacidad de transporte estática: En este ensayo, se mide la decantación estática del agente sostén en el fluido. Para esto se prepara el fluido con la carga de agente sostén deseada y se deja reposar. Se mide el tiempo, y se caracteriza la decantación de agente sostén

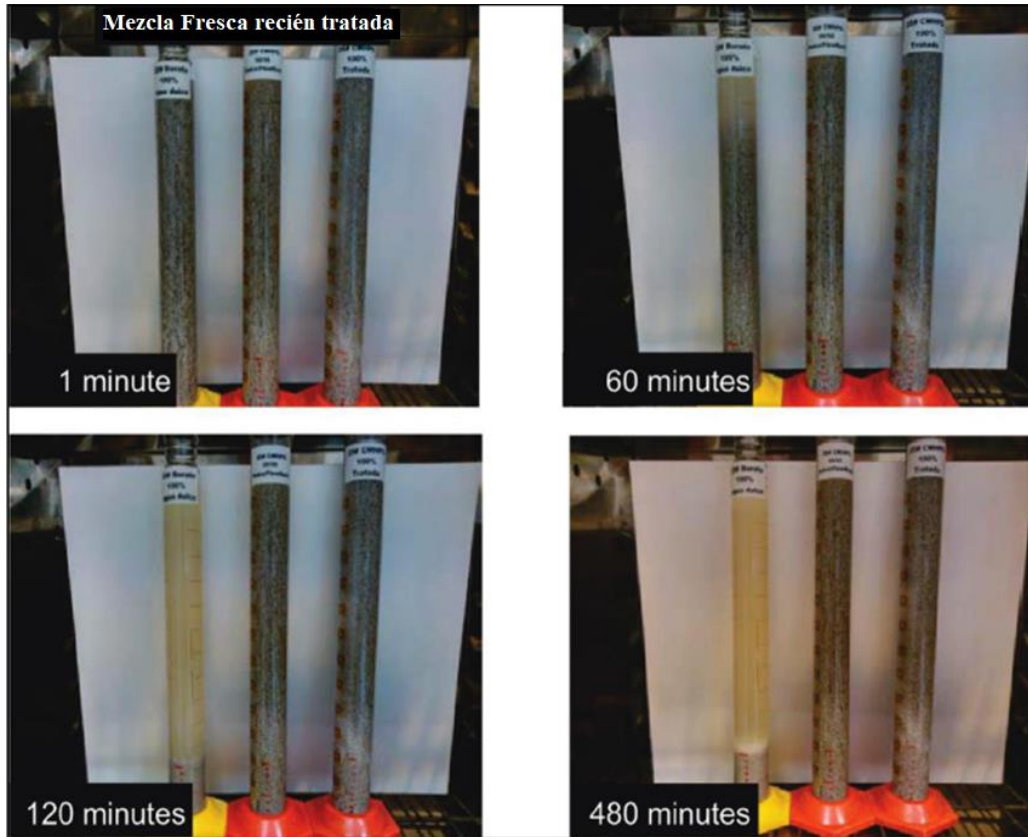


Figura 5. 9: Ensayo estático de capacidad de transporte (Fuente: SPE 174118)

Ensayo dinámico de capacidad de transporte: Los geles entrecruzados tienen comportamiento de fluidos visco-elásticos (o sea tienen propiedades de fluidos viscosos y propiedades de fluidos elásticos). Un fluido elástico tiene capacidad de sustentación del agente de sostén mucho mayor que un fluido viscoso. Los geles entrecruzados de baja carga polimérica pueden transportar agente sostén por largos periodos de tiempo con valores de viscosidad bajos.

Esta capacidad no se puede medir con un Fann50 ya que no permite medir la viscosidad de una lechada con agente de sostén. Para observar el tiempo de transporte, se debe utilizar otro equipamiento (no reconocido por la norma API). Por ejemplo, en la siguiente figura, se tiene un equipo que mide una viscosidad promedio (VAV) girando a baja velocidad.

En la prueba de transporte de Arena se usa un viscosímetro rotacional acoplado a un rotor de torsión con una geometría interna especial, contiene varias bandejas para imitar las condiciones en las que se encuentra en fluido durante un tratamiento de fractura típico.

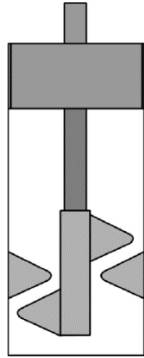


Figura 5. 10: Diagrama de viscosímetro para agente sostén (Fuente: SPE 95287)



Figura 5. 11: Ensayo de transporte de agente sostén dinámico (Fuente SPE 191831)

En la figura 5.11 se pueden apreciar la pérdida de capacidad de transporte del fluido a 3 tiempos diferentes. Izquierda: bien dispersada en el gel. Centro: parcialmente dispersada. Derecha: completamente decantada.

Esta técnica observa el aumento del torque mientras la arena se asienta en el fondo del viscosímetro. Cuando la torsión se mantiene constante, es un indicador de que está ocurriendo un transporte estable y elástico (buen entrecruzado y excelente transporte del agente de sostén). Un aumento del valor de la torsión indica el asentamiento de la arena (por ruptura del fluido o inestabilidad térmica) y mayor resistencia por la mayor concentración de sólido en las áreas más bajas. Cuando el agente de sostén comienza a decantar la VAV (*Volume Average Viscosity*) incrementa rápidamente. Si comparamos con un ensayo de viscosidad en un Fann50, con el gel sin agente de sostén, tenemos el valor mínimo de viscosidad requerido para poder transportar el agente de sostén dentro de la fractura.

Se mide los minutos que mantiene una determinada capacidad de transporte. Lo interesante de estos ensayos es que muestran como el agente de sostén decanta rápidamente cuando el fluido empieza a perder sus propiedades elásticas por efecto de los ruptores.

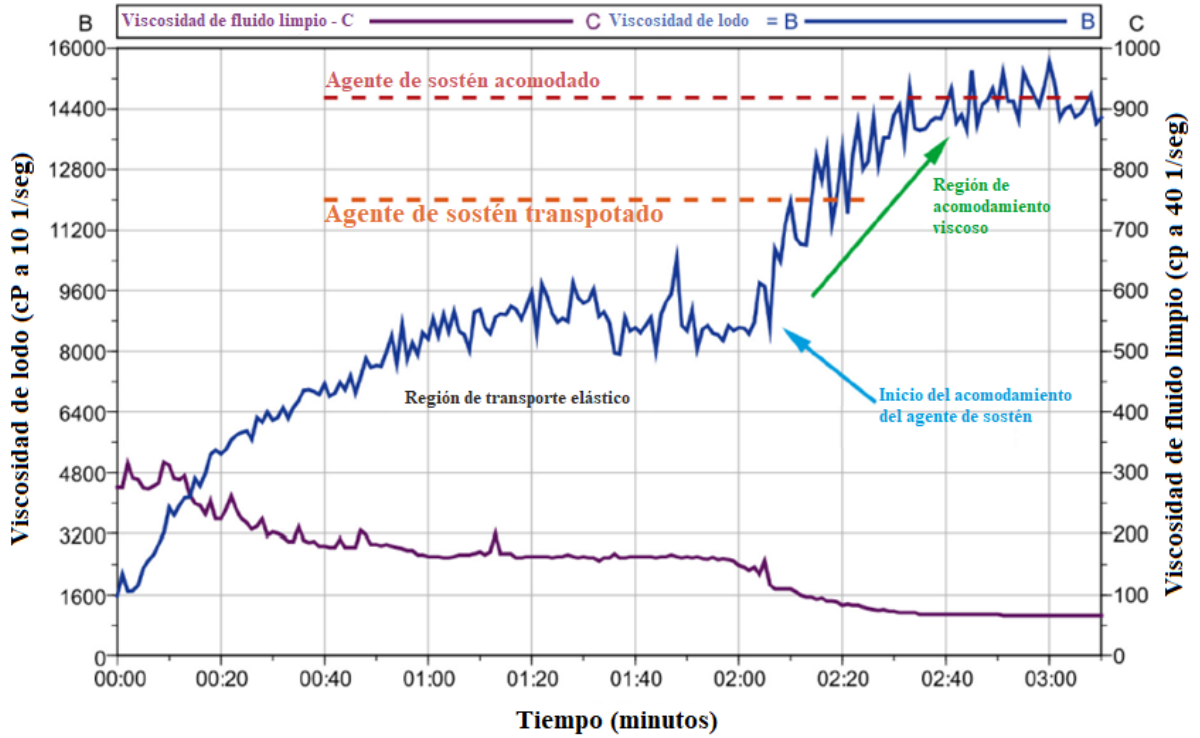


Figura 5. 12: Resultados de ensayos de transporte de agente sostén dinámicos (Fuente: SPE 174118)

Se pueden diferenciar 3 periodos: una región elástica, con buena capacidad de transporte; luego, un proceso de decantación viscosa. El ruptor está debilitando la estructura del fluido. Finalmente, el agente sostén decanta totalmente.

Capítulo 6: Agua de *flowback*

6.1 Introducción

Cuando un pozo no convencional fracturado se pone en producción, el primer fluido que se produce es el agua que retorna del tratamiento de fractura, a este fluido se le llama agua de *flowback* (o fluido de retorno). El agua de *flowback* se distingue por caudales iniciales altos y concentraciones significativas de compuestos rotos de fluidos de fractura. Suelen ser de muy baja calidad, con alta salinidad y alto contenido de materia orgánica. El volumen de agua de *flowback* que produce un pozo siempre es menor a la cantidad de agua inyectada. Aproximadamente el 30% del volumen total del agua vuelve a la superficie en el primer mes de producción.

6.2 Legislación

Legislación Provincial: Desde el año 1999, en la provincia de Neuquén se encuentra vigente el Decreto N° 2656 en el cual se establecen las normas y procedimientos que regulan la protección ambiental durante las operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos.

Respecto de la gestión del agua de producción, el Art 40 prohíbe el vuelco de aguas de purga a cualquier cuerpo receptor (agua - superficial o subterránea, suelo, caminos, canales, etc.). En este sentido, establece que los residuos de agua de purga deben reinyectarse en su totalidad. Para los proyectos en los que requiera reinyección de agua de purga, se deberá presentar una Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) en la que se garantice que el agua se alojará en formaciones aptas, de manera de evitar contaminar otros estratos. En caso de que algún proyecto se lleve a cabo en yacimientos donde por sus características se produzcan cantidades bajas de agua de formación, la operadora deberá presentar un proyecto alternativo de disposición final del agua ante la Autoridad de Aplicación (AA).

6.3 Composición

El agua de retorno o *flowback* suele tener una compleja composición química. Esto se debe a que el agua inyectada se contamina con elementos presentes en la formación y restos de los químicos utilizados para la gelificación en la fractura. Generalmente, posee mayor gravedad específica que el agua dulce y menor pH. Se caracteriza por altos valores de salinidad y TDS (total de sólidos disueltos). Puede contener concentración importante de

hidrocarburos, sólidos suspendidos, sustancias orgánicas, hierro, calcio, magnesio, boro, silicatos, sílice, y otros compuestos.

Tabla 6. 1: Tabla de agua dulce de diferentes fuentes. (Fuente: SPE 174118)

Fresh Water											
Field		Sample 1	Sample 2	Sample 3	Sample 4	Sample 5	A	B#a	B#b	B#c	C
Water Source Type	Water Requirements	River	River	River	River	River	Well	Well	Well	Well	River
Specific gravity		1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
pH	6 to 8	7.71	8.11	8.03	8.38	7.91	9.14	8.73	8.76	8.71	7.63
Resistivity (ohms-cm)		59.551	3.525	1.012	12.234	37.386	3.331	2.450	2.235	2.618	31.434
Temperature (°C)	15 to 40	24.4	21.0	20.7	19.1	20.9	20.6	19.9	19.6	20.4	20.7
Carbonate (mg/L)	< 600	0	0	0	0	0	0	7.2	9.6	14.4	0
Bicarbonate (mg/L)	< 600	67.1	158.7	268.5	97.6	134.2	278.2	244.1	249.0	258.7	68.3
Chloride (mg/L)	< 30,000	2.0	620.2	80.0	36.0	24.0	348.1	428.2	348.1	372.2	24.0
Sulfate (mg/L)	< 500	7.5	50.0	85.0	36.3	32.5	475.0	650.0	875.0	625.0	12.5
Calcium (mg/L)	50 to 250	1.6	34.7	83.4	32.1	28.1	8.0	1.6	0.0	0.0	19.2
Magnesium (mg/L)	10 to 100	2.0	8.1	17.5	14.6	7.3	1.0	1.0	1.0	1.0	6.8
Barium (mg/L)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Strontium (mg/L)	0.02	1.3	1.2	1.0	0.02	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Total Iron (mg/L)	1 to 20	0.12	0.20	0.10	0.00	0.56	0.17	0.07	0.12	0.05	0.32
Aluminum (mg/L)	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
Boron (mg/L)	0 to 20	0.0	0.2	10.9	0.6	0.02	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Potassium (mg/L)	100 to 500	0.0	2.6	13.3	11.5	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sodium (mg/L)	2,000 to 5,000	24.7	427.7	51.7	1.6	34.2	546.5	682.1	743.4	646.7	12.3
TDS (mg/L)	< 50,000	105	1,302	599	230	262	1,657	2,014	2,226	1,918	11,603
TSS (mg/L)	< 50	2.5	5.6	0.3	0.8	1.1	30.0	16.0	12.0	7.5	143.6

Tabla 6.2: Tabla de análisis de agua de flowback de diferentes pozos (Fuente: SPE 174118)

Flowback and Produced Water									
Field/Well	G#1	A#1	B#1	C#1	D#1	E#1	F#1	B#2	D#2
Water Type	PROD	FB	FB	FB	FB	FB	FB	FB	FB
Specific gravity (SG)	1.136	1.074	1.123	1.143	1.123	1.156	1.099	1.110	1.068
pH	6.48	6.74	5.06	5.25	4.65	4.82	5.59	4.50	6.31
Resistivity (ohms-cm)	0.026	0.067	0.030	0.023	0.024	0.035	0.049	0.040	0.051
Temp (°C)	20.2	26.0	23.0	24.0	24.0	20.7	20.5	20.8	20.0
Carbonate (mg/L)	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0
Bicarbonate (mg/L)	146.4	1,196.0	131.8	107.4	0.0	61.0	329.5	61.0	500.4
Chloride (mg/L)	118,546.8	67,026.5	106,041.9	131,051.8	135,051.8	148,058.5	87,034.4	92,536.5	63,525.1
Sulfate (mg/L)	0.0	10.0	262.5	137.5	100.0	0.0	233.3	265.0	400.0
Calcium (mg/L)	21,643.0	7,134.2	23,406.7	17,955.8	30,781.4	35,671.2	18,036.0	27,655.2	5,210.4
Magnesium (mg/L)	2,140.2	1,702.4	3,988.5	2,723.8	4,669.4	2,432.0	2,918.4	1,216.0	8,755.2
Barium (mg/L)	800	800	0	0	0	1,275	2.5	0	0
Strontium (mg/L)	2,078.0	n/a	2,120.0	4,210.0	3,170.0	2,900.0	385.0	1,000.0	740.0
Total Iron (mg/L)	21.25	575.00	243.75	6.50	150.00	68.00	98.00	196.25	185.00
Aluminum (mg/L)	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.002	0.020	0.002	0.500
Boron (mg/L)	29.8	24.2	10.4	17.2	24.2	15.5	29.2	12.6	5.0
Potassium (mg/L)	2,750.0	250.0	998.0	2,130.0	1,700.0	2,905.0	504.0	1,250.0	562.5
Sodium (mg/L)	45,234.5	32,225.5	34,489.0	59,261.3	40,819.0	47,526.9	29,913.7	24,832.7	18,447.2
TDS (mg/L)	190,562	110,920	171,682	217,584	212,982	237,998	139,070	149,713	97,586
TSS (mg/L)	714.5	163.0	310.4	235.6	240.0	120.0	517.2	194.0	551.7

La calidad total de esta mezcla de agua puede variar de acuerdo a la geología de la formación, así como a la calidad de fluidos inyectados en el tratamiento. Pero incluso en diferentes pozos con el mismo objetivo y con el mismo diseño de fractura, pueden presentar grandes variaciones en la composición del agua producida.

En las tablas 6.1 y 6.2, se ejemplifican análisis fisicoquímicos de agua dulce y diferentes aguas no tradicionales. Se pueden observar la magnitud de los parámetros descritos arriba y la alta variabilidad mencionada.

6.4 Tratamiento inicial del fluido de retorno (*flowback*)

El fluido de retorno que es producido, es tratado inicialmente en locación con una planta móvil, la cual está inscrita en el registro de empresas operadoras de *flowback*, tal como lo estipula la legislación vigente.

Dado que al inicio del proceso el fluido se produce a alta presión y puede contener sólidos no disueltos (principalmente agente sostén y/o sólidos de formación, restos de goma, metal de los tapones, cemento, etc) se hace pasar la corriente a través de un colector de recorte (*debris catcher*), un desarenador, y luego se pasa por un estrangulador (*choke manifold*) para controlar presiones; por último por un separador que puede ser trifásico (petróleo, agua y gas) o tetrafásico (petróleo, agua, gas y sólidos muy finos). El primero es el más común usado en la cuenca neuquina. Los hidrocarburos separados, al igual que el agua, se envían por camión a las plantas de tratamiento de petróleo en donde continúan con el proceso.

Tan pronto como el pozo deja de producir sólidos que pueden dañar las instalaciones de producción (erosión fundamentalmente), el mismo se conecta a través de las líneas de producción a las baterías y a partir de allí se sigue monitoreando producción y todo aquel parámetro que sea requerido o se considere de relevancia.

6.5 Disposición final

A los fluidos de retorno (*flowback*) les corresponden el mismo tratamiento que los restantes fluidos resultantes de las actividades de exploración y producción de los yacimientos convencionales.

Se le realiza un tratamiento con el objetivo de obtener un agua de características similares a las producidas por los pozos convencionales y que pueda ser manejada adecuadamente por las plantas de tratamiento. Luego de tratado, el fluido es transportado por camiones cuya compañía está inscrita en el registro de generadores, transportistas y operadores de residuos especiales.

Podrá ser usada como agua para recuperación secundaria, agua de proceso o eventualmente, si sobra o no tiene otro uso, se inyecta en pozos sumideros los cuales deben cumplir con ciertos requisitos legales descriptos en el Decreto N° 2656.

Los sumideros son pozos de inyección profunda, destinados a inyectar agua residual, en formaciones que poseen las condiciones de entrapamiento estructural y de roca sello, que garantizan la estanqueidad de los fluidos, imposibilitando su vinculación con las aguas subterráneas dulces.

Está terminantemente prohibido el vertido de fluidos en fuentes de agua superficiales o suelo de cualquier tipo.

6.6 Alternativas para su reutilización

La inyección de agua de *flowback* en pozos sumideros de agua salada tiene asociados costos de transporte y disposición final. Reciclar esta agua puede reducir estos costos, y, si se utiliza en remplazo de agua dulce, puede abordar las preocupaciones de la población en lo relacionado a la escasez de agua y los impactos ambientales.

Se analizará la posibilidad de usar agua no tradicional (*flowback* o de retorno), para crear fluidos de fractura, esto dependerá del volumen y calidad de agua requerida (compatibilidad de aguas), entre otros. La variabilidad de calidad del agua producida, dificulta su reuso para fluidos de fractura adecuados.

Los factores más influyentes en el reciclado son:

- Disponibilidad de fuentes de agua próximas a la locación planeada (el transporte de agua es muy caro).
- Requerimientos de tratamientos adicionales previos al agua (costos extra para alcanzar requerimientos).
- Cercanía de planta de tratamiento para disposición final y cercanía de sumideros (transporte de agua de *flowback* puede ser elevado).

Para ello, estas aguas deben alcanzar los parámetros requeridos para el buen funcionamiento de los aditivos y fluidos de fractura. Para lograr esto se tiene las siguientes alternativas:

- ◆ **Utilizarse sin tratamiento previo:** no asegura eficiencia de fluidos, o involucra aditivos muy caros.
- ◆ **Tratar el agua de *flowback* para llegar a especificaciones:** es un proceso muy costoso que requiere instalaciones complejas.
- ◆ **Utilizar mezclas de agua, diluirla en agua dulce:** hay que ser cuidadoso con la compatibilidad de aguas. Al diluirla con agua dulce, aún en bajas concentraciones genera cambios químicos importantes en el comportamiento del fluido (por sus altas concentraciones de contaminantes).

Reciclar el agua residual de fracturas hidráulicas requiere buen entendimiento de las características químicas del agua y como estas interactuaran con los fluidos de fractura.

6.7 Tratamientos

Existen varios tratamientos de diferente complejidad que se pueden realizar: Tratamientos químicos de coagulación, floculación, electrocoagulación, ajuste de pH separación en tanque y filtrado.

Los tratamientos disminuyen visiblemente el contenido de Hierro y TSS pero el contenido de TDS y sal se mantiene alto. Además, el alto contenido de materia orgánica es el principal obstáculo para un tratamiento de coagulación/filtración tradicional redituable.

Para disminuir la concentración de sólidos disueltos se puede realizar un tratamiento de agua en planta de decantación, con membranas ultrafinas que permitan la remoción de sal.

El mayor problema es que el agua de producción contiene trazas de hidrocarburo, que dañan las membranas.

Uno de los principales problemas con el tratamiento de fluido de retorno es la variabilidad en las propiedades. Por esto, es necesario tomar muestras periódicas y realizar ensayos de fluido de fractura con el fin de aplicar las modificaciones necesarias en las concentraciones de aditivos.

6.8 Impacto de agua de mala calidad en fluidos de fractura

Las distintas fuentes presentan variaciones en los iones disueltos. Los principales que afectan la formación de fluidos son la dureza, los niveles de cloruros, sulfatos y hierro.

Al cambiar el agua de fractura, el ajuste de la química de los fluidos de fractura es crítico para un manejo sustentable de agua en el yacimiento. Así la industria se escapa del requerimiento de agua de excelente calidad y reduce el impacto regional de las operaciones.

Los químicos usados en operaciones de fractura son sensibles a ciertos compuestos presentes en el agua usada para preparar los fluidos de fractura, se requiere cierto grado de estabilidad del gel de fractura. La formulación de fluidos de fractura con desempeño reológico aceptable puede ser muy sensible a la calidad del agua. Los impactos adversos y problemas generados por el uso de fluidos de fractura usando agua con iones fuera de los límites recomendados son bien conocidos:

- **Alto de bicarbonatos y carbonatos:** puede dificultar la regulación del pH, resultado en un incremento de la concentración de buffer requerido. Un efecto adicional, observado con bicarbonatos, es un retraso en la acción del gel de entrecruzamiento y una modificación de la adecuada hidratación del gel para varios tipos de fluidos.
- **Alto contenido de Cloruros:** afecta la hidratación y estabilidad del gel de entrecruzamiento.
- **Excesos de Calcio y Magnesio:** pueden evitar la formación de un gel de entrecruzamiento apropiado. En condiciones de pH mayores a 9 ocurre precipitación.
- **Presencia excesiva de hierro:** puede provocar un gel sobre entrecruzado o pérdida de estabilidad térmica en el sistema con entrecruzadores metálicos, acelerando la degradación del polímero. A pH bajos, el hierro puede precipitar.

- **Altos valores de sulfatos:** esto puede provocar que algunos entrecruzadores precipiten. Los bisulfatos pueden evitar la buena hidratación del gel, causan un entrecruzado prematuro, hacen difícil de romper el gel, y aumentan el tiempo de ruptura. También, generan incrustaciones.
- **Presencia de sales de calcio y magnesio:** algunos entrecruzadores son incompatibles.
- **Elevado nivel de sólidos disueltos (TDS):** inhibe la hidratación, causando problemas de entrecruzado y afecta la estabilidad del gel.
- **Altas concentraciones de boro:** es un elemento que se puede encontrar en fluidos de retorno o aguas de producción, las cuales son utilizadas cada vez más para fluidos de fractura. La presencia de este elemento puede provocar que el fluido sea inestable por efecto de sinéresis.

Se ha determinado que el sistema de fluido más sensible a la calidad del agua es el gel entrecruzado. En general, estos fluidos requieren extensos ensayos y trabajo de laboratorio para validar su funcionamiento

Al comparar el desempeño fluido XL generados con agua tratada y con fluidos diseñados para agua diluida, con el referente del fluido generado con agua dulce. Se ve una disminución de la viscosidad en el tiempo (sin ruptor) pero una buena capacidad de trasporte.

El problema generado por la mala calidad del agua de *flowback* se puede resumir en altos contenido de iones o de materia orgánica. Estos producen una restricción en la movilidad de las moléculas del polímero, dificultando su hidratación.

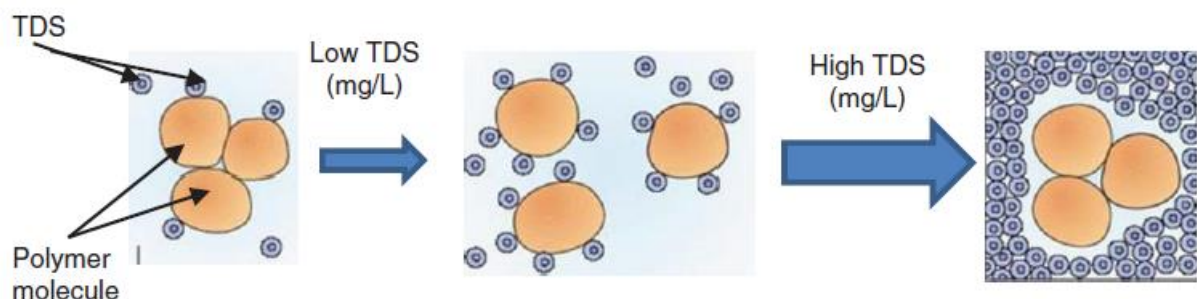


Figura 6. 1: Diagrama de interacción de moléculas de polímero con sólidos y sales disueltas

(Fuente: SPE 179723)

El contenido orgánico (debido a gel de fractura roto) produce una desestabilización de los fluidos gelificados, se piensa se debe a un entrecruzado secundario de las cadenas más cortas de polímero residual en el *flowback*, creando estructuras de polímero más cortas y entrecruzados aleatorios, resultando menor viscosidad inicial y estabilidad.

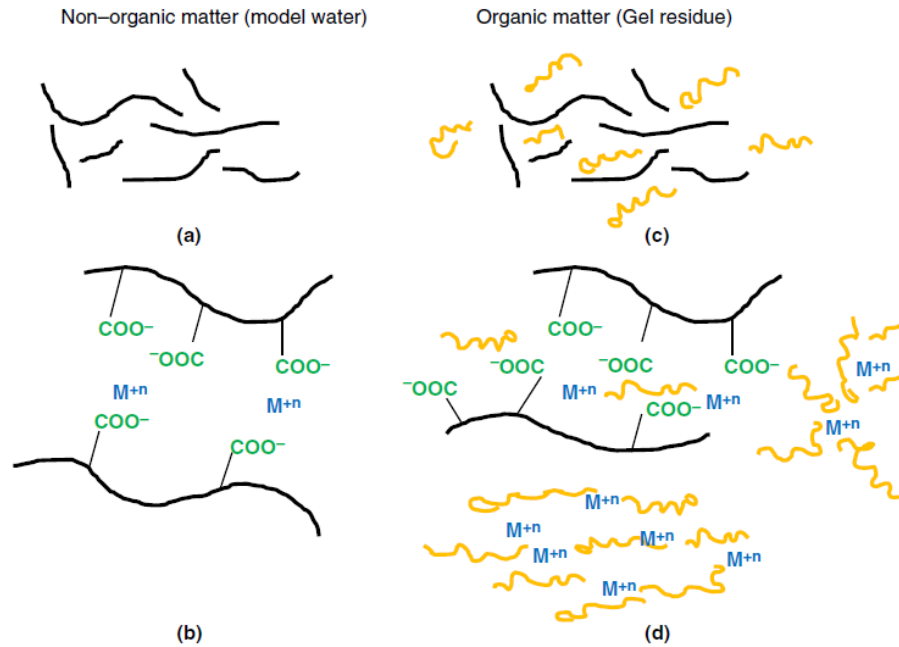


Figura 6. 2: Interacción de entrecruzadores con restos orgánicos (Fuente: SPE 179723)

En estudios realizados con gel de carboxil metil celulosa (CMC) entrecruzado con zirconio, a bajo pH y 200°F: El contenido de materia orgánica mostró picos de viscosidad menores y un decaimiento más rápido de la viscosidad.

Capítulo 7: Operativo

7.1 Introducción

Aunque este trabajo no intenta describir detalles operativos específicos, lo que sigue a continuación arroja una mayor luz sobre el transporte y almacenamiento de fluidos, el orden de las operaciones generales en una fractura hidráulica, e interacciones que se buscan lograr entre la roca y los fluidos que se adicionan mediante las fracturas, como también la posición del agente de sostén.

7.2 Manipulación y consideración sobre almacenamiento de fluidos

Generalmente, los fluidos que se manejan en la locación del pozo, antes y después de la fracturación hidráulica, deben ser almacenados en el sitio y transportados desde la fuente de suministro hacia el lugar de tratamiento y / o eliminación. Los fluidos utilizados para fracturas hidráulicas, y los fluidos de retorno (*flowback*), generalmente se almacenarán en el sitio en tanques o bateas metálicas.

Los aditivos del fluido de fractura deben ser manejados de forma adecuada en el sitio durante todo el proceso. Lo ideal es mezclar los componentes cuando sea necesario.

Almacenamiento en tanques: Muchos operadores utilizan tanques metálicos para almacenar fluidos por inyectar y los producidos por operaciones de fractura en lugar de lagunas artificiales. Estos tanques deben cumplir con los estándares establecidos por normas y/o leyes vigentes en el país, donde la ley de hidrocarburos establece los requisitos que se deben cumplir para estas instalaciones.

7.3 Transporte de fluidos

Antes de iniciar la fractura, generalmente se entregan al sitio (por separado) el agua, el agente sostén y cualquier otro aditivo, conforme a las regulaciones pertinentes. En la mayoría de los casos, el agua se entrega en camiones cisterna que pueden llegar en un período de días o semanas, o a través de cañerías desde una fuente de suministro o instalación de tratamiento / reciclaje.

Para el suministro y la administración del agua, se deben considerar los requisitos y limitaciones vinculadas con el transporte de fluidos. El transporte de agua desde y hacia un sitio puede implicar la inversión de mayores recursos y mayor actividad. Existen distintas estrategias

para gestionar los recursos, mejorar la eficiencia y limitar otros impactos ambientales como ruido, polvo en suspensión, deterioro de caminos y seguridad vial.

Los costos de transporte pueden ser la mayor parte de los gastos vinculados a la administración del agua. Una opción a considerar como alternativa, es el uso de cañerías sobre la superficie, ya sea de forma temporal o permanente. A nivel mundial las empresas operadoras están recurriendo a la utilización de cañerías temporales sobre la superficie para transportar agua a las piletas y a los sitios operacionales. Sin embargo, en muchas situaciones, el transporte de los fluidos asociados a fracturas hidráulicas por esta vía, puede no ser práctico, rentable, o incluso factible.

Cuando los fluidos son transportados en camión, las operadoras considerarán el desarrollo de un plan de transporte por ruta en toda la cuenca, que incluya la cantidad estimada de camiones requeridos, las horas de operación, las rutas y áreas adecuadas para el estacionamiento.

Las consideraciones a tener en cuenta para la organización del transporte de grandes volúmenes de componentes de fluido de fractura son:

- Evaluar la selección de rutas para maximizar la eficiencia del conductor y la seguridad pública;
- Evitar las horas de mayor tráfico, horarios de micros escolares, eventos comunitarios, y horarios nocturnos;
- Coordinar con las agencias locales de manejo de emergencias;
- Actualizar y mejorar las rutas que se utilizarán con frecuencia hacia y desde muchos sitios operacionales;
- Avisar con anticipación al público en general de cualquier desvío necesario o cierre de carriles;
- Garantizar estacionamiento adecuado fuera de la ruta y áreas de entregas en el sitio.

En la locación se encuentra el abastecimiento de agua en piletas y de arena en tolvas. Es importante tener los volúmenes necesarios para la fractura

7.4 Descripción del proceso de fractura hidráulica

A medida que el fluido se bombea hacia una formación permeable, se genera un diferencial de presión entre la presión del pozo y la presión original del reservorio. Con el aumento del caudal, el diferencial de presión causará tensiones que excederán la tensión necesaria para

romper la roca y se formará una fractura. Luego se bombeará algún agente de sostén, hacia la fractura y finalmente se libera la presión. La fractura permanecerá abierta, siempre que el agente de sostén sea más fuerte que las fuerzas que intentan cerrar la fractura.

El proceso requiere bombear un fluido altamente viscoso en el pozo a alto caudal y presión. Esto requiere mucha potencia, razón por la cual, el proceso generalmente involucra camiones grandes o patines con enormes motores diesel y bombas masivas. Una bomba de fractura típica tendrá una potencia de 700 a 2700 caballos de fuerza hidráulica (HHP).



Figura 7. 1: Vista aérea de distribución en planta

Cada intensificador (A) está conectado a tres bombas de fractura (B), que están bombeando el fluido de potencia. El fluido de potencia es manejado por la unidad de potencia (C). Los intensificadores están montados en un colector (D). Hay que tener en cuenta que, si bien hay tres intensificadores y 9 bombas de alimentación de fluido en la ubicación, también hay otros dos bombeos de fractura (E) instalados hasta la línea de fondo de pozo para proporcionar más potencia. En la actualidad no se usan los intensificadores

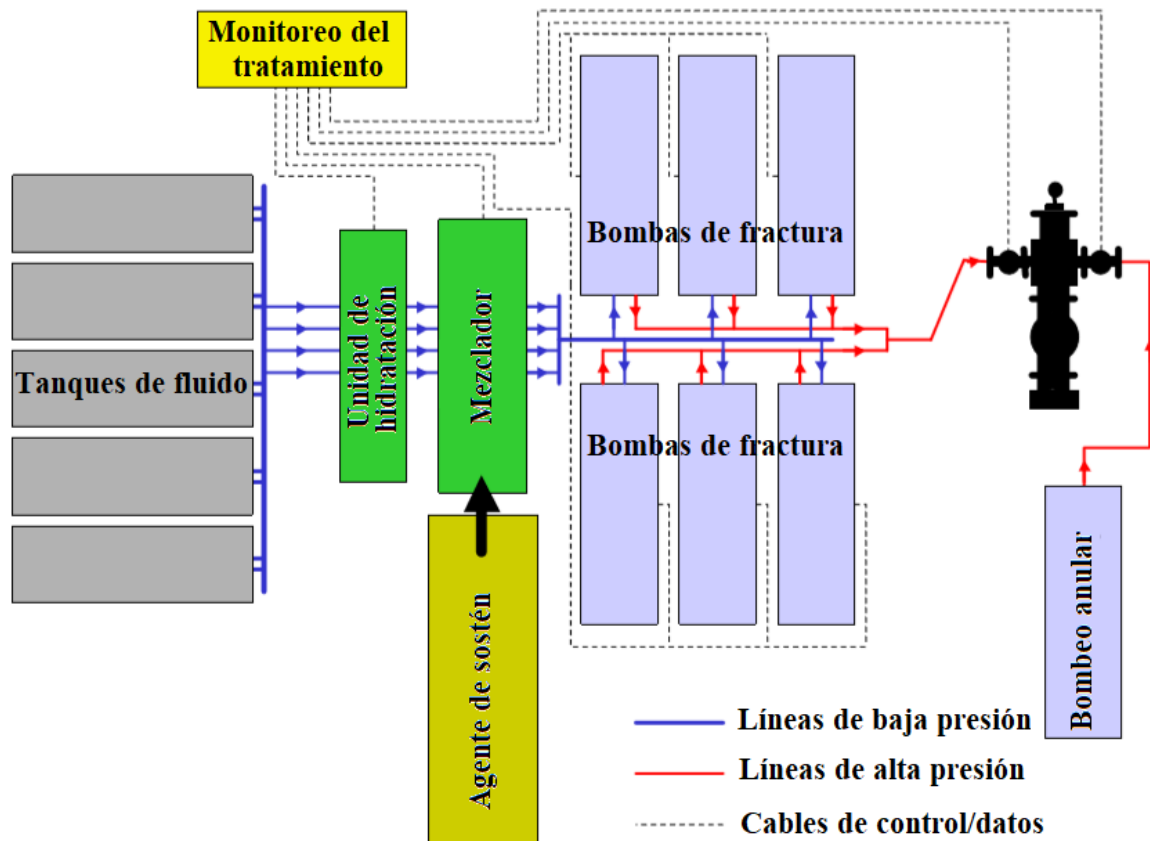


Figura 7. 2: Esquema general de equipos de fractura en planta

Al iniciar una etapa de fractura, lo primero que se hace es bajar un tapón para aislar el proceso de la etapa anterior. Luego se punza para conectar el pozo con la formación, estas dos operaciones suelen realizarse con *slickline* en la misma maniobra operativa. Como el pozo es horizontal se empuja el conjunto de fondo (*bha*, que contiene tapón y cañones) con un bombeo a bajo caudal, este fluido ingresa en la fractura anterior, por lo que es importante no sobrepasar el caudal máximo para no generar un daño irreparable. Una vez ubicado en la profundidad objetivo, se asienta el tapón y se detonan los cañones en la carrera ascendente.

El tapón tiene la particularidad de tener un orificio, que permite el paso de fluido, la función del mismo es, en el caso de que ocurra una contingencia y se tenga que volver a bajar el *bha*, que permita el flujo. Lo primero que se hace al iniciar la fractura es bombear una bola, que encaja en un asiento en el agujero del tapón, así, se aísla completamente de la etapa anterior.

Se comienza el tratamiento con el bombeo de un bache ácido, cuya función es limpiar los punzados para asegurar la mayor cantidad de agujeros aportando fluido a la formación.

El agua ingresa en la unidad de hidratación, donde se agrega la goma guar. El recipiente tiene unos compartimientos conectados que le dan al fluido un tiempo de residencia necesario para asegurar la hidratación. El circuito sigue por el mezclador (*blender*), donde se le adiciona el agente sostén y los aditivos al fluido. El mezclador es el equipo que se encarga de mezclar fluidos de fractura de diferentes densidades de arena según la tecnología utilizada.

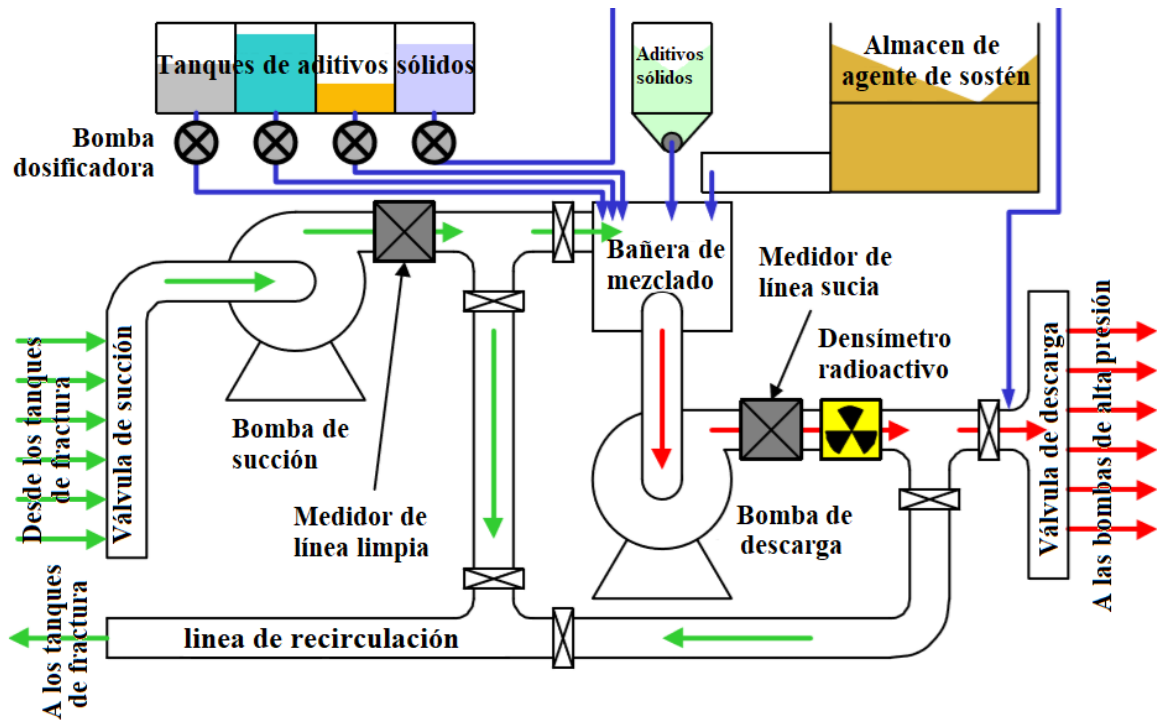


Figura 7. 3: Diagrama genérico de un mezclador

La mezcladora realiza las siguientes tareas:

- i) Tanques de pre-gelificación.
- ii) Mezcla de líquidos y aditivos secos en la línea.
- iii) Mezcla de agente de sostén en línea.
- iv) Suministro de sobrecarga para las bombas de alta presión.
- v) Medición y registro de una variedad de parámetros críticos del trabajo.

Al bombear el tratamiento, el equipo de fractura se puede configurar para gelificar los tanques de fractura antes del tratamiento (de modo que todos los fluidos se preparen de antemano) o sobre la marcha (en la línea).

Se comienzan a realizar etapas consecutivas de concentración incremental de agente sostén. El agente sostén debe almacenarse en la ubicación, listo para su uso. Debe mantenerse limpio y seco, y entregarse a la mezcladora de manera suave y rápida. Hay dos métodos principales para garantizar un flujo suave del agente desde la bandeja de almacenamiento hasta

la mezcladora. El primer método es usar un sistema de alimentación por gravedad, que se basa en que el agente se almacene en un recipiente que es más alto que la tolva de la mezcladora. El segundo método es usar un sistema de transportador para mover el agente desde el *contenedor o dumper*, a la tolva de la mezcladora. Este método se usa normalmente en trabajos de fractura más grandes, ya que usualmente no hay espacio suficiente alrededor de la tolva de la mezcladora para que todos los recipientes se coloquen.

Para crear la fractura, se suele bombear primero una etapa de líquido conocida como agua resbalante (*slickwater*). El agente de sostén se puede empezar a bombear con este líquido o gel lineal dependiendo del diseño de fractura y la concentración de agente programada. En un diseño de fractura típico, primero se bombea *slickwater* hasta que se empieza a agregar agente sostén, en este momento, se agregan aditivos para generar un gel lineal que permita transportar mayores concentraciones de agente.

Las últimas etapas, se llevan a cabo con gel entrecruzado con alta capacidad de transporte de agente de sostén. Al llegar a la última concentración de arena se comienza a desplazar el tratamiento con *slickwater*, el desplazamiento se realiza hasta primer punzado, teniendo en cuenta el volumen en pozo, más un volumen ya calculado previamente y un volumen decidido de sobredesplazamiento. Para la fractura, un sobre desplazamiento es pernicioso. Pero por el peligro de pesca redundante de la operación, es un sacrificio que se toma para asegurar la continuidad de la operación.

Capítulo 8: Caso de Estudio

8.1 Introducción

Una operadora de la zona realizó la completación de una locación (*pad*) en la zona este de la provincia de Neuquén. Se trata de 4 pozos horizontales, con objetivo en la formación Vaca Muerta, en la zona gasífera del yacimiento.

Se buscó inyectar un porcentaje del fluido de retorno (*agua de flowback*) con el objetivo de disminuir el uso de agua dulce (reducción de costos de transporte asociado) y disminuir costos de transporte y disposición final del agua de *flowback*. En esta primera etapa del proyecto de inyección de agua de *flowback* se alternaron etapas 100% de agua dulce con etapas de mezcla de aguas, lo que permite identificar el efecto producido por el uso de mezcla de aguas en el tratamiento.

8.2 Diseños de fractura

En general se pueden reconocer diferentes diseños de fractura dependiendo el objetivo buscado. Al comparar las operaciones realizadas en la formación Vaca Muerta se pueden observar las diferencias de diseño según los objetivos (gas o petróleo) de la formación. Se puede resaltar el mayor volumen de agua utilizado por etapa correspondiente a los pozos de gas, usando en promedio 1300m^3 de fluido por etapa para los pozos petrolíferos y 2200m^3 de fluido para los pozos gasíferos por etapa.

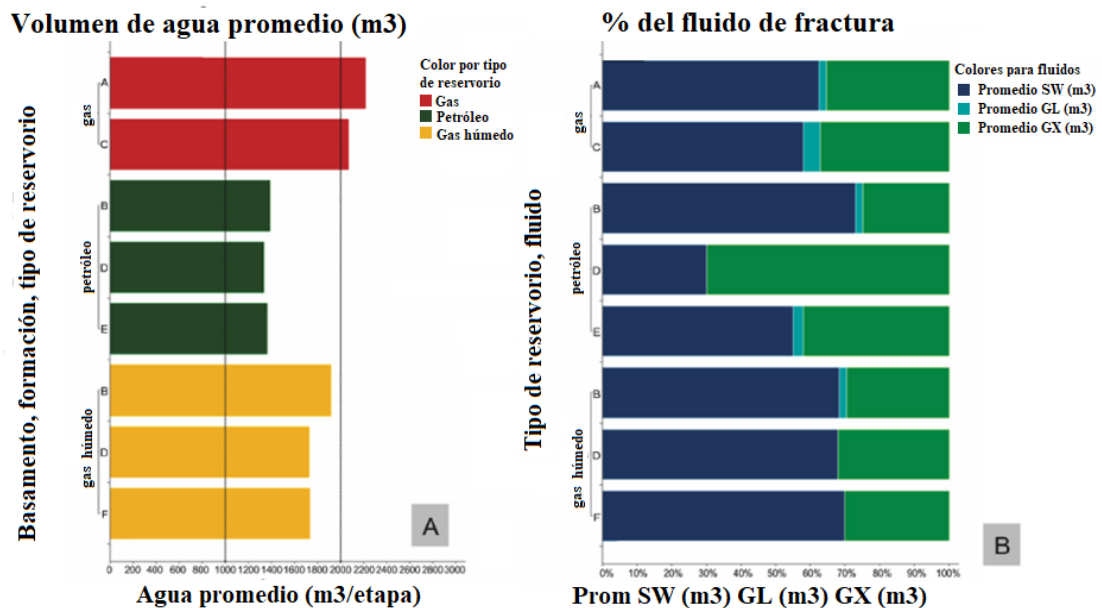


Figura 8. 1: (A) Volumen promedio de agua por etapa (m^3); (B) Porcentaje basado en tipo de fluido de fractura (Fuente: SPE 174118)

Los pozos estudiados es este caso, se llevaron a cabo en la zona gasífera de la formación. El diseño de fractura se explicará más adelante, pero se pueden comparar con esta información en las siguientes figuras.

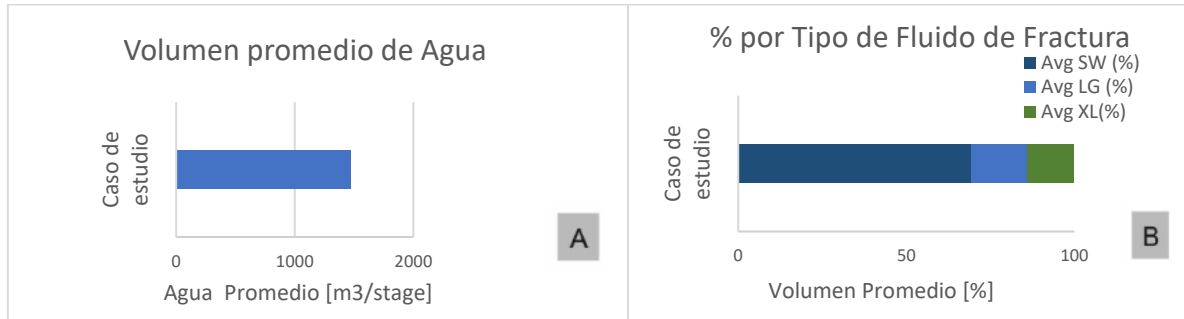


Figura 8. 2: Diseño de pozos del caso de estudio.
(A) Volumen promedio de agua por etapa (m^3); (B) Porcentaje basado en tipo de fluido de fractura

8.3 Producción de fluido de retorno

Particularmente en la formación Vaca Muerta se ve una variación de producción de agua en función del hidrocarburo que produce en esa zona.

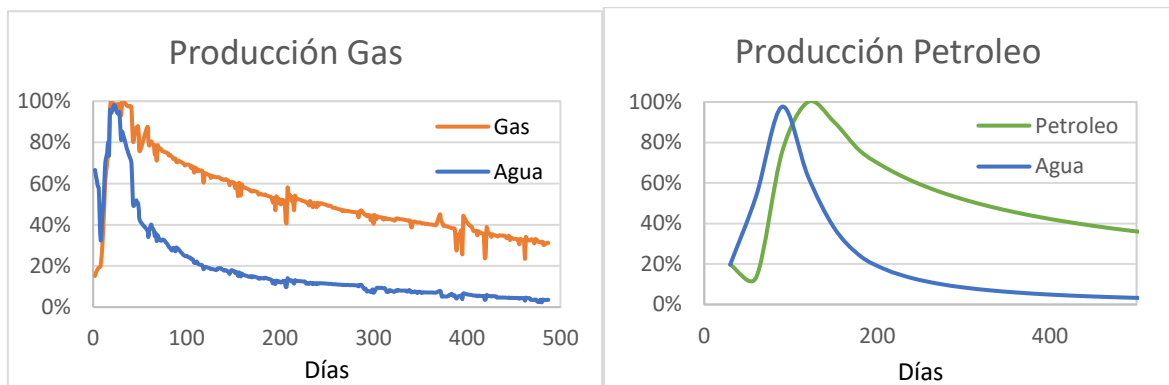


Figura 8. 3: Gráficos de producción estándar de pozos de la Fm. Vaca Muerta en la zona gasífera y petrolífera respectivamente.

Se ve que los pozos de gas presentan el pico de producción más temprano que los pozos de petróleo, y decae la producción de agua más rápido. Además, tienden a devolver menor porcentaje del agua inyectada que los pozos de petróleo.

8.4 Terminación de pozo

Pozos por locación: 4 pozos

Profundidad vertical promedio: 1740m

Tubería de aislación: Acero de 5 in. P110. 21,4 lb/ft

Técnica aplicada para el punzado: Método plug and perf

8.5 Diseño de fractura

Sistema de Fluidos: *Slickwater* (70%); *Gel Lineal* (16%) y Gel entrecruzado (12%) con carga de gel 20 pptg (libras de polímero cada 1000 galones de agua)

Agente Sostén: Arena Natural #100; Arena Natural #30/70 y Cerámico #30/50

Caudal de fractura: 70 bpm (barriles por minutos)

Máxima concentración de agente sostén: 3,5 ppa (libras de arena cada galón de agua)

8.6 Base de los fluidos de fractura

En el diseño de fractura el fluido más crítico a ser evaluado es el gel entrecruzado, por esto se decidió solo utilizar el agua de mezcla en el sistema de fluido de agua suavizante (*Slick Water*) y en el gel lineal. En ensayos de laboratorio, el reductor de fricción tradicional mostró buenos resultados con dicha mezcla de agua no convencional. Se realizaron etapas 100% de agua dulce y otra con mezcla de aguas, lo que nos permite comparar comportamientos anómalos por su uso.

En locación el fluido de retorno, o agua de flowback, se almacenó en una de las piletas de agua. Este fluido fue transportado en camiones exclusivos para este fin, con el objetivo de evitar la contaminación de agua dulce.

La única manera de controlar el caudal que se inyectaba era con una válvula manual. Por este motivo se desconoce el caudal real de este fluido a cada momento, pero se reportaron los periodos en los que se inyectó agua de *flowback* y su volumen final inyectado.

8.7 Análisis de Laboratorio

Análisis de agua dulce

Se tomaron muestras del agua dulce utilizada como base para los fluidos. A la misma se le realizaron ensayos básicos fisicoquímicos. Los resultados fueron:

Densidad:	1012 mg/l
Dureza:	220 mg/l
Alcalinidad:	220 mg/l
Sulfatos:	200 mg/l
Cloruros:	1450 mg/l
Hierro total:	0,3 mg/l

Análisis Agua de *Flowback*

Se tomaron muestras del agua de *flowback* utilizada. A la misma se le realizaron ensayos fisicoquímicos completos. Los resultados obtenidos se expresan en la siguiente tabla:

Tabla 8. 1: Análisis fisicoquímicos realizados a agua de *flowback*

DETERMINACIONES	UNIDAD	RESULTADO	METODO	Posicion del contrato
pH	----	5,97	S.M.4500 H-B	280
DENSIDAD a 26,5 °C	gr/cm3	1,062	ASTM D-1429-86	1330
TEMPERATURA	°C	26,50	S.M.4500 H-B	280
CONDUCTIVIDAD a 25 °C	µS/cm	111500,0	S.M.2510-B	300
RESISTIVIDAD a 25 °C	Ω/m	0,090	Calculado	no tiene
CO ₂	mg/lt.	193,60	S.M. 4500 CO2	770
CLORUROS	mg/lt.	54183,20	S.M. 4500 Cl-B	280
SULFATOS	mg/lt.	< 1	S.M. 4500 SO4 -E	280
CARBONATOS	mg/lt.	< 0,1	S.M. 2320 B	280
BICARBONATOS	mg/lt.	439,20	S.M. 2320 B	280
CALCIO	mg/lt.	11222,40	S.M. 3500 Ca - D	280
MAGNESIO	mg/lt.	1215,00	S.M. 3500-Mg -E	280
SODIO	mg/lt.	19293,51	Calculado	280
HIERRO TOTAL	mg/lt.	191,00	S.M. 3500 Fe -D	280
HIERRO FERROSO	mg/lt.	183,00	S.M. 3500 Fe -D	390
HIERRO FERRICO	mg/lt.	8,00	S.M. 3500 Fe -D	390
BARIO	mg/lt.	280,00	HACH 8014	280
POTASIO	mg/lt.	985,00	S.M. 3500 K -B	280
TOTAL SOLIDOS DISUELTOS (CALC.)	mg/lt.	87809,31	Calculado	420
TOTAL SOLIDOS EN SUSPENSION	mg/lt.	110,00	S.M. 2540 -D	800
DUREZA TOTAL (CO ₃ Ca)	mg/lt.	33026,40	S.M. 2340 -C	340
DUREZA CALCICA (CO ₃ Ca)	mg/lt.	28056,0	Calculado	340
DUREZA MAGNESICA (CO ₃ Ca)	mg/lt.	4981,5	Calculado	340
ALCALINIDAD a pH 4.5	mg/lt.	360,1	Calculado	280
HIDROCARBUROS TOTALES	mg/lt.	433,0	Espectrofotometro	580
SOLIDOS SEDIMENTABLES EN 10 MINUTOS	ml/l	2,50	Cono de Himhoff	490
SOLIDOS SEDIMENTABLES EN 2 HORAS	ml/l	5,00	Cono de Himhoff	490

Ensayo reológico

Con las muestras de agua dulce se formularon en laboratorio los fluidos de fractura y se realizaron los siguientes ensayos reológicos.

Gel lineal

pH: 8,42

Viscosidad alcanzada a 4 minutos: 13,4 cP

Gel reticulado

pH: 10,56

Tiempo de vortex: 60 seg

Ensayo de ruptura: Para realizar este ensayo primero se debe determinar la temperatura de fondo de trabajo: por el efecto de enfriamiento luego del 60% del tratamiento se puede suponer una Temperatura de 100°F. Además se debe calcular el tiempo de transito del fluido desde la cabeza de pozo hasta los punzados, para este fin se utiliza el caudal de diseño de la fractura y la longitud del pozo. El resultado ronda los 45 minutos. Es indispensable que el fluido entrecruzado mantenga sus cualidades por lo menos por este periodo de tiempo.

Los criterios de viscosidad utilizados para el ensayo fueron:

- Transporte: 45 min $\mu > 200\text{cP}$ a 40 seg^{-1} .
- Ruptura: 55 min $\mu < 50\text{cP}$ a 100 seg^{-1} .

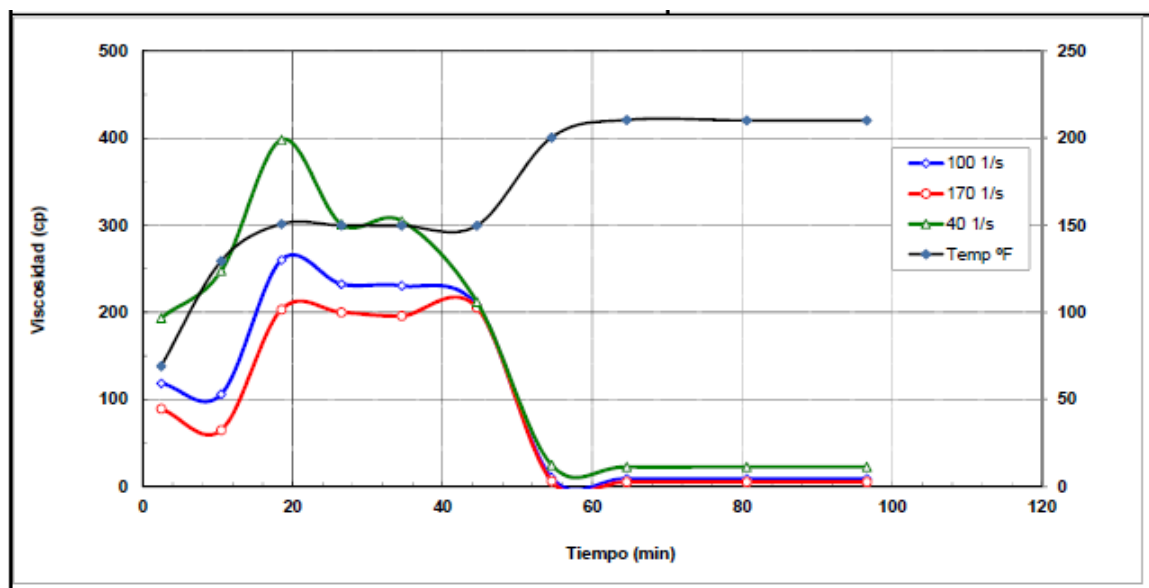


Figura 8. 4: Resultado ensayo de ruptura del gel reticulado

8.8 Estudio de cartas de fractura

Para el estudio detallado de presiones y fluidos bombeados fueron elegidas entre los pozos 2 etapas con las siguientes características: ser consecutivas, una realizada con 100% de agua dulce, utilizada como referencia, la otra realizada con los fluidos mezcla de aguas (agua dulce y agua de *flowback*), utilizada para estudiar los efectos adversos de este fluido base.

8.8.1 Etapa 100% agua dulce.

Primero se realizó el estudio de la etapa realizada 100% de agua dulce. Los resultados serán utilizados como base de referencia para el comportamiento típico.

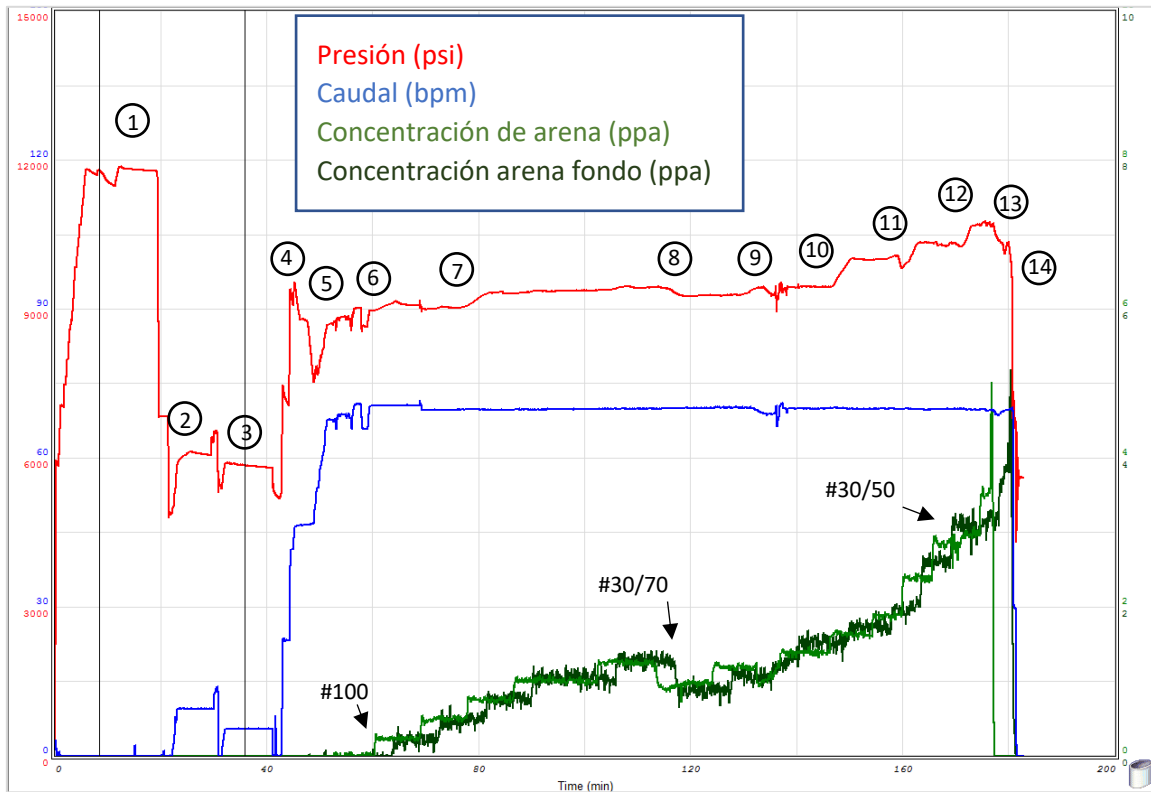


Figura 8. 5: Carta operativa de la etapa realizada con 100% de agua dulce

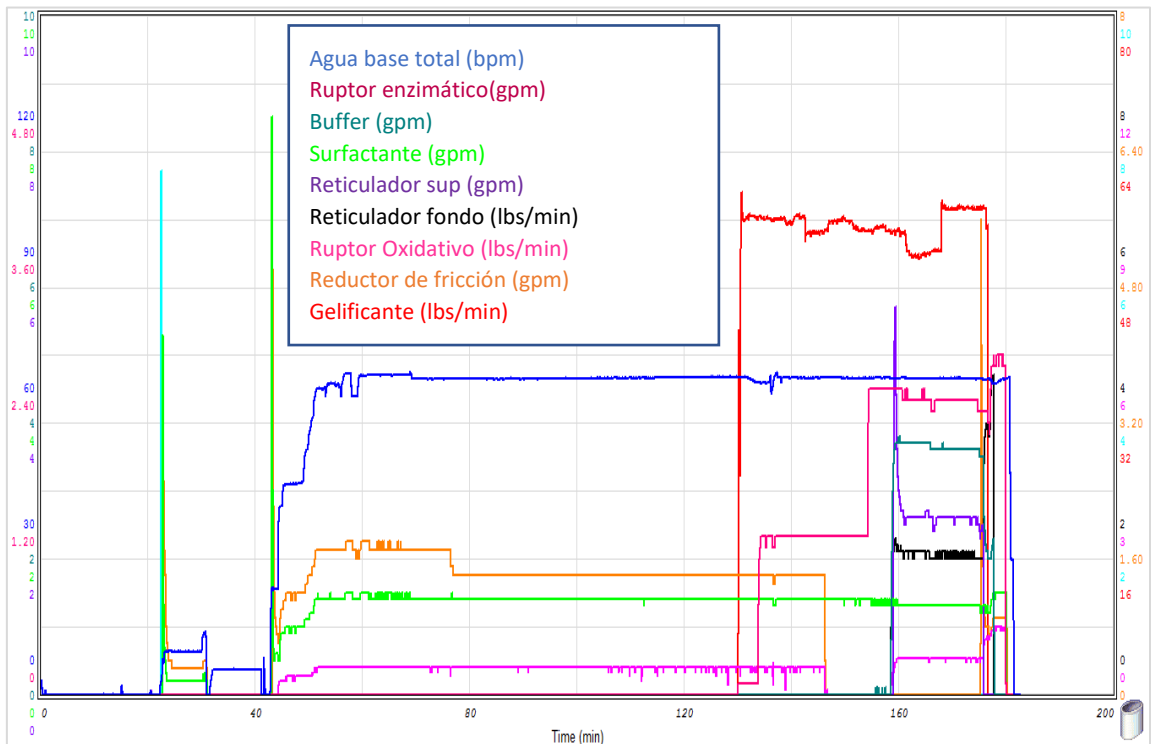


Figura 8. 6: Carta de aditivos de la etapa realizada 100% de agua dulce

Análisis de presiones

1) En este punto de la carta se puede ver las pruebas de línea que se realizan antes de comenzar la fractura.

2) El primer bombeo es el correspondiente a la bolita. Se realiza a bajo caudal porque se está interfiriendo la fractura anterior. Cuando la bolita llega al asiento del tapón, se aísla de la etapa anterior y se evidencia con un incremento de presión. Se realiza un leve aumento de caudal para verificar asentamiento.

3) El segundo bombeo se trata del bache ácido, la función del mismo es limpiar los punzados, disminuir las pérdidas de carga de punzados y asegurar que el fluido pase a través de la mayor cantidad de orificios posible.

4) Se comienza a subir caudal escalonadamente hasta alcanzar los 45 bbl/min. Se distingue la presión de ruptura, luego la presión se estabiliza brevemente y cae cuando el ácido ingresa en los punzados.

5) Se alcanza caudal de fractura con pequeños altibajos de bombas, se trata de pequeños problemas operativos usuales durante un tratamiento de este tipo.

6) Se comienza a bombear agente sostén y se aprecia un leve aumento de la presión. En parte, esto se debe a que se produce un aumento de pérdidas de carga por fricciones, aunque la nueva hidrostática también intervenga.

7) Se disminuye la concentración del reductor de fricción. Durante el tiempo que el fluido llena el volumen de pozo se ve un aumento de la presión que luego se estabiliza.

8) Por diseño, al cambiar de granulometría de agente sostén se realiza una disminución de la concentración del mismo. El resultado de este cambio es una disminución de la presión por la disminución de la columna hidrostática.

9) Se realiza el cambio a gel lineal lo que genera un pequeño aumento de la presión por las nuevas pérdidas de carga generadas. Se produce una variación en el caudal lo que impacta directamente sobre la presión, pero luego se estabiliza la presión.

10) Se corta el bombeo de reductor de fricción y se ve el aumento de presión generado por el aumento de las pérdidas de carga consecuentes. Cuando la tubería se llena con el nuevo fluido la presión se estabiliza.

11) En ese momento ocurren 2 eventos consecutivos: se cambia el fluido a gel reticulado y se aumenta un escalón de agente sostén más grande del que venía llevándose. Esto produce un aumento de la columna hidrostática pero también aumenta las pérdidas de carga por el aumento de la concentración de agente sostén. La presión se estabiliza y no se ven mayores alteraciones cuando esta nueva concentración llega a fondo.

12) Se cambia al último tipo de agente sostén planificado. Este, además de ser de mayor granulometría, es de un material diferente a los anteriores: cerámica. Se genera un reajuste de presión con una nueva presión hidrostática y las pérdidas de carga ocasionadas por este nuevo fluido y luego se equilibra.

13) Se alcanza la concentración final y se desplaza agente sostén dentro de la cañería con *slickwater*. Se esperaba que con la disminución de la columna hidrostática (paso de ser gel reticulado con alta concentración de agente sostén a prácticamente agua) se vea un aumento de la presión. Pero se genera una disminución de presiones por un efecto desconocido.

14) Finaliza el tratamiento, se corta el bombeo y la presión cae hasta generar un golpe de ariete donde se puede determinar la ISIP (Presión de cierre instantánea).

Características del tratamiento

- ✓ Caudal promedio: 69,1 bpm
- ✓ Presión promedio: 9540 psi
- ✓ Presión máxima: 10749 psi
- ✓ Volumen total de fluido limpio bombeado: 1430 m³
- ✓ Volumen total de arena bombeado: 93,9% del volumen teórico
- ✓ Concentración máxima de agente sostén en fondo: 3,5 ppa

Se pudo alcanzar todos los valores de diseño sin inconvenientes, se puede decir que fue un tratamiento exitoso.

Distribución de volúmenes totales bombeados

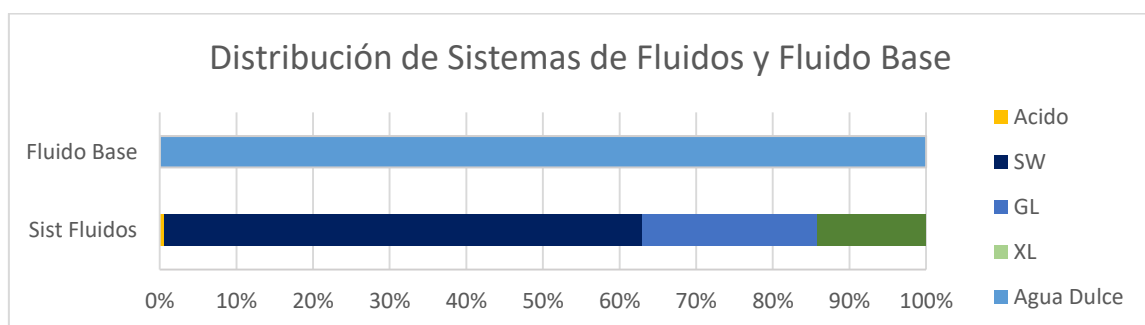


Figura 8. 7: Distribución de fluido utilizado como base para la formulación de fluidos de fractura y distribución porcentual de los fluidos utilizados durante la etapa 100% de agua dulce

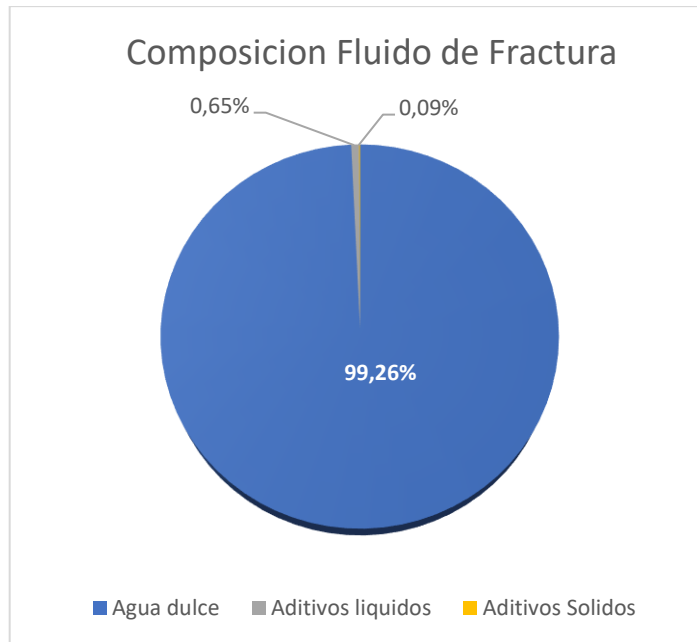
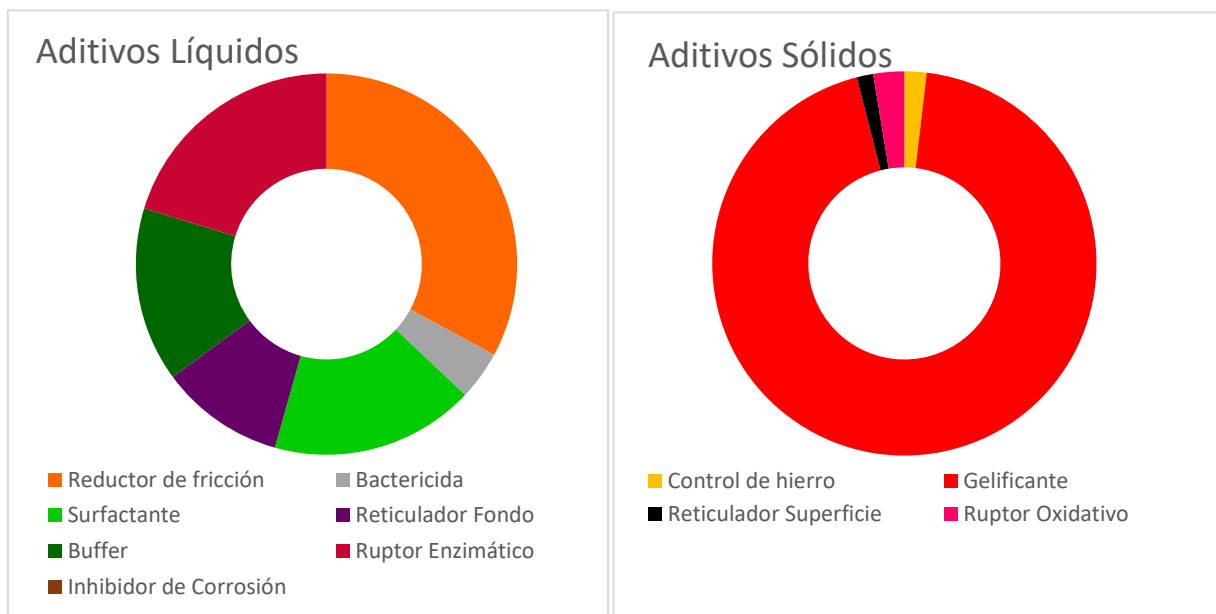


Figura 8. 8: Distribución de fluido base y aditivos utilizados durante la etapa 100% de agua dulce

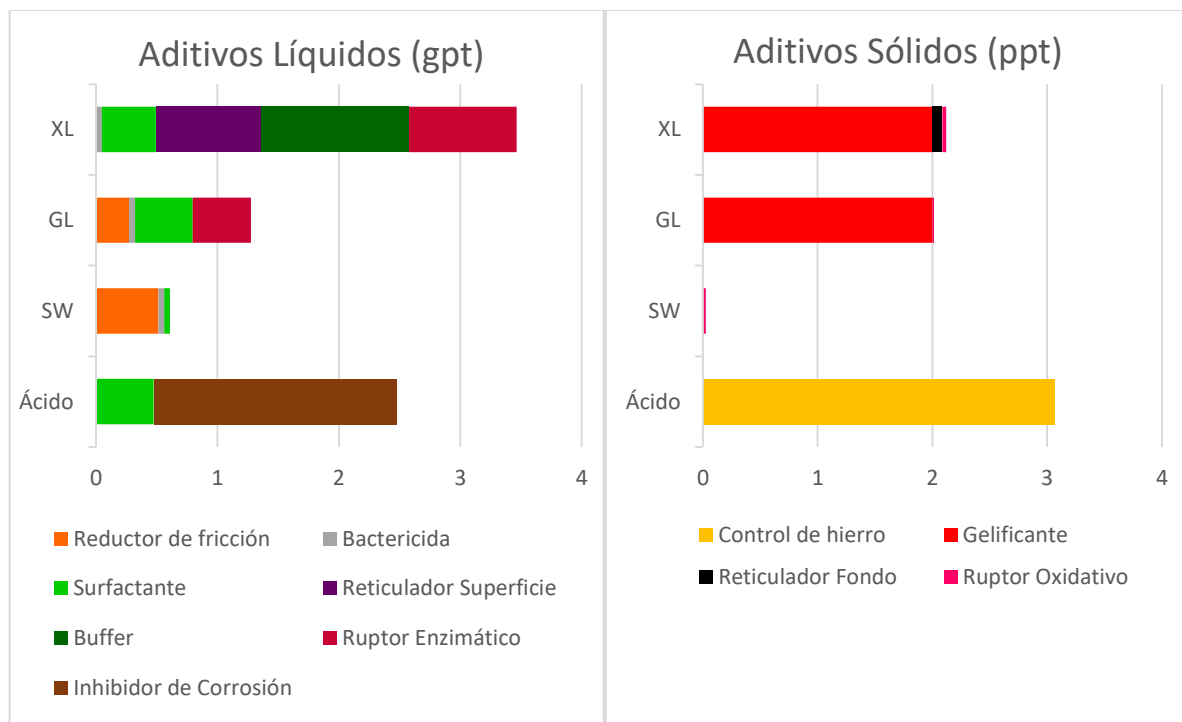


Figuras 8. 9: Distribución de aditivos utilizados durante la etapa 100% de agua dulce.
Líquidos y Sólidos respectivamente

Se puede ver que los aditivos no llegan ni al 1% del volumen total bombeado. Además de los aditivos líquidos que se agregan, el de mayor volumen es el reductor de fricción, y de los aditivos sólidos el principal es el gelificante (goma guar).

Concentración de aditivos por fluido

En los siguientes gráficos podemos ver las concentraciones de aditivos divididas por fluido. El gel entrecruzado es el sistema más complejo, por tener la mayor cantidad de aditivos agregados. También se ve que la concentración de surfactante se mantiene constante en toda la fractura, así como la concentración de bactericida que acompaña al agua. El bache de ácido, a pesar de ser un pequeño volumen de la fractura, tiene altas concentraciones de aditivos. Esto se debe a los problemas que puede generar, y es la mejor manera de prevenir futuros problemas.



Figuras 8. 10: Distribución de aditivos utilizados durante la etapa 100% de agua dulce, Líquidos y Sólidos respectivamente divididos por fluido de fractura

8.8.2 Etapa Mezcla de aguas.

Cualquier comportamiento alejado los resultados obtenidos en la etapa ya descrita, se considerará como consecuencia por el uso de otro tipo de fluido base para la fractura.

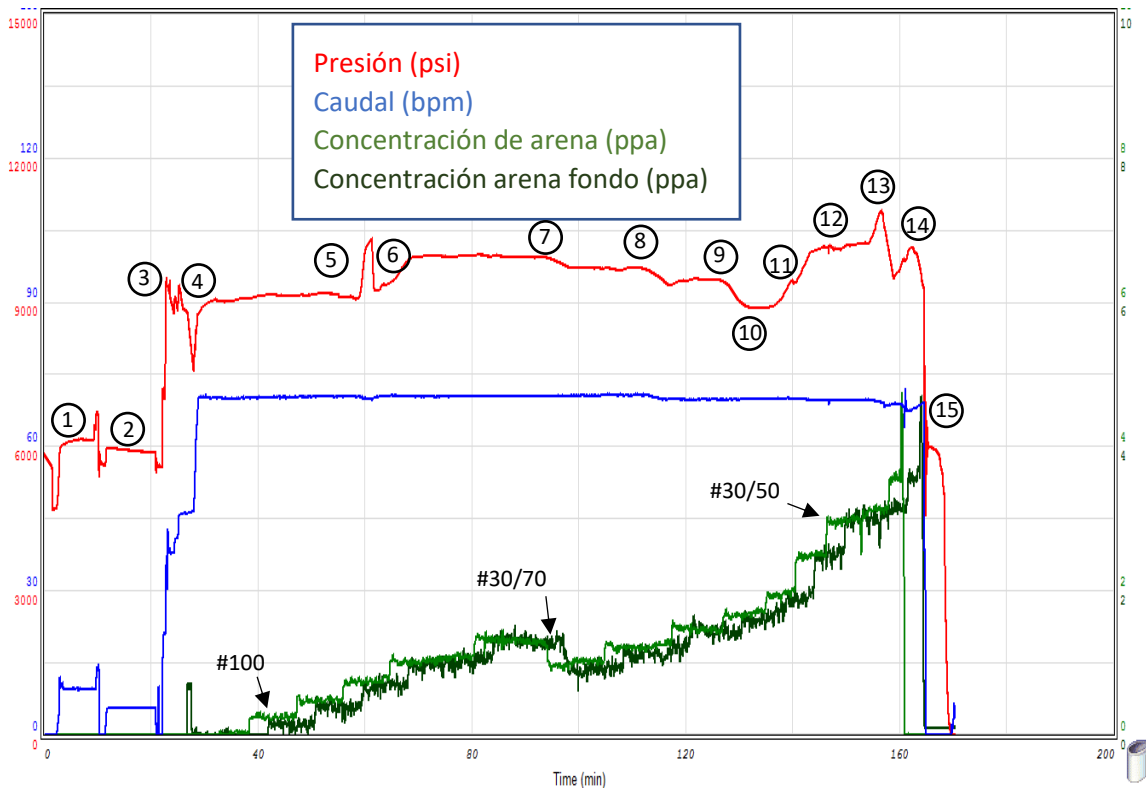


Figura 8. 11: Carta operativa de la etapa realizada con mezcla de aguas

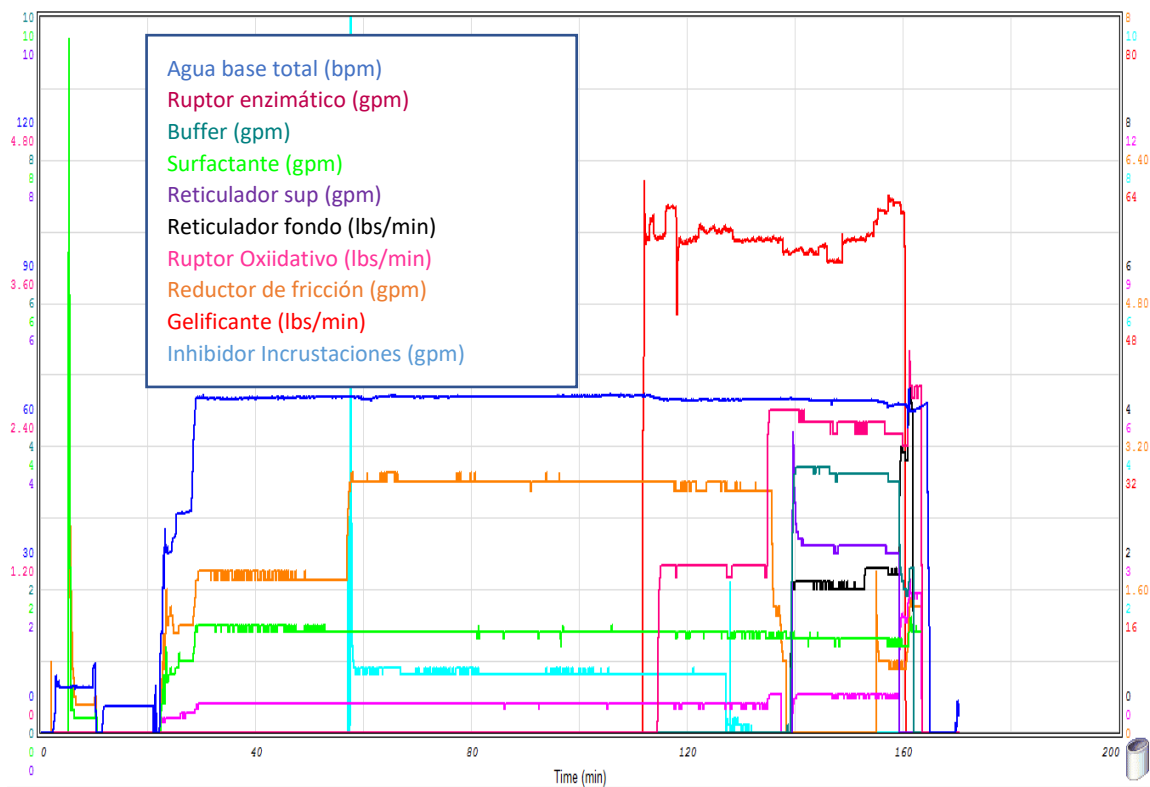


Figura 8. 12: Carta de aditivos de la etapa realizada con mezcla de aguas

Análisis de presiones

1) El primer bombeo que se observa en la carta es el correspondiente a la bolita, que encaja en el tapón aislando la etapa anterior. Cuando se ve la subida de presión se realiza una pequeña subida de caudal para asegurar su asentamiento.

2) El segundo bombeo es el del bache ácido, la función del mismo es limpiar los punzados para aumentar la cantidad de punzados que permiten el paso del fluido.

3) Se levanta caudal hasta 45 bbl/min, se aprecia presión de ruptura.

4) Se ve una caída de presión debida a ingreso de ácido en los orificios, disminuyendo las pérdidas de carga en punzados.

Luego de eso se alcanza caudal de diseño (70bbl/min) sin problemas y se comienza a escalar la concentración de agente sostén.

5) Se comienza la inyección de agua de *flowback* al sistema, y con ella, un aumento de la concentración del reductor de fricción y un aditivo extra, el inhibidor de incrustaciones. Se distingue un pico de presión pero se controla.

6) Se ve un aumento de la presión. Se le puede atribuir a las pérdidas generadas por el extra de fricciones en tubería debidas al nuevo fluido. Una vez completado el pozo con el nuevo fluido, la presión se mantiene constante.

7) Por diseño, al cambiar de granulometría del agente se planeó una reducción de la concentración del mismo. Se observa una leve reducción de la presión por el tiempo de un volumen de pozo debido al juego de presiones entre la nueva columna hidrostática y el cambio de fricciones en la tubería.

8) Se comienza a bombear gel lineal, este fluido más denso genera una disminución de la presión hasta que el fluido llena el volumen de pozo. A partir de ese momento, la presión se vuelve a estabilizar.

9) Finaliza el bombeo de agua de *flowback* y se mantiene gel lineal como fluido. Se puede apreciar claramente la disminución de la presión hasta que el nuevo fluido llena el pozo. Este extra de presión es debido a las pérdidas de carga adicionales que genera el fluido sucio (mezcla de agua dulce con agua de *flowback*) al sistema.

10) Se detiene el bombeo de reductor de fricción, e inmediatamente se observa un aumento de la presión debido al aumento de pérdidas de carga en la tubería.

11) Se cambia el fluido a gel entrecruzado, las presiones se vuelven a acomodar para la nueva columna hidrostática y las nuevas pérdidas de carga. Luego, se estabiliza.

12) Se cambia nuevamente de tipo de agente sostén, se utiliza cerámico en mayor concentración, pero apenas se evidencia un impacto en la presión

13) Antes de llegar a la última concentración de agente sostén, se evidencia un aumento abrupto de la presión. Se inicia nuevamente el suministro de reductor de fricción al fluido y se controlan las presiones.

14) Se desplaza la arena dentro de la tubería con *slickwater*, el cambio de la columna hidrostática genera un aumento esperado de la presión. Se sobre desplaza un numero de barriles predefinido.

15) Finaliza el tratamiento, se detiene el bombeo. Se genera un golpe ariete.

Características del tratamiento

- ✓ Caudal promedio: 69,9 bpm
- ✓ Presión promedio: 9760 psi
- ✓ Presión máxima: 10862 psi
- ✓ Volumen total de fluido limpio bombeado: 1495 m³
- ✓ Volumen total de arena bombeado: 100% del volumen teórico
- ✓ Concentración máxima de agente sostén en fondo: 3,5 ppa

Se alcanzaron todos los valores de diseño sin inconvenientes, se puede decir que fue un tratamiento exitoso.

Distribución de volúmenes totales bombeados

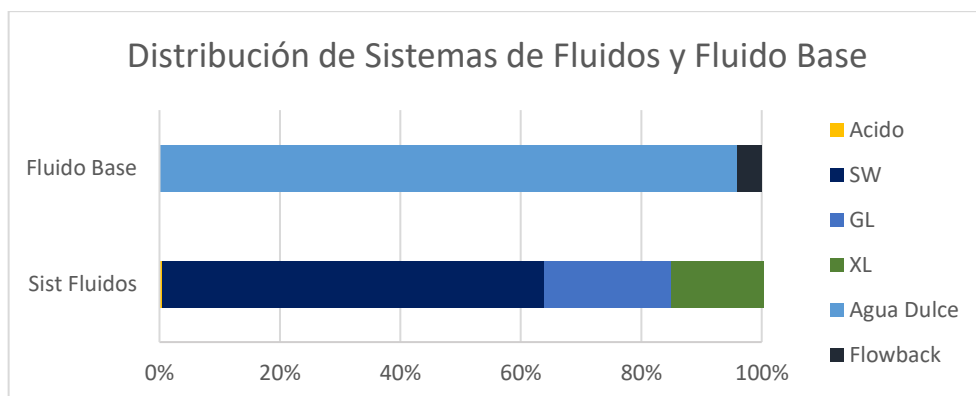


Figura 8. 13: Distribución de fluido utilizado como base para la formulación de fluidos de fractura y distribución porcentual de los fluidos utilizados durante la etapa mezcla de aguas

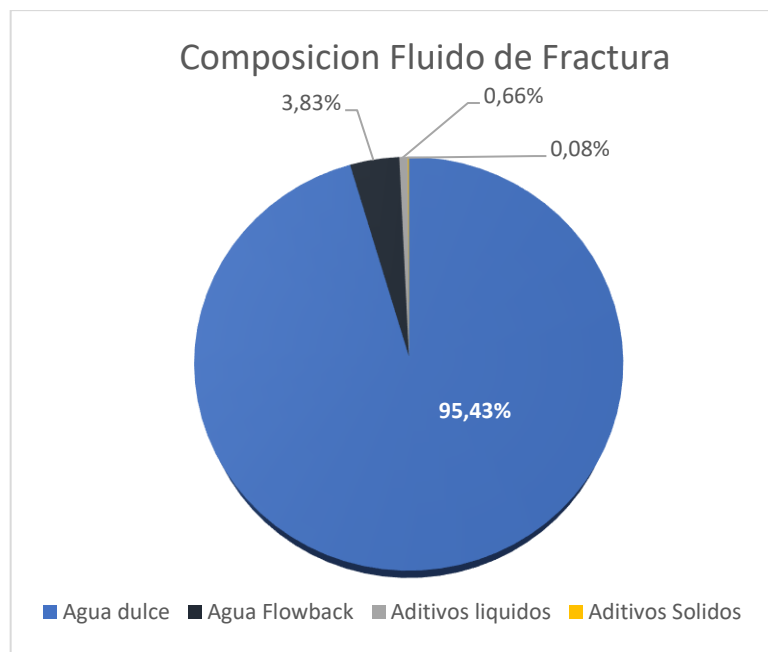
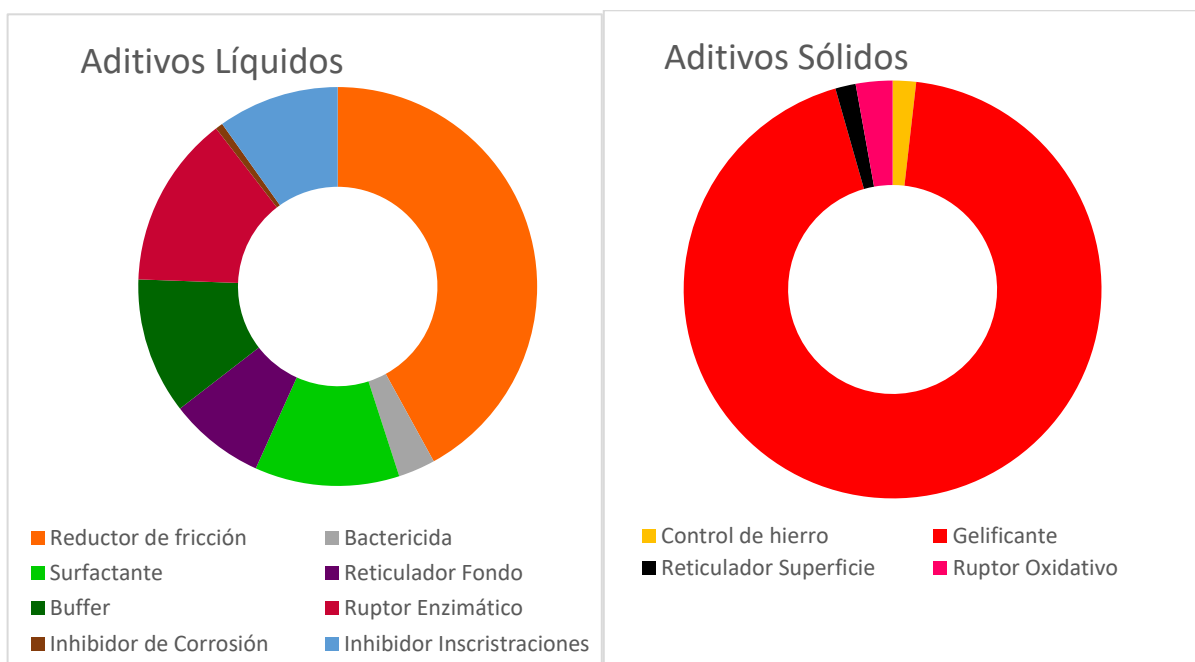


Figura 8. 14: Distribución de fluido base y aditivos utilizados durante la etapa mezcla de aguas



Figuras 8. 15: Distribución de aditivos utilizados durante la etapa mezcla de aguas.

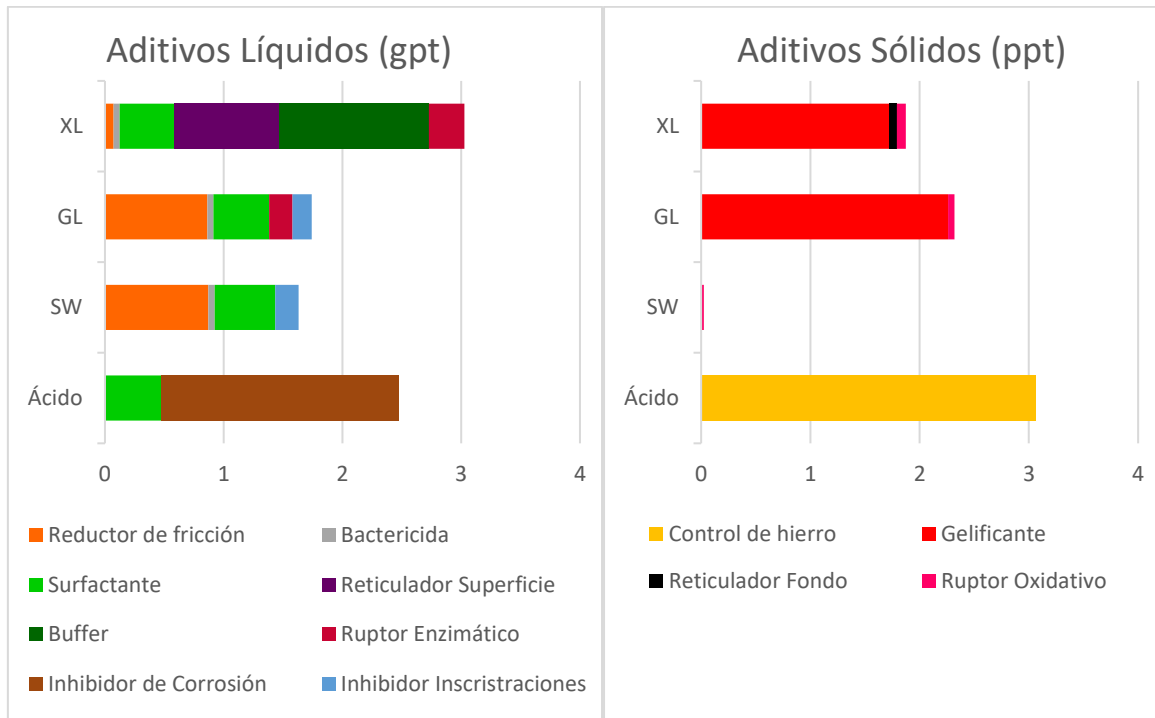
Líquidos y Sólidos respectivamente

El agua de *flowback* bombeada es apenas el 4% del volumen total bombeado. A pesar de su baja concentración es evidente el aumento de presión generado durante el bombeo de fluido base mezcla de agua dulce y *flowback*.

Este tipo de fracturas son los primeros pasos a etapas con mayor volumen de agua de *flowback* en su composición.

Concentración de aditivos por fluido

Sólo se bombeo agua de *flowback* con los sistemas de fluidos *slickwater* y gel lineal. Durante la inyección de agua de *flowback* se agregó el aditivo inhibidor de incrustaciones. Además, se inyectó mayor volumen de reductor de fricción, aumentando su concentración todo el tiempo que se bombeó agua de mezcla. Por el incremento de presión al final de la fractura, se agregó un bache preventivo de reductor de fricción al gel entrecruzado.



Figuras 8. 16: Distribución de aditivos utilizados durante la etapa mezcla de aguas, Líquidos y Sólidos respectivamente divididos por fluido de fractura

Conclusiones

A lo largo de todo este Proyecto Integrador Profesional se ha visto la posibilidad de utilizar el agua de *flowback* para adicionar a los fluidos de fractura.

De todo lo expuesto, y del caso de estudio, en el cual se ha resumido algunas experiencias parecidas en la zona, se puede extraer las siguientes

Conclusiones parciales:

- Los iones disueltos presentes en el agua de *flowback* dificultan la formación de fluidos de fractura eficientes.
- Los tratamientos de agua convencionales son poco eficientes, no disminuyen a concentraciones de iones disueltos.
- El fluido de fractura más afectado por la contaminación del agua es el gel entrecruzado.
- Se pueden crear fluidos de fractura (*slick water* y gel lineal) con mezcla de agua dulce con agua de *flowback* con buenos resultados.
- Las fracturas realizadas con mezcla de fluidos mostraron aumento de la presión durante el periodo de uso de agua de mezcla (10% de *flowback* y 90% de agua dulce).
- El agua de *flowback* genera pérdidas de carga adicionales al sistema.
- Con ese porcentaje de mezcla utilizado, no se vio afectada la productividad del pozo

Conclusión general:

Es posible utilizar agua de *flowback*, con los debidos recaudos, para mezclar con agua dulce en la formulación de fluidos de fractura, sin comprometer la eficiencia de la operación.

Recomendaciones

Estos casos de estudio, son el primer paso para fracturas realizadas 100% con fluidos no convencionales. Los puntos en los que se debe poner foco dependen del objetivo que se busque.

*Para usar agua de mezcla:

Se puede buscar modificar el diseño de fracturas a 100% slick water y gel lineal

*Para usar agua de *flowback* tratada

Buscar tratamientos para el agua de *flowback* que disminuyan los sólidos disueltos

Otro enfoque, puede ser desarrollar aditivos que sorteen estos inconvenientes. Pero estas tecnologías suelen ser más caras y se debe evaluar la redituabilidad de los mismos.

Además, se debe hacer un balance de masa con el agua producida por los pozos terminados y el agua requerida por los pozos a perforar. El almacenaje de agua de *flowback* puede tener costos muy elevados por lo que debe realizarse un análisis exhaustivo con los tiempos de puesta en marcha de pozos e inicios de tratamientos de estimulación

Otra posibilidad para abaratar costos y dar un uso a las aguas producidas de la explotación del petróleo, es utilizarlas para mezclar con agua dulce, dependiendo de las características químicas, del contenido de barros, del contenido de hidrocarburos y otras cualidades de esta agua, a la cual hay que tratar, de todos modos, para desecharla.

Referencias Bibliográficas

Libros y Manuales

- Economides M., Nolte K., 2000, *Reservoir Stimulation* 3rd Edition, WILEY.
- Johannes F., 2014, *Hydraulic Fracturing Chemical and Fluids Technology*. GPP
- Martin T., 2005, *Hydraulic Fracturing Manual*, BJ Services Company.
- Ponce J., Montagna A., Carnona N., 2015, *Geología de la cuenca Neuquina y sus sistemas petroleros*, YPF.
- Schiuma M., Hinterwimmer G., Vergani G., 2002, *Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina*, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.

Artículos

- Bonapace J., Alric F., Angeloni A., Zangari L., 2015, *Water Management: What We Have Learned and What We Need to Consider for Developing a Shale Play in Argentina*, SPE-174118-MS.
- Bonapace J., Coronel M., 2018, *Tailored Fracture Fluid Using Nontraditional Water in Unconventional Reservoir*, SPE-191831-MS.
- d'Huteau E., 2012, *Características del agente de sostén utilizado en reservorios no convencionales*, Petrotecnia.
- Downie R., Fagan R., 1994, *Proppant Effects on Fracturing Fluid Friction*, SPE-27938.
- Esmailirad N., Terry C., Kennedy H., Prior A., Carlson K., 2016, *Recycling Fracturing Flowback Water for Use in Hydraulic Fracturing Influence of Organic Matter on Stability of Carboxyl-Methyl-Cellulose-Based Fracturing Fluids*, SPE-179723.
- Fantín M., 2017, *Evaluación de la Formación Vaca Muerta como Reservorio No Convencional: Estado Actual y Perspectivas*, Ciclo de Conferencias AAGGP.
- Harris P., Morgan R., Health S., 2005, *Measurement of proppant transport of frac fluid*, SPE-95287.
- Legarreta L., Villar H., 2012, *Las facies generadoras de hidrocarburos de la Cuenca Neuquina*. Petrotecnia.

- Lei C., Clark P., 2007. *Crosslinking of Guar and Guar Derivatives*, SPE-90840.
- Marchal D., Gonzales G., Domínguez F, 2016, *Análisis mineralógico de la Fm. Vaca Muerta*, IAPG.
- Moreno M., Lampion N., 2009, *Estudio Comparativo de Modelos Reológicos para Lodos de Perforación*, Universidad Nacional de Colombia.
- Rae P., di Lullo G., 1996, *Fracturing fluids and breaker systems*, SPE-37359.
- Sales, T. & Sosa, A. 2013. *Maduración y avances del conocimiento de las Formaciones Los Molles y Vaca Muerta como shale plays. ¿Qué sabemos de estas formaciones, qué nos aún falta por conocer y que nos pueden aportar sus análogos para ello?*, 1° Concurso Jóvenes Profesionales SPE Argentina.
- Suarez-Rivera R., Behrmann L., 2013, *Defining three regions of hydraulic fracture connectivity, in unconventional reservoirs, help designing completions with improved Long-term Productivity*, SPE-166505.
- Zheng W., Silva S., Tannant D., 2017, *Crushing characteristics of four different proppants and implications for fracture conductivity*.

Normas y Recomendaciones Prácticas

- API RP 39, 1998, *Recommended Practices on Measuring the viscous Properties of a Cross-linked water-based fracturing fluid*.
- API RP 45, 2012, *Recommended practice for Analysis of Oilfield Waters*.
- IAPG RP 11, 2013, *Gestión del agua en la exploración y explotación de reservorios no convencionales en el área de influencia de la cuenca neuquina*.

Apuntes

- Apuntes de la Cátedra de *Estimulación*.
- Apuntes de la Cátedra de *Ingeniería de Reservorios*.
- Apuntes de la Cátedra *Geología del Petróleo y el Gas*.