

UNIVERSIDAD NACIONAL DE ROSARIO
Facultad de Ciencias Exactas, Ingeniería y
Agrimensura
Escuela de Posgrado y Educación Continua

Proyecto Final

CCC de Licenciatura en
PETRÓLEO Y GAS

Título:

**“Optimización de tiempos entre etapas de fractura
hidráulica en pozos horizontales”**

Autores:

**BADILLA, Daniela - CAMPOS, Dayana -VILLAR,
Sergio.**

Director/es de Tesis:

SOLIS, Diego

Fecha: 09 /12 / 2025

índice.

Contenido

Resumen.....	4
Objetivos	5
Objetivo general.....	5
Objetivos específicos	5
Capítulo 1 – Introducción.....	6
1.1 Formación (fm) Vaca Muerta.....	6
1.2 Costos de la operación.....	10
Capítulo 2 – Marco y fundamentos teóricos de la operación.	12
2.1.0 Conceptos básicos de fractura hidráulica.	12
2.1.2 Método Plug & Perf.	13
2.2 Principales parámetros operativos.....	14
2.3 Componentes del equipo de fractura	15
2.4 Configuración de superficie (layout).....	27
2.5 Límites operativos	28
2.6 Fluidos utilizados en fractura hidráulica	28
2.7 Uso de proppant	29
2.8 Químicos utilizados en ambas operadoras	30
2.9 Consideraciones operativas generales	31
3.0 Introducción metodológica.....	32
3.1 Tipo de estudio.....	32
3.2 Enfoque metodológico	32
3.3 Participantes del estudio.....	33
3.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	34
3.5 Procedimiento general.....	34
3.6 Criterios de validez y confiabilidad	35
3.7 Limitaciones del estudio.....	35
3.8 Rol de los investigadores.....	36
Capítulo 4 – Resultados	37
4.0 Introducción	37
4.1 Resultados Operadora 1 (Pad B8B, Layout Convencional, formación Vaca Muerta)	37
4.2 Resultados Operadora 2 (Pad xxx, Layout Mission, formación Vaca Muerta)	39
4.3 Tablas comparativas.....	41
4.4 Interpretación de resultados.....	42

4.5 Consideraciones finales del capítulo	43
CAPITULO 5 – Resultados y Análisis comparativos	45
5.0 Introducción.	45
5.1 Interpretación general.....	45
5.2 Duración de las etapas y su impacto	46
5.3 Por qué una fractura más larga es más estable	46
5.4 Cantidad de arena por etapa	47
5.5 Influencia del layout y la automatización en la eficiencia	47
5.6 Tiempo entre etapas como factor clave.....	48
5.7 Horas de bombeo y NPT	48
5.8 Síntesis comparativa.....	49
5.8 Conclusiones	50
Capítulo 6 – Conclusiones.....	51
6.0 Introducción	51
6.1 Cumplimiento de los objetivos del trabajo	51
6.2 Principales conclusiones técnicas.....	52
6.3 Aportes del trabajo.....	53
6.4 Limitaciones del estudio.....	53
6.5 Recomendaciones para trabajos futuros	54
6.6 Reflexión final.....	54
Bibliografía	55
ANEXOS.....	56
ANEXO A – Layout de superficie de la Operadora 1 (sistema convencional).....	56
ANEXO B – Layout de superficie de la Operadora 2 (sistema tipo Mission)	58
Anexo B (Bis) Layout de superficie de la Operadora 2 (sistema Convencional).....	60
ANEXO C – Resumen de diseños de fractura utilizados (Frac Plans).....	61
ANEXO D – Tiempos operativos relevados.	62
ANEXO E – Glosario de términos técnicos.....	63
ANEXO F – Fotografías y esquemas de campo.....	64

Resumen

Desarrollamos este trabajo final a partir de nuestra participación directa en operaciones de fractura hidráulica multietapa en pozos horizontales de la Formación Vaca Muerta, siendo este uno de los reservorios no convencionales más relevantes a nivel mundial. El objetivo fue analizar y optimizar los tiempos entre etapas, identificando factores técnicos, operativos y logísticos que inciden en la eficiencia.

Aplicamos una metodología de observación directa participativa, contrastando tiempos reales con lo planificado. Los registros de campo, sumados a documentación técnica interna (programas de terminación, surveys, tallies y esquemas), permitieron construir indicadores de desempeño y proponer mejoras. El estudio propone un modelo comparativo que permita cuantificar el impacto de los métodos de fractura sobre la productividad y los costos, generando lineamientos para la estandarización de prácticas operativas en Vaca Muerta. La implementación de estrategias de optimización derivadas de este análisis contribuirá a mejorar la eficiencia técnica y económica de las operaciones no convencionales.

Presentamos un caso de estudio de la Operadora 1 sistema convencional y Operadora 2 bombeo continuo. La comparación final busca extraer aprendizajes transferibles para futuros pads con operación simultánea y zipper manifold. En el desarrollo del trabajo, se identificó la relevancia de una colaboración interdisciplinaria y el intercambio constante de información en las operaciones entre los distintos equipos involucrados. Este enfoque permitió no solo detectar cuellos de botella y oportunidades de mejora en tiempo, sino también compartir mejores prácticas que pueden ser replicadas en futuras campañas de fracturación hidráulica multietapa en la región.

Los resultados preliminares sugieren que la coordinación fina entre servicios (wireline, bombeo y logística de agua/arena) y la estandarización de pruebas y maniobras reducen significativamente los tiempos de transición entre etapas.

Objetivos

Objetivo general

Analizar y comparar los tiempos operativos entre fracturas hidráulicas en dos locaciones de Vaca Muerta, con el fin de proponer estrategias de optimización que permitan aumentar la cantidad de etapas de fracturadas por día y reducir costos operativos.

Objetivos específicos

1. Identificar los principales factores que generan tiempos muertos entre etapas de fractura.
2. Comparar la operación de fractura, **operación convencional** (Operadora 1 sistema zipper convencional) frente a una **operación de bombeo continuo** (Operadora 2 sistema bombeo continuo misión).
3. Cuantificar el impacto de la geomecánica (presión y dureza de la formación) sobre los tiempos efectivos de bombeo.
4. Proponer un modelo de optimización aplicable a distintos escenarios de fractura hidráulica en Vaca Muerta.

Capítulo 1 – Introducción

1.1 Formación (fm) Vaca Muerta

La formación vaca muerta es una importante roca madre de hidrocarburos no convencionales en la Cuenca Neuquina. Descubierta en 1931 por el doctor en geología y paleontología el norte americano Charles Edwin Weaver. Sus características geológicas incluyen ser una marga bituminosa depositada en un mar jurásico, con un alto contenido de materia orgánica. Se extiende por una amplia superficie en el norte de la Patagonia argentina, y su explotación se concentra, mayoritariamente, en la provincia de Neuquén. Figura 1



Figura 1 Primeros hallazgos en Neuquén y estudios de Pablo Groeber

Esta formación está constituida por sedimentitas denominadas margas bituminosas, debido a su alto contenido orgánico, en los afloramientos noroccidental de Zapala se comprobó que todos los fósiles (ammonites) hallados eran de la edad jurásica (Dr. Pablo Groeber). Corresponde a sedimentos marinos de baja energía, depositados en condiciones de fondo altamente reductoras. Es normal, cuando se realiza un control geológico de un pozo que, al entrar en la formación de vaca muerta, se retire un fragmento de cutting y se lo exponga a la llama de un mechero: inmediatamente arderá con una llama rojiza, signo de su contenido y riqueza de materia orgánica.

Con el relevamiento geológico de Weaver como Groeber, comprobaron que al ir hacia el norte pasaba una solución de continuidad a mayor presencia de arcilitas y margas

bituminosas, con similares características a las anteriores, pero con fósiles (ammonites) de edad cretácica.

Así logró establecerse el límite jurásico-cretácico en la columna sedimentaria de la cuenca neuquina. Hasta la formación vaca muerta, las Sedimentitas son de jurásico, y con la formación Quintuco comienza el depósito del cretácico.

Esta formación se desarrolla en el subsuelo de la cuenca hacia el este, la fm Quintuco cambia a litología compuestas por calizas y más al este, pasa lateralmente la fm Loma Montosa, con areniscas calcáreas y conglomerados (subsuelo zona de Catriel) y por último en la zona próxima al borde de la cuenca occidental se identifica como arcilitas rojizas continentales de la formación puesto González.

Hacia el este, la formación Quintuco presenta una transición lateral hacia litologías dominadas por calizas, mientras que en el sector oriental de la cuenca se reconoce la formación Loma Montosa, caracterizada por areniscas, calcáreas y conglomerados, particularmente en el subsuelo del área de Catriel. Finalmente, en las proximidades del borde occidental de la cuenca se desarrollan depósitos continentales rojizos correspondiente a la formación Puesto González. Figura 2

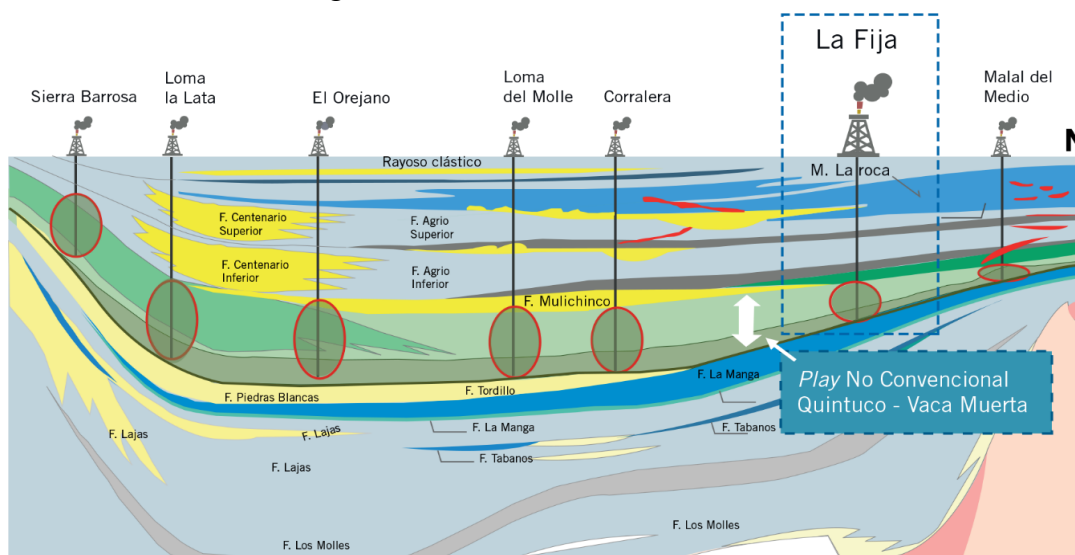


Figura 2 Esa nueva unidad sedimentaria fue denominada formación Quintuco.

La formación vaca muerta, por su parte, mantiene sus características litológicas denominadas por margas bituminosas desde su afloramiento en la sierra homónima al sur de Mendoza – con presencia en sectores como Mellín Quemado Norte y Covunco en la provincia de Neuquén – hasta su acuñamiento lateral en el centro de la cuenca y sudeste de

Proyecto: “Optimización de tiempos entre etapas de fractura hidráulica en pozos horizontales”.

Autores: BADILLA, Daniela - CAMPOS, Dayana – VILLAR, Sergio

Catriel, donde constituye el principal objetivo para el desarrollo del Shale Oil y Shale Gas. (Ministerio Economía Rep.Argentina, s.f.)

El espesor de formación de vaca muerta varía significativamente en la cuenca neuquina, oscilando entre 60 a 520 metros. En zona de Filo Morado el espesor puede alcanzar los 550 metros, mientras que, en el noreste, cerca de Cañadón Amarillo, pueden ser menor de 150 metros (Julián Fantín). El Intervalo correspondiente a la ventana de petróleo presenta un espesor promedio de aproximadamente 160 metros, mientras que para el sistema integrado Vaca Muerta-Quintuco se han interpretado secuencias con espesores del orden de los 400 m en sector favorable de la cuenca.

Este espesor ubica a la formación vaca muerta entre los yacimientos no convencionales de mayor potencial a nivel mundial, al ser comparable con los principales plays de shale desarrollados internacionalmente. (Gellert, 2018) Tabla 1

	Vaca Muerta	Eagle Ford	Wolf Camp	Haynes Ville	Marcellus	Barnett
TOC (%)	3-10	3-5	3	0.5-4	2-12	4.5
Espesor (m)	80-450	30-100	200-300	60-90	10-60	60-90
Presión de Reservorio (PSI)	7000-9500	4500-8500	4500	7000-12000	2000-5500	3000-4000
Ventana de Producto	OIL & GAS	OIL & GAS	OIL	GAS	GAS	GAS

Tabla1 Comparación de Play's Shale Desarrollados internacionalmente

Vaca Muerta, en general se extiende entre los 2500 y los 3500 metros de profundidad (Herdia, 2023), aunque en algunos casos los pozos pueden superar los 8000 metros de profundidad total (MD “profundidad medida”), estableciendo récords técnicos en la industria

Proyecto: “Optimización de tiempos entre etapas de fractura hidráulica en pozos horizontales”.

Autores: BADILLA, Daniela - CAMPOS, Dayana – VILLAR, Sergio

(VacaMuerta.ar, 2025). La extensión areal de la formación vaca muerta varía según el sector de la cuenca y el intervalo considerado, estimándose un área aproximada de 36.000 km². (Calzada Julio - Desideré Sigaudó, 2019). Figura 3



Figura 3 Recurso Disponible Vaca Muerta (Calzada, 2019)

Cabe aclarar que en la cuenca neuquina existen otras formaciones geológicas no convencionales donde también se practica la técnica de fracking. Estas serían: Los Molles, Lajas, Mulinchinco, Agrio y Quintuco. Dado que el recurso más habitual de estas formaciones es el conocido como tight, y que el núcleo de la explotación hidrocarburífera se concentra en la formación de Vaca Muerta, de tipo shale, (Figura 4) se conoce popularmente en toda la cuenca hidrocarburífera no convencional por el nombre de “Vaca Muerta” (Herdia, 2023).

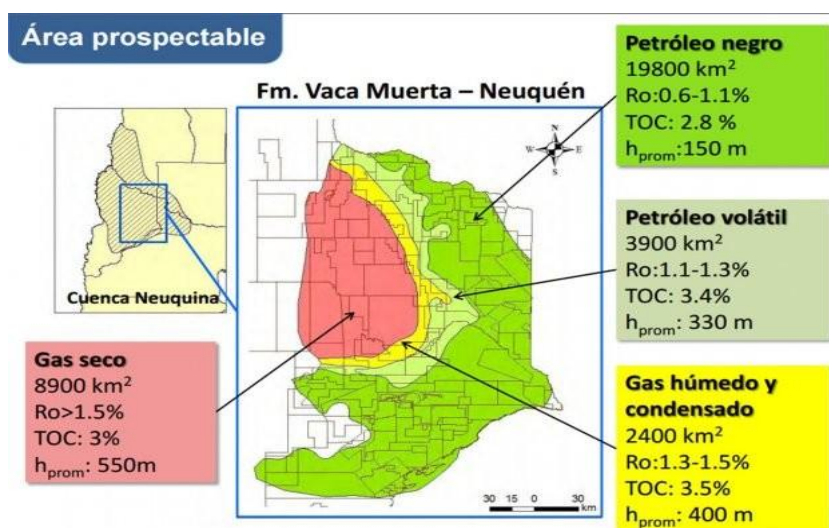


Figura 4 (Gellert, 2018)

1.2 Costos de la operación.

En el desarrollo de recursos no convencionales, la fractura hidráulica multietapa en pozos horizontales constituye una práctica consolidada para habilitar el flujo desde la roca fuente hacia el pozo. No obstante, el desafío actual no es únicamente técnico, sino también operativo: sostener ritmos de trabajo altos con seguridad y costos controlados.

En este contexto, nos propusimos estudiar los tiempos entre etapas de fractura y las causas que los explican. Entendemos a los “tiempos entre etapas” como el intervalo que transcurre desde el cierre de una etapa hasta el inicio efectivo de bombeo de la siguiente, incluyendo todas las maniobras de wireline, pruebas de presión, alineación de válvulas y verificaciones de seguridad.

El estudio se inscribe en la realidad operativa de Vaca Muerta, con pads de múltiples pozos y operación simultánea (SIMOPS/zipper), donde cada minuto improductivo repercute en el costo por etapa y en la utilización de equipos. Por ello, priorizamos una mirada integral que articula ingeniería de pozo, logística de superficie y coordinación entre compañías de servicio.

La motivación de este trabajo surge de nuestra participación en operaciones reales, que nos permitió observar cómo pequeñas mejoras de proceso se traducen en ganancias de eficiencia, sin comprometer la integridad del pozo ni la seguridad de este.

En la formación de Vaca Muerta, cada decisión operativa es millonaria. Perforar un pozo horizontal completo en esta cuenca no convencional, que hoy representa el núcleo productivo de petróleo de la Argentina, cuesta entre USD 10 y 15 millones, dependiendo del área, la empresa operadora y la tecnología aplicada. Este monto incluye no solo la perforación inicial, sino también la fractura hidráulica y el equipamiento de completación.

A diferencia del petróleo convencional, el modelo de negocio del shale se basa en una recuperación rápida del capital invertido, gracias a pozos que alcanzan su pico de producción en los primeros años. Esto exige una ejecución extremadamente eficiente: cuanto más rápido fluye el petróleo, más pronto se amortiza el pozo.

Los operadores que dominan Vaca Muerta han logrado reducir a la mitad los costos en la última década. Gracias al aprendizaje técnico, la economía de escala, la

implementación de pozos múltiples desde una misma plataforma (pad drilling) y la automatización de procesos, compañías como YPF, Shell, Tecpetrol o Vista perforan pozos en algunos casos por debajo de los USD 9 millones. (INDUAR, 2025)

Tecnologías como fractura simultánea (simul-frac), monitoreo en tiempo real y uso intensivo de datos han permitido acortar plazos y optimizar recursos. Pero más allá de la tecnología, el costo total sigue dependiendo de factores estructurales:

- Acceso a infraestructura cercana (oleoductos, plantas de tratamiento).
- Distancia a los puntos de evacuación o exportación.
- Precio de insumos importados, arena y servicios especializados.
- Condiciones geológicas particulares de cada bloque.

La comparación basada en datos reales de Vaca Muerta evidencia que, si bien el **bombeo continuo** implica una inversión inicial mayor en tecnología y capacitación, los ahorros en tiempo y optimización de recursos generan una disminución significativa del costo total por pozo. Por ejemplo, en pads con cuatro o más pozos, la reducción de los tiempos entre etapas puede representar hasta un 25% menos de gastos operativos respecto al **método convencional**. Además, la mejora en la eficiencia permite liberar equipos antes, reducir el impacto logístico y aumentar la producción comercial en menor plazo.

Sin embargo, es importante resaltar que la elección entre ambos métodos debe considerar las condiciones específicas del reservorio, el grado de madurez de la operación, la experiencia del personal y la infraestructura disponible. En casos de **pozos exploratorios o de alta complejidad geológica**, el método convencional puede ofrecer ventajas en términos de control y mitigación de riesgos. En operaciones de desarrollo masivo, el **bombeo continuo se posiciona** como la alternativa más rentable y eficiente.

En definitiva, la evolución de las estrategias operativas en Vaca Muerta ha demostrado que la optimización de los intervalos entre etapas y la adopción de procedimientos innovadores no solo inciden en la reducción de los desembolsos, sino que también impulsan la competitividad del sector. La toma de decisiones informada, apoyada en el análisis de datos y la integración de disciplinas, resulta fundamental para alcanzar resultados sostenibles. Así, la gestión eficiente de los recursos y la adaptación a las particularidades de cada proyecto se consolidan como pilares para maximizar el

aprovechamiento del potencial energético de la cuenca, garantizando al mismo tiempo altos estándares de seguridad y viabilidad económica.

Capítulo 2 – Marco y fundamentos teóricos de la operación.

2.1.0 Conceptos básicos de fractura hidráulica.

Fractura hidráulica en reservorios no convencionales

La fractura hidráulica es una técnica de estimulación aplicada en reservorios de baja o nula permeabilidad, cuyo objetivo principal es incrementar el área de contacto entre el pozo y la formación. Para ello se inyecta un fluido a alta presión capaz de superar la resistencia interna de la roca y generar una o varias fracturas dentro del reservorio.

Una vez abierta la fractura, se bombea un agente de sostén (proppant) — generalmente arena 30/70, malla 100 o material cerámico— cuya función es mantener el canal abierto luego de finalizado el bombeo. Esto permite que el hidrocarburo fluya desde el interior de la formación hacia el pozo con una conductividad suficiente para obtener producción comercial.

En reservorios shale, donde la permeabilidad se encuentra en rangos nano-darcy, la fractura hidráulica es indispensable. Sin la creación de múltiples fracturas, la producción natural sería mínima y económicamente inviable.

2.1.1 Pozos horizontales en Vaca Muerta.

Los pozos horizontales desarrollados en la Cuenca Neuquina presentan longitudes totales que generalmente se ubican entre los 6.000 y 7.000 metros, incluyendo:

- Sección vertical y curva: ~2.000–2.500 m
- Rama horizontal: ~2.500–3.500+ m

Esta extensión permite dividir la rama lateral en múltiples etapas de fractura (35 a 55 stages), tratadas secuencialmente para maximizar la superficie estimulada. Cada etapa posee entre 3 y 6 clusters con espaciamentos típicos de 15 a 20 metros, lo que mejora la conectividad con la roca.

Las presiones de tratamiento suelen ubicarse entre 7.000 y 10.000 psi, dependiendo de la ventana geomecánica y del operador, mientras que los caudales utilizados suelen variar entre 60 y 100 bpm.

2.1.2 Método Plug & Perf.

El método Plug & Perf es actualmente la técnica de completación más utilizada en pozos horizontales no convencionales. Consiste en perforar y fracturar el pozo por etapas secuenciales mediante la instalación de tapones temporales (plugs) y la posterior perforación (perf) de los clusters correspondientes a cada etapa.

Secuencia operativa del método.

1. Descenso de wireline: el equipo baja un conjunto que incluye el tapón (plug) y las cargas perforantes.
2. Asentamiento del tapón: el plug se instala debajo del intervalo a tratar, aislando la etapa anterior.
3. Perforación del intervalo: las cargas generan orificios en el casing (tiros) que conectan la tubería con la formación.
4. Retiro de wireline.
5. Fractura de la etapa: se bombea fluido y proppant a alta presión, estimulando únicamente los clusters recién perforados.
6. Repetición: se instala un nuevo tapón y se perfora el siguiente tramo hasta completar todas las etapas.

Al finalizar todos los tratamientos, los tapones se remueven mediante drill-out, restableciendo la comunicación interna del pozo.

- **Ventajas del Plug & Perf:** Permite aislar precisamente cada etapa. Alta repetibilidad y control operativo. Adecuado para pozos largos (6.000–7.000 m) con gran número de etapas. Flexibilidad para ajustar el diseño de clusters en cada etapa.
- **Desventajas:** Requiere múltiples intervenciones de wireline. Demanda operaciones de drill-out posteriores. Puede generar tiempos no productivos si se presentan fallas en tapones o herramientas.

2.2 Principales parámetros operativos

Los parámetros fundamentales que determinan cómo se ejecuta una fractura multietapa son:

➤ Caudal (BPM)

El caudal, expresado en barriles por minuto (BPM), representa la velocidad a la que se inyecta el fluido de fractura en el pozo durante la operación. Este parámetro es de suma importancia, ya que influye directamente en la eficiencia del transporte de arena (proppant) hacia el interior de la fractura, así como en la capacidad para mantener la apertura de esta de manera sostenida.

Cuando se emplean caudales elevados, se facilita el desplazamiento del proppant y se favorece la apertura continua de la fractura, permitiendo que el material de sostén alcance zonas alejadas de la cara del pozo y contribuya a mejorar la conductividad de la formación. Sin embargo, los caudales altos también pueden incrementar la fricción dentro de la tubería y generar mayores exigencias tanto para el sistema superficial como para los equipos de bombeo.

Por el contrario, los caudales bajos presentan la ventaja de reducir la fricción en el sistema, lo que puede resultar beneficioso en términos de integridad operativa y consumo energético. No obstante, esta reducción en la velocidad de inyección limita la capacidad de transporte del proppant, lo que puede traducirse en una menor eficiencia de la estimulación, especialmente en formaciones de baja permeabilidad o en etapas diseñadas con clusters distanciados.

En las campañas analizadas, se observa que las diferentes operadoras adoptan filosofías de diseño distintas en cuanto al caudal utilizado. Por ejemplo, la **Operadora 1** trabaja con rangos de caudal comprendidos entre 60 y 70 BPM, priorizando el control operativo y la gestión de riesgos asociados a la fricción y la presión. En cambio, la **Operadora 2** emplea caudales significativamente más altos, cercanos a los 108 BPM, con el objetivo de maximizar el transporte de proppant y la eficiencia de la fractura, lo que implica un mayor desafío para los sistemas superficiales y la gestión de presiones.

La selección del caudal óptimo debe considerar no solo las características de la formación y el diseño del tratamiento, sino también las capacidades de los equipos disponibles y los límites de seguridad establecidos para la operación. En consecuencia, el

caudal constituye un parámetro fundamental que debe ser evaluado cuidadosamente en cada proyecto de fractura hidráulica multietapa, ya que incide de forma directa en el resultado final del proceso y en la integridad tanto del pozo como de los equipos involucrados.

➤ **Presión de bombeo**

La presión de bombeo es un parámetro clave que refleja tanto la resistencia de la formación geológica como la del sistema superficial utilizado durante la operación de fractura hidráulica. Es decir, indica cuánta presión puede soportar el conjunto del pozo y los equipos sin sufrir daños ni poner en riesgo la integridad de la operación. En las prácticas observadas, ambas operadoras trabajan aproximadamente a 11.000 psi, lo que significa que los sistemas en superficie están preparados para manejar estas altas exigencias.

Para garantizar la seguridad y evitar incidentes, se establecen límites preventivos en la superficie. Por un lado, los sensores de las bombas están configurados para detener la operación si la presión alcanza los 12.800 psi. Por otro lado, los sensores instalados en las líneas marcan un límite de 12.500 psi. Además, las cañerías empleadas en estos procesos han sido certificadas para soportar hasta 15.000 psi como máximo admisible. Estas medidas preventivas aseguran que, ante cualquier imprevisto o variación brusca de presión, el sistema cuente con un margen de seguridad suficiente para proteger tanto a las personas como a los equipos involucrados.

➤ **Concentración de arena**

Controla la cantidad de proppant que ingresa a la fractura. A mayor arena (concentración), mayor conductividad, pero también mayor riesgo de taponamiento superficial.

➤ **Duración de etapa**

Dependiente del diseño, del caudal y del volumen de arena.

Operadora 1: 2 h 20 min promedio

Operadora 2: 2 h promedio

2.3 Componentes del equipo de fractura

En esta sección se describen los equipos, sistemas y componentes utilizados en una operación de fractura hidráulica típica en Vaca Muerta. Su conocimiento es fundamental

para analizar los tiempos operativos, las diferencias entre operadoras y el impacto que tiene cada unidad sobre la eficiencia global del tratamiento.

Una operación de fractura hidráulica multietapa requiere múltiples equipos coordinados simultáneamente. Los principales son:

➤ **Bombas de alta presión:**

Las bombas de alta presión constituyen el corazón del set de fractura. Su función es elevar presión y mantener caudal para inyectar fluido y agente de sostén en la formación. Son equipos montados en camiones o trailers con motores diésel de alta potencia y un sistema de transmisión que opera mediante bombas triplex o quintuplex. Generan el caudal y la presión necesarios para fracturar la formación.

Capacidad y configuración

Presiones típicas: 8.000 – 15.000 psi

Caudales típicos: 6 – 8 bpm por bomba

Cada unidad aporta entre 1.500 y 2.000 HP.

Operadora 1: 23 bombas (20 del set de fractura de las cuales 10 bombean agua y arena y 10 bombean solo agua, las otras 3 son utilizadas por el pump down)

Operadora 2: 30–31 bombas (sistema Mission, 18 bombean agua y arena en 2 manifold que se van alternando y 10 bombean agua, el resto pertenece a pump down)

El impacto de las bombas en los tiempos operativos es considerable, ya que las fallas en estos equipos generan períodos de no producción (NPT) debido a la necesidad de realizar swapping. Este procedimiento consiste en retirar una bomba que está experimentando problemas, como pérdida de presión o fallos mecánicos, y conectar otra bomba al manifold para continuar con la operación. La frecuencia y duración del swapping pueden variar según la operadora, afectando la eficiencia global del tratamiento.

Las causas más comunes de estas interrupciones incluyen el sobrecalentamiento de las bombas, la disminución de su eficiencia, fallos en las válvulas, roturas en el fluid end, pérdida de caudal, activación de alarmas ACE, o una reducción directa en las revoluciones por minuto (rpm) y la presión. Todas estas situaciones obligan a detener momentáneamente

el proceso para reemplazar la bomba afectada, lo que repercute negativamente en los tiempos totales de la operación.

➤ **Unidad Blender**

El Blender es uno de los equipos fundamentales del set de fractura y su función principal es preparar la mezcla de tratamiento (slurry) que será posteriormente enviada al manifold sucio y desde allí a las bombas de alta presión. Es el punto donde se combinan el fluido base, los aditivos químicos y el proppant (arena), garantizando que la mezcla cumpla con el diseño operativo. Figura 5

Funciones principales

- Mezcla del fluido base: recibe el agua desde la hidratadora o desde las piletas y la acondiciona con los aditivos químicos dosificados en tiempo real, mediante augers o tornillos sin fin se incorpora, la arena proveniente de las cajas e ingresa a la tolva del Blender.
- Formación de la slurry: en la tolva de mezcla se combinan fluido + proppant en concentraciones específicas.
- Control de caudal: el Blender regula el caudal hacia el manifold sucio, desde donde las bombas toman la mezcla para presurizarla.
- Homogeneización: mantiene circulación interna constante para garantizar uniformidad durante todo el bombeo.

El Blender mide el caudal de fluido mediante un caudalímetro magnético (flow magnético) instalado en la línea de descarga hacia el manifold sucio. Este sensor aplica el principio electromagnético de Faraday, donde el movimiento del fluido a través de un campo magnético genera un voltaje proporcional al caudal. Cuando un fluido conductor (agua con químicos, siempre conduce electricidad) atraviesa un campo magnético generado por el sensor: El movimiento del fluido produce un voltaje. Ese voltaje es proporcional directamente al caudal

La dosificación de proppant se controla con sensores tipo pickup, que registran la velocidad de los augers y la tasa de arena que ingresa a la cámara de mezcla. Con ambos datos, el sistema calcula en tiempo real la concentración de proppant bombeada en cada etapa.



Figura 5 Blender

➤ **Unidad ADP**

El ADP es un tipo de blender especializado en incorporar gel en polvo (dry gel) directamente al flujo. **Figura 6**

Es el equipo destinado a la preparación y dosificación del polímero seco utilizado en el fluido de fractura. Su función central es manejar el polvo desde su forma sólida hasta obtener una mezcla líquida homogénea y libre de grumos que pueda incorporarse correctamente al sistema. El diseño de esta unidad se basa en un conjunto de tornillos y bombas centrífugas que permiten transportar, mezclar y finalmente enviar el polímero hidratado hacia las líneas de distribución.

El equipo cuenta con una tolva donde se deposita el polímero seco, y en su parte inferior posee un tornillo horizontal que alimenta un tornillo vertical. Este tornillo vertical eleva el material hacia una canasta ubicada en la parte superior. Desde allí, otro tornillo — conocido operativamente como DA (dry additive)— descarga el polvo directamente hacia un mezclador hidráulico. En este punto se encuentra un mixer impulsado por una bomba centrífuga que trabaja aproximadamente a 1.600 rpm, velocidad necesaria para lograr una hidratación rápida y uniforme del polímero y evitar la formación de aglomerados que puedan afectar la eficiencia de la fricción durante el bombeo.

Además del mixer principal, la unidad ADP incorpora dos bombas centrífugas adicionales: una destinada a la succión de agua que alimenta el sistema y otra encargada de la descarga del polímero ya hidratado. La línea de descarga del equipo se divide en dos manguerotes. Uno de ellos se dirige hacia la succión de una bomba centrífuga del sistema que abastece al manifold limpio, mientras que el otro alimenta directamente al manifold sucio. Esta configuración permite que el polímero preparado pueda integrarse al circuito del flujo que se dirige hacia el sistema de alta presión, garantizando una distribución adecuada dentro del tratamiento.

El desempeño del ADP es esencial para obtener un fluido de fractura estable, con una hidratación correcta del polímero y sin variaciones en la calidad del aditivo. Una mezcla deficiente, afecta directamente la fricción en superficie, la capacidad del set para alcanzar los caudales de diseño y la estabilidad hidráulica general del tratamiento. Por eso, el ADP constituye un equipo clave dentro del sistema de superficie durante la fractura multietapa.



Figura 6 ADP.

Cabina de control

La cabina de control, conocida operacionalmente como Data Van, es el centro de monitoreo y comando de toda la operación de fractura. Desde este espacio se reciben, procesan y visualizan en tiempo real todos los parámetros hidráulicos, mecánicos y operativos que intervienen durante una etapa. El Data Van concentra la información proveniente del Blender, las bombas de alta presión, el manifold, las líneas de tratamiento, el ADP, la APT, los sensores de caudal y de presión, y cualquier otro sistema conectado a la red de superficie. Su función es integrar estos datos en un único panel donde los ingenieros y supervisores pueden tomar decisiones inmediatas basadas en el comportamiento del tratamiento.

En el interior del Data Van se encuentran las consolas desde donde se monitorean las variables principales: presiones de tratamiento, caudal total, rate por bomba, concentración

Proyecto: “Optimización de tiempos entre etapas de fractura hidráulica en pozos horizontales”.

Autores: BADILLA, Daniela - CAMPOS, Dayana – VILLAR, Sergio

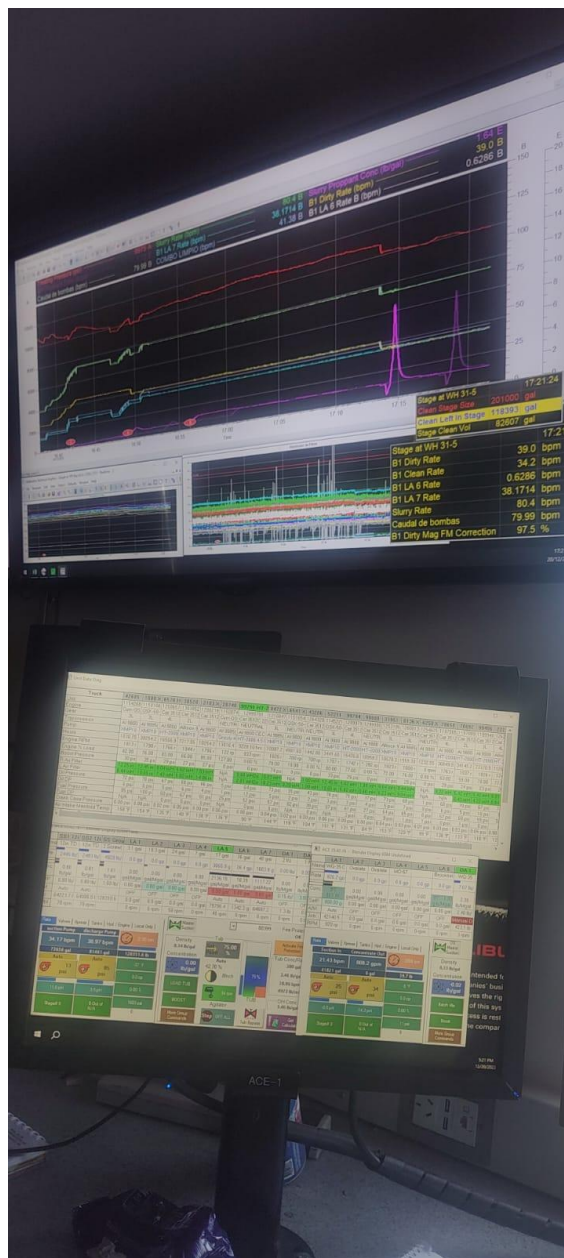
de arena, viscosidad y estado de cada equipo del set. Toda esta información se muestra de manera gráfica y numérica, permitiendo identificar rápidamente cualquier desviación respecto al diseño. La supervisión de estos parámetros es continua y se realiza tanto por parte del ingeniero de tratamiento como por el representante de la compañía operadora, quienes verifican que la evolución de la etapa coincida con los objetivos establecidos en el fracplan.

El Data Van actúa también como punto central de comunicación entre los diferentes equipos en locación. Desde ahí se coordinan las señales para iniciar o detener el bombeo, se ajusta el rate de las bombas, se ordena el comienzo de la dosificación de arena y se realizan las correcciones necesarias durante transiciones como el paso de pad a rampas o la entrada a slurry. La información registrada queda almacenada en los sistemas electrónicos del Data Van, lo que permite generar reportes posteriores y analizar la

respuesta de la formación, los tiempos operativos y el desempeño global del tratamiento. En consecuencia, la cabina de control constituye el núcleo operativo de la fractura, donde convergen la supervisión técnica, la toma de decisiones y la validación del cumplimiento del diseño hidráulico.

➤ Manifolds

El sistema de manifolds en una operación de fractura está conformado por dos circuitos principales: el manifold limpio y el manifold sucio. Cada uno organiza el flujo hidráulico proveniente de los equipos de superficie y lo distribuye hacia el sistema de alta presión. Ambos cuentan con una sección de baja presión, utilizada como succión de las bombas de



alta presión, y una sección de alta presión donde esas mismas bombas descargan antes de enviar el fluido hacia el frackhead. **Figura 7**

El manifold limpio transporta únicamente agua sin arena. No recibe caudal del Blender; en cambio, es alimentado por una bomba centrífuga conectada a las piletas o al tanque australiano, y también por la descarga del ADP cuando se incorpora el polímero hidratado. Desde este manifold se alimentan las bombas que operan con agua limpia, y las descargas regresan al mismo manifold mediante líneas de tres pulgadas. Desde su sección de alta presión, el fluido avanza hacia el frackhead a través de líneas de tres pulgadas, y desde allí ingresa al zipper manifold. Debido a la ausencia de proppant, este circuito sufre menor erosión y se utiliza para sostener caudales base, realizar purgas, estabilizar el sistema antes de cada etapa y asegurar continuidad hidráulica sin desgaste excesivo.

El manifold sucio, por su parte, maneja la mezcla de agua y arena proveniente directamente del Blender. Las bombas asignadas a slurry toman su succión desde la sección de baja de este manifold y descargan nuevamente hacia su sección de alta. Desde allí, el fluido abrasivo continúa por líneas de tres pulgadas hasta el frackhead, que funciona como punto de entrada al zipper. La presencia de arena hace que este manifold trabaje bajo erosión constante, por lo que requiere inspección continua, materiales resistentes y una configuración robusta capaz de sostener caudales y presiones elevadas durante el tratamiento.

Las configuraciones varían según la operadora. La **Operadora 1** utiliza un sistema compuesto por un manifold limpio y un manifold sucio, mientras que la **Operadora 2** emplea un manifold limpio y dos manifolds sucios, los cuales se alternan para distribuir el desgaste y permitir mayor flexibilidad en caso de erosión o necesidad de aislamiento parcial de líneas. Estas diferencias tienen impacto directo en la continuidad operativa y en la frecuencia de inspecciones.

En todos los casos, la limitación hidráulica de las líneas de tres pulgadas establece un caudal máximo de aproximadamente 21 bpm por cada línea cuando se transporta fluido abrasivo. Esta restricción define cuántas líneas deben conectarse entre el manifold y el frackhead para sostener los caudales requeridos por el diseño hidráulico. Desde el frackhead, que actúa como entrada física al sistema de zipper, el flujo continúa hacia el zipper manifold y finalmente ingresa al pozo a través del equipo de alta presión. De esta

manera, el frackhead constituye la interfaz crítica entre los manifolds y el zipper, garantizando una transición segura y controlada hacia el interior del sistema de fractura.



Figura 7 Manifolds.

➤ **Líneas de alta presión y manguerotes**

Conectan las bombas con los manifolds. Son certificadas para 15.000 psi y trabajan con sensores de seguridad configurados para corte automático.

➤ **Logística del Agua**

La logística del agua presenta diferencias importantes entre ambas operadoras. En la **Operadora 1**, el suministro proviene directamente del tanque australiano, desde donde el agua se envía hacia el Blender mediante manguerotes conectados en superficie. En este esquema, no se utilizan piletas como parte del circuito habitual de fractura, excepto en el caso de operaciones de Pump Down, donde las piletas funcionan como reservorio intermedio para estabilizar el flujo y proporcionar una columna de agua constante hacia el ADP o APT. La ausencia de piletas en la línea principal de fractura reduce la complejidad del sistema, pero exige un control estricto sobre el caudal proveniente del tanque para evitar fluctuaciones que puedan afectar la estabilidad del bombeo.

En la **Operadora 2**, el circuito de agua incluye un paso adicional. El agua se extrae del tanque australiano a través de un manguerote de gran diámetro, comúnmente denominado anaconda, y se dirige primero hacia las piletas instaladas en locación. Estas piletas cumplen la función de amortiguar variaciones de caudal y actúan como un buffer que garantiza un abastecimiento estable hacia el Blender mediante manguerotes de 4 pulgadas. Además,

desde estas mismas piletas se alimenta al ADP o APT durante maniobras de Pump Down, lo que centraliza el manejo de agua dentro del mismo sistema. La presencia de las piletas mejora la estabilidad hidráulica, pero incrementa la complejidad operativa, ya que requieren supervisión continua del nivel y del caudal entrante para evitar restricciones durante el bombeo.

En ambas operadoras, durante las maniobras de Pump Down se alcanzan caudales instantáneos que varían aproximadamente entre 300 y 700 bpm, equivalentes a unos 48 a 111 m³ de agua por minuto, según la profundidad y el comportamiento de la herramienta en descenso. Para las etapas de fractura, los consumos también difieren de manera significativa entre compañías: la **Operadora 1** utiliza alrededor de 1.344 m³ de agua por etapa, mientras que la **Operadora 2** bombea volúmenes cercanos a 1.579 m³ por etapa. Estas diferencias reflejan variaciones en los diseños aplicados, en la cantidad de arena bombeada y en la intensidad de los tratamientos.

➤ **Logístico del proppan. Equipos de Arena**

Administran la arena hacia el blender mediante: tornillos dosificadores, tolvas, cintas transportadoras, sensores de peso

El agente de sostén utilizado durante las operaciones fue arena natural en mallas 30/70 y 100, seleccionada por su capacidad de transporte en fluidos de bajo peso y su adecuada conductividad para fracturas en formaciones no convencionales como Vaca Muerta.

La logística del proppant también presenta diferencias marcadas entre las dos operadoras. En la Operadora 1, la cantidad de arena utilizada por etapa es considerablemente menor. Cada etapa bombea aproximadamente 192 toneladas de arena natural, lo que resulta en un sistema de abastecimiento más simple y en una menor frecuencia de recambio de cajas. Esta configuración tiene un impacto directo en la continuidad operativa del Blender, dado que la carga reducida disminuye la probabilidad de interrupciones vinculadas al suministro de arena y facilita la administración del material en superficie.

La Operadora 2, en cambio, trabaja con un diseño de alta intensidad de proppant. En una etapa típica se emplean alrededor de 23 cajas de arena, cada caja contiene 12 tn aproximadamente. Esto equivale a un total de aproximadamente 276 tn por etapa de

proppant. Esta escala de consumo exige una logística robusta, con recambios frecuentes de cajas, una cadena de abastecimiento continua desde los camiones y un control permanente para evitar que el Blender quede sin material durante las rampas de concentración. Las interrupciones en el recambio pueden obligar a detener el bombeo o a realizar maniobras de flush, generando tiempos no productivos que impactan de manera directa en la duración de cada etapa.

Las diferencias en la magnitud del consumo de arena entre ambas operadoras también se reflejan en la estrategia y en los tiempos de operación. Mientras la **Operadora 1** mantiene un esquema logístico más liviano y menos demandante en superficie, la **Operadora 2** requiere una coordinación mucho más estricta entre transporte, recambio y alimentación del Blender, dado que cualquier retraso puede comprometer la continuidad del tratamiento. Esta disparidad es un factor clave a la hora de analizar la eficiencia operativa de cada compañía y constituye uno de los elementos que explican los tiempos totales de fractura observados a lo largo de las distintas etapas

➤ **Válvulas Actuadas**

En la operación de fractura, las válvulas actuadas se utilizan para abrir o cerrar los manguerotes de las bombas y para manejar el desfogue después de pruebas de presión o al finalizar una etapa. Estas válvulas permiten hacer las maniobras desde el Data Van sin que el personal tenga que acercarse a zonas donde circula fluido presurizado. Su función es únicamente habilitar o bloquear líneas del set de superficie, facilitando la conexión o desconexión de bombas y asegurando una despresurización controlada del sistema.

Además del sistema usado por fractura, otra empresa maneja las válvulas actuadas instaladas en el pozo, las cuales forman parte del árbol de producción. Estas incluyen la maestra, sobremaestra, lateral, corona, Z1 y Z2. Su función es abrir o cerrar el pozo y controlar la presión durante las maniobras de Pump Down y fractura. Estas válvulas no son operadas por fractura; su manejo queda exclusivamente a cargo del personal especializado de well control, que garantiza la integridad y contención del pozo en todo momento.

➤ **Sistema de Desfogue**

El sistema de desfogue utilizado en fractura permite despresurizar las líneas de alta de manera controlada una vez que finaliza una etapa o después de realizar una prueba de presión. Este sistema se encuentra montado sobre un puente estructural donde desemboca

un tubo de desfogue equipado con un choque de orificio muy pequeño, cuya función es transformar la presión del fluido en velocidad. Al reducir de manera brusca el diámetro de paso, el choque disminuye la presión contenida en las líneas y acelera el fluido para su descarga segura.

El desfogue direcciona el flujo hacia piletas de contención, donde se deposita el agua residual que proviene del circuito de fractura. De esta manera, el set puede liberar presión sin riesgo para el personal y sin necesidad de intervención manual sobre válvulas en zonas presurizadas. El uso de válvulas actuadas permite abrir o cerrar el desfogue desde el Data Van, agilizando la maniobra y evitando la exposición del personal en áreas donde circulan fluidos a alta presión.

➤ **Pump Down**

Es la operación en la que wireline baja sus herramientas dentro del pozo usando presión y caudal, porque el pozo está lleno de fluido y la herramienta no puede bajar por gravedad en un lateral tan largo.

No es fractura, no es parte del set, y tiene su propio equipo. Se trabaja en paralelo a la fractura, pero es un servicio independiente.

Componentes:

Unidad APT (Pump Down) Es el equipo utilizado para realizar las maniobras de Pump Down y trabaja de manera independiente al sistema de fractura. Para abastecerse de agua cuenta con tres piletas propias, separadas de las piletas o tanques utilizados por fractura, lo que le permite operar sin interferir en el circuito del Blender ni en los manifolds.

Durante el Pump Down, la APT genera el caudal y la presión necesarios para desplazar la herramienta de wireline dentro de la tubería. En estas maniobras se utiliza un reductor de fricción metal-metal específico para este tipo de operación, que ayuda a reducir el roce entre la herramienta y la tubería mientras se bombea el fluido. Además de su uso con wireline, también se emplea para realizar bombeos de limpieza al inicio de cada pozo, antes de comenzar con las etapas de fractura, utilizando el mismo sistema de piletas independientes.

Bombas de Alta Presión, similares a las del set de fractura (tres unidades)

Equipos de wireline, es el responsable de realizar la perforación de cada etapa durante el método Plug & Perf y de descender las herramientas necesarias dentro del pozo mediante Pump Down. Está compuesto por la unidad de cable (camión de wireline), el tambor donde

se enrolla el cable eléctrico, la cabina de control, el lubricador y el conjunto de herramientas que se bajan al pozo para cada etapa. **Figura 8**

La herramienta de wireline incluye el tapón cuando corresponde, las cargas perforantes y el sistema de disparo. Una vez armada, se instala en el lubricador, que permite ingresar y retirar equipos del pozo trabajando bajo presión. Desde la cabina de wireline se controla la velocidad de descenso, la tensión del cable, la medición de profundidad y la secuencia de disparo de las cargas.

Durante el Pump Down, el equipo de wireline trabaja conjuntamente con la APT. La APT alimenta con agua presurizada a las tres bombas de presión asignadas a la maniobra, y estas bombas generan el caudal necesario para desplazar la herramienta dentro de la tubería. El avance se produce por la combinación del empuje hidráulico y el control del cable desde superficie. Para reducir el roce entre la herramienta y la tubería, en esta fase se utiliza un reductor de fricción metal-metal, específico para este tipo de operación.

Una vez que la herramienta alcanza la profundidad programada, el operador ejecuta la secuencia de disparo que perfora el casing y habilita el intervalo a fracturar. Finalizada la perforación, la herramienta se retira y el pozo queda listo para que el set de fractura ingrese en operación. La precisión del wireline es clave para asegurar que cada etapa se realice en la profundidad correcta, sin desviaciones ni repetición de maniobras, lo que impacta directamente en los tiempos operativos de todo el tratamiento.



Figura 8 Wireline, montado en pozo.

Referencias Anexo F

2.4 Configuración de superficie (layout)

Cada operadora implementa una disposición superficial (layout) particular para sus equipos y sistemas, lo que responde directamente a su propia filosofía y metodología de trabajo en la operación de fractura hidráulica.

Layout de la Operadora 1 (convencional):

Este esquema se basa en un diseño tradicional y robusto. Utiliza un tanque australiano para el almacenamiento de agua, lo que facilita la acumulación y manejo de grandes volúmenes necesarios durante la operación. El agua se distribuye a través de dos manifolds diferenciados: uno denominado “limpio”, encargado de transportar agua fresca, y otro “sucio”, destinado al manejo de fluidos que ya han sido utilizados o que contienen restos de arena u otros componentes. El sistema cuenta aproximadamente con 23 bombas, lo que aporta una gran capacidad de bombeo y permite mantener etapas de fractura más extensas y estables. Los equipos clave como la ADP, el blender y la cabina de control se disponen en una configuración estándar, priorizando la facilidad de operación y el flujo de trabajo tradicional. Las líneas de alta presión (HP) son simples, lo que contribuye a la fiabilidad del sistema. En conjunto, este layout está orientado a lograr una operación robusta, con menos cambios de etapa y mayor estabilidad durante las fracturas.

Layout de la Operadora 2 (sistema Mission):

En contraste, la Operadora 2 emplea un sistema más moderno y automatizado, conocido como “Mission”. En este caso, el agua se gestiona mediante piletas interconectadas a una línea limpia, optimizando el flujo y la disponibilidad del recurso. El layout incluye tres manifolds: uno limpio y dos sucios que se alternan según la etapa del proceso y el tipo de fluido que circula por cada línea. Este sistema opera con un mayor número de bombas, entre 30 y 31, lo que permite alcanzar mayores caudales y adaptarse con flexibilidad a las demandas de cada etapa de la fractura. Además, destaca por el uso extensivo de válvulas actuadas, que permiten automatizar el control de los flujos y realizar cambios de línea o de etapa de manera rápida y eficiente, reduciendo tiempos muertos y mejorando la seguridad de la operación.

En resumen, la principal diferencia entre ambos layouts radica en el grado de automatización, la cantidad de equipos y la flexibilidad operativa. Mientras la Operadora 1

apuesta por la robustez y la estabilidad, la Operadora 2 prioriza la adaptabilidad y la eficiencia mediante la automatización y una mayor cantidad de bombas y manifolds.

2.5 Límites operativos

Los límites operativos aseguran que la operación se mantenga dentro de los estándares de seguridad.

Incluyen: presión máxima de líneas (15.000 psi certificadas), límites de sensores de seguridad (12.500–12.800 psi), temperatura de operación, capacidad máxima de caudal (≈ 21 BPM por línea en ciertas instalaciones), control de vibraciones y alarmas de bombas.

Estos valores permiten proteger los equipos y evitar fallas críticas durante el bombeo de alta presión.

2.6 Fluidos utilizados en fractura hidráulica

El fluido de fractura es esencial en el proceso de fracturación hidráulica, ya que cumple dos funciones principales: por un lado, permite la apertura de la fractura en la formación rocosa, y por otro, sirve de medio para transportar la arena o proppant hacia el interior de la fractura, garantizando que ésta permanezca abierta una vez finalizado el bombeo.

Existen tres tipos principales de fluidos utilizados en este proceso, cada uno con características y aplicaciones específicas:

- **Slickwater:** Consiste en agua con reductor de fricción (FR) y se caracteriza por tener una viscosidad muy baja. Esto le permite limpiar eficientemente la zona de la fractura y posibilitar el bombeo a caudales elevados, favoreciendo una apertura rápida y efectiva de la formación. Debido a estas propiedades, el slickwater suele emplearse tanto al inicio como al final de las etapas de fracturación, aprovechando su capacidad para arrastrar partículas y minimizar la acumulación de residuos en las líneas.
- **MVFR (fluido de viscosidad media):** Este tipo de fluido se utiliza cuando es necesario mejorar la capacidad de transporte de arena, pero sin alcanzar las viscosidades altas de otros fluidos. El MVFR permite mantener un equilibrio entre eficiencia de bombeo y capacidad de arrastre, facilitando que el proppant llegue a zonas más profundas de la fractura sin requerir grandes cantidades de químicos adicionales.

- **HVFR (fluido de alta viscosidad):** El HVFR representa una evolución en los fluidos de fractura, ya que reemplaza el uso tradicional de la goma guar. Estos fluidos tienen una viscosidad elevada, lo que les otorga una excelente capacidad de transporte de arena, estabilizando el proppant en suspensión y asegurando que llegue de manera uniforme a lo largo de la fractura. Además, el HVFR destaca por su estabilidad durante la operación y por requerir una menor cantidad de químicos en comparación con los fluidos convencionales, lo que contribuye a optimizar los costos y reducir el impacto ambiental.

En resumen, la selección del fluido de fractura depende de los objetivos específicos de cada etapa y de las características del yacimiento, buscando siempre maximizar la eficiencia operativa y la efectividad del transporte de proppant.

2.7 Uso de proppant

La arena, también conocida como proppant, desempeña un papel fundamental en el proceso de fracturación hidráulica, ya que es la encargada de mantener la fractura abierta una vez que se ha completado el bombeo del fluido. Esto asegura que el canal generado en la formación rocosa permanezca disponible para el flujo de hidrocarburo hacia el pozo, incrementando la productividad del yacimiento.

La efectividad del proppant para cumplir esta función depende de varios factores clave. En primer lugar, la granulometría, es decir, el tamaño y la distribución de las partículas, influye en la capacidad de la arena para rellenar adecuadamente la fractura y permitir el paso de los fluidos. Por otro lado, la densidad del proppant afecta tanto el transporte durante el bombeo como la estabilidad dentro de la fractura. La resistencia al cierre es esencial, ya que el proppant debe soportar las altas presiones que tienden a cerrar la fractura tras el cese del bombeo, evitando así el colapso del canal. Además, la concentración de arena bombeada y el caudal utilizado durante la operación son parámetros críticos para asegurar una distribución uniforme y suficiente de proppant a lo largo de toda la fractura.

Cabe destacar que existen diferencias significativas entre las prácticas de las distintas operadoras en cuanto a la cantidad de proppant utilizada. Por ejemplo, la **Operadora 1** emplea aproximadamente 13 cajas por etapa, lo que equivale a unas 192 toneladas de arena por etapa. En contraste, la **Operadora 2** utiliza alrededor de 23 cajas por etapa, alcanzando

unas 276 toneladas por etapa. Estas diferencias reflejan estrategias y diseños operativos particulares, adaptados a los objetivos de producción y a las características específicas de cada yacimiento. **(Anexo C)**

2.8 Químicos utilizados en ambas operadoras

En el proceso de fracturación hidráulica, se emplean diversos productos químicos, cada uno con funciones específicas que contribuyen al éxito de la operación y a la protección tanto del equipo como del yacimiento. A continuación, se detallan los principales químicos utilizados y sus propósitos:

- Reductor de fricción (FR): Este aditivo tiene como objetivo disminuir la fricción interna en las líneas y tuberías durante el bombeo de los fluidos. Al reducir la resistencia al flujo, permite alcanzar caudales elevados de manera más eficiente y segura. Cabe destacar que la cantidad de FR puede variar significativamente entre operadoras; por ejemplo, la Operadora 1 utiliza aproximadamente 2.000 kg por etapa, mientras que la Operadora 2 emplea cerca de 1.000 kg por etapa. Estas diferencias responden al diseño específico de cada operación y a las características del yacimiento.
- Ruptor: Se añade al final de cada etapa con el fin de descomponer o “romper” el gel o el reductor de fricción residual presente en el fluido. Esta acción facilita la limpieza de la fractura, permitiendo que el canal quede libre para el posterior flujo de hidrocarburos y evitando obstrucciones.
- Biocida: Su función principal es prevenir la proliferación de bacterias en el agua utilizada durante la fracturación. La presencia de microorganismos puede provocar la formación de ácidos y otros compuestos que dañan tanto la infraestructura como el propio yacimiento, por lo que el biocida resulta esencial para asegurar la integridad del sistema.
- Inhibidor de arcillas: Este químico se utiliza para evitar el hinchamiento y la dispersión de las arcillas presentes en la formación rocosa, lo que podría dificultar el flujo de hidrocarburos y afectar negativamente la productividad.
- Inhibidor de incrustaciones: Su propósito es impedir la formación de precipitados minerales que puedan depositarse en las tuberías o en la fractura, lo cual podría obstruir el canal y reducir la eficiencia del proceso.

Es importante señalar que cada operadora selecciona y combina estos productos químicos en función de su diseño operativo y de las necesidades particulares del yacimiento en el que se está trabajando. Por tanto, las cantidades y tipos de químicos pueden variar considerablemente entre diferentes compañías y proyectos, buscando siempre optimizar la operación y minimizar posibles impactos negativos.

2.9 Consideraciones operativas generales

La realización de una fractura multietapa exige una coordinación meticulosa y continua entre diversos equipos y áreas de trabajo. Es fundamental que los operadores de wireline, los encargados de bombeo, el personal de la empresa de well control, los operadores de superficie, el equipo responsable de la arena, los especialistas en químicos y el personal de seguridad industrial trabajen de manera sincronizada para garantizar el éxito de la operación.

La comunicación efectiva y la planificación conjunta son clave para anticipar posibles contratiempos y adaptar las maniobras a las condiciones reales del yacimiento. Cada etapa del proceso requiere una supervisión constante y colaboración entre todos los actores involucrados, asegurando así la eficiencia, la seguridad y la calidad de los resultados obtenidos.

Capítulo 3 – Metodología.

3.0 Introducción metodológica

En este trabajo utilizamos una metodología basada en observación directa participativa, ya que los tres integrantes del equipo estuvimos presentes en las operaciones de fractura hidráulica realizadas en ambas locaciones. Este enfoque nos permitió registrar prácticas reales, identificar diferencias operativas y comprender cómo se ejecutan los procesos más allá de la teoría o los documentos formales.

La metodología combinó elementos cualitativos (observación, interacción con equipos y registro de maniobras) y cuantitativos (análisis de tiempos, etapas, volúmenes y parámetros operativos), lo que permitió construir una visión integral del desempeño en las dos operadoras.

3.1 Tipo de estudio

El estudio se desarrolló como una investigación descriptiva comparativa, centrada en: describir cómo se ejecutan las operaciones en cada locación, identificar factores que influyen en la eficiencia, analizar tiempos reales entre etapas, comparar dinámicas logísticas y operativas, evaluar la coordinación entre servicios, y contrastar el diseño planificado con lo que realmente ocurrió en campo.

El objetivo no fue establecer causalidades estadísticas profundas, sino comprender y comparar el funcionamiento real de cada sistema operativo.

3.2 Enfoque metodológico

Observación directa participativa

La observación se realizó de manera presencial, participando en turnos diurnos y nocturnos. Cada integrante estuvo asignado a diferentes sectores del spread operativo, lo que permitió cubrir: zona de bombas, blender y ADP, data van, maniobras de válvulas del árbol, área de wireline, zona de arena, cambios de pozo, alineación Z1/Z2, verificación de líneas y caudales.

Proyecto: “Optimización de tiempos entre etapas de fractura hidráulica en pozos horizontales”.

Autores: BADILLA, Daniela - CAMPOS, Dayana – VILLAR, Sergio

Esta participación nos permitió registrar situaciones reales que no aparecen en documentación formal, como: tiempos muertos específicos, problemas de coordinación entre servicios, decisiones operativas improvisadas, fallas menores que impactan tiempos, dinámica entre supervisores de completaciones y servicios.

Análisis de documentación técnica

Analizamos la documentación de ambas operadoras: frac plans, programas operativos, P&P y PZD, diagramas de layout, reportes diarios, secuencias P&P, tallies y surveys.

Por confidencialidad, estos documentos se referencian como:

“Documentación Operadora 1 – Pozo X”

“Documentación Operadora 2 – Pozo Y”

sin mencionar nombres comerciales.

Registro de campo

Durante las operaciones realizamos anotaciones propias sobre: horarios reales, caudales utilizados, tiempos wireline, alineación de válvulas, presión máxima de cada etapa, cambios operativos no planificados, maniobras realizadas por el equipo especializado de válvulas, variaciones en el diseño (slick, MVFR, HVFR), tiempos de movimiento de arena y agua.

3.3 Participantes del estudio

El estudio fue realizado por tres integrantes:

- Daniela Badilla
- Dayana Campos
- Sergio Dario Villar

Cada uno participó activamente en las operaciones, supervisando distintos sectores según la dinámica propia de cada turno. Esta distribución permitió obtener una visión integral de todo el proceso operativo.

3.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Observación estructurada

Durante cada etapa se registraron de forma ordenada: inicio y fin de fractura, tiempo wireline, presión máxima, caudal inicial y final, tipo de fluido (slickwater, MVFR, HVFR), cantidad de arena descargada, maniobras de válvulas, alineación Z1/Z2.

Observación no estructurada

Incluyó conversaciones informales con: operadores de bombas, personal de wireline, supervisores de completaciones, equipo especializado de válvulas, personal de logística de agua y arena.

Este intercambio permitió comprender decisiones operativas tomadas en tiempo real.

Registros de data van

Se utilizaron tendencias internas de: presión, caudal, densidad, fricción, comportamiento de la formación, capacidad de bombas activas.

Documentación técnica

Se analizaron registros diarios y planos operativos, los cuales se incorporaron de manera anónima para respetar la confidencialidad.

3.5 Procedimiento general

El procedimiento se desarrolló en tres etapas:

(1) Trabajo de campo en Operadora 1

Observamos: funcionamiento del layout tradicional, operación del tanque australiano, uso de 23 bombas, secuencia híbrida de fluidos, alineación manual y actuada, desempeño de wireline, tiempos reales entre etapas, maniobras del equipo especializado del árbol.

(2) Trabajo de campo en Operadora 2 (sistema Mission)

Proyecto: “Optimización de tiempos entre etapas de fractura hidráulica en pozos horizontales”.

Autores: BADILLA, Daniela - CAMPOS, Dayana – VILLAR, Sergio

Registramos: operación con 30–31 bombas, flujo continuo por 3 manifold, uso de 2 manifold sucios alternados, piletas de agua de gran capacidad, dinamismo del zipper y Z1/Z2, menor tiempo de alineación, automatización mediante válvulas actuadas, diferencias logísticas marcadas respecto a Operadora 1.

(3) Análisis comparativo

Se elaboró una matriz comparativa entre ambas locaciones considerando: tiempos entre etapas, eficiencia del zipper, coordinación wireline–bombeo, desempeño del equipo de válvulas, cantidad de bombas activas, logística de arena y agua, cumplimiento del programa, ocurrencia de NPT.

3.6 Criterios de validez y confiabilidad

Validez

Se garantizó mediante: contraste entre registros personales y documentos oficiales, comparación entre observaciones de los tres investigadores, revisión cruzada con data van, eliminación de datos sin respaldo o inconsistentes.

Confiabilidad

La confiabilidad se sostuvo mediante: observaciones repetidas en múltiples etapas, análisis de más de un pozo por operadora, triangulación entre observación, documentos y datos técnicos.

3.7 Limitaciones del estudio

La documentación que se empleó en este estudio proviene de fuentes internas y tiene carácter confidencial, lo que significa que su acceso está restringido únicamente a personal autorizado dentro de la organización. Por este motivo, la información recopilada y analizada

no puede ser compartida libremente fuera del ámbito de trabajo, garantizando así la protección de datos sensibles relacionados con las operaciones observadas.

Es importante destacar que en este análisis no se abordaron aspectos económicos ni productivos. Es decir, no se realizó ninguna evaluación sobre los costos, beneficios o rentabilidad de los procesos, ni tampoco se incluyeron estimaciones acerca de la producción obtenida durante las operaciones estudiadas. El enfoque se centró exclusivamente en los aspectos operativos y logísticos, dejando fuera cualquier consideración financiera o de rendimiento productivo.

Además, los tiempos registrados en las distintas etapas del trabajo corresponden a valores reales, pero estos pueden verse afectados por factores externos tales como la disponibilidad de equipos, las condiciones climáticas o la logística diaria. Por ejemplo, si algún equipo no está disponible en el momento requerido, o si las condiciones meteorológicas no son favorables, esto puede provocar retrasos o modificaciones en la programación prevista. Por tanto, los tiempos reportados deben interpretarse como referencias sujetas a posibles variaciones dependiendo de la situación particular de cada jornada.

Por último, es relevante mencionar que no todos los eventos operativos quedan documentados de manera formal. Algunas acciones o incidencias que ocurren durante el desarrollo de las operaciones pueden no ser registradas oficialmente en los informes, ya sea por tratarse de situaciones menores, imprevistos que se resuelven en el momento, o simplemente porque no existe un protocolo específico para documentarlas. Esto implica que la información disponible puede presentar ciertas lagunas, reflejando únicamente los aspectos más relevantes o aquellos que se consideran necesarios para el seguimiento técnico y administrativo del proceso.

3.8 Rol de los investigadores

Los tres integrantes participamos directamente en campo, acompañando: alineación de válvulas, tareas de wireline, bombeo, registro de data van, movimientos de arena y agua, preparación del pozo, observación del zipper, y maniobras operativas en general.

La participación permitió obtener información realista y detallada, fundamental para el análisis posterior.

Capítulo 4 – Resultados

4.0 Introducción

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos a partir de la observación directa participativa en ambas locaciones, complementados con documentación operativa proporcionada por cada operadora. Los datos incluyen parámetros operativos, tiempos entre etapas, duración de fractura, volumen de arena, consumo de químicos y estimaciones de productividad diaria y mensual.

El objetivo es mostrar de forma clara las diferencias operativas entre Operadora 1 (layout convencional) y Operadora 2 (sistema Mission, bombeo continuo), y cómo estas diferencias impactan en la eficiencia global del proceso.

4.1 Resultados Operadora 1 (Pad B8B, Layout Convencional, formación Vaca Muerta)

Durante nuestra participación en la Operadora 1 observamos una operación con características tradicionales de superficie, utilizando: tanque australiano, dos manifold (uno limpio y uno sucio), aproximadamente 23 bombas, menor automatización que la Operadora 2.

Los principales resultados registrados y confirmados por personal de la operadora fueron:

Parámetros operativos

- Tiempo entre etapas: ~30 minutos.
- Se aprovechaba este tiempo para mantenimiento de bombas y ajustes menores.
- Tiempo wireline: ~1 h 30 min por etapa.
- Cambio de carrera / cambio de pozo: ~10 minutos.
- Duración de fractura por etapa: 2 h 20 min
- Etapas más extensas, asociadas a un diseño robusto orientado a asegurar productividad prolongada (más de 1 año).
- Caudal promedio: entre 60 y 70 BPM (limitado por presiones más altas en formación).
- Presión promedio: alrededor de 11.000 psi.

Arena y químicos

Arena por etapa:

- 13 cajas por etapa (cada caja $\approx 14,8$ ton $\rightarrow \sim 192$ ton totales).
- Consumo de FR: ~ 2000 kg por etapa, correspondiente a dos bolsones.
- Otros químicos empleados: ruptor, bactericida, inhibidor de arcillas, inhibidor de incrustaciones.
- Eficiencia operativa estimada: Etapas por día: 8–9 (dato coincidente con personal de la operadora).
- Etapas por mes: 180–250 según continuidad.
- Horas de bombeo por día: 20–22 h/día (dato del company).
- NPT estimado: 5–8 %.
- Esta operadora muestra una filosofía orientada a etapas largas y robustas, con un enfoque en durabilidad más que en velocidad.

Detalles operativos adicionales relevantes

Además de los valores principales analizados, durante la observación directa en la **Operadora 1** se identificaron una serie de aspectos operativos que ayudan a comprender la lógica detrás de su diseño. En primer lugar, la duración promedio de cada etapa —aproximadamente 2 h 20 min— está relacionada con la intención de lograr una propagación más profunda y estable de la fractura. Esto se complementa con el uso de fluidos de distinta viscosidad combinados con cambios de concentración de arena que son menos agresivos, pero más constantes en el tiempo.

Otra característica importante es la decisión de trabajar con caudales moderados, entre 60 y 70 BPM. Este rango genera presiones relativamente altas, pero dentro de un comportamiento estable para la formación, lo que permite mantener una tasa de transporte de arena adecuada sin comprometer los límites operativos de superficie ni incrementar excesivamente el desgaste mecánico de las bombas.

La operadora también emplea un volumen de arena significativamente menor por etapa respecto a otras configuraciones, lo que se vincula directamente con un diseño orientado a fracturas largas, pero con menos densidad de proppant. Este enfoque busca favorecer la durabilidad del pozo en el tiempo, privilegiando fracturas extensas y uniformes por sobre fracturas extremadamente cargadas.

Asimismo, se observó un uso mayor de químicos: FR, inhibidores, ruptores, bactericidas e inhibidores de arcillas. Esta selección acompaña la duración extendida de las etapas y la necesidad de estabilizar el comportamiento del fluido durante todo el bombeo.

4.2 Resultados Operadora 2 (Pad xxx, Layout Mission, formación Vaca Muerta)

En la Operadora 2 observamos un sistema Mission completo: 30–31 bombas, tres manifold (uno limpio + dos sucios alternados), válvulas actuadas en líneas críticas, piletas de agua, apertura/cierre de pozo por empresa especializada, mayor grado de automatización y coordinación wireline–bombeo.

Los resultados operativos registrados fueron:

Parámetros operativos

- Tiempo entre etapas: 5–10 min.
- La alternancia de manifold sucios evita interrupciones prolongadas.
- Tiempo wireline: ~1 h 30 min por etapa.
- Cambio de carrera / cambio de pozo: ~10 min (similar a Operadora 1).

Duración de fractura por etapa:

- 2 h (más corta que Operadora 1).

Caudal promedio:

- 108 BPM, posible gracias a una formación más “blanda” y mejor estabilidad hidráulica.

Presión promedio:

- cercana a 11.000 psi.

Arena y químicos

Arena por etapa:

- 23 cajas por etapa (cada caja $\approx$ 12 tn $\rightarrow$ $\sim$ 276 toneladas estimadas).
- Consumo de FR:
 - $\sim$ 1000 kg por etapa.
- Otros químicos: FR y ruptor principalmente.
- Eficiencia operativa estimada
 - Etapas por día: 11–12.
 - Etapas por mes: 350–500.
 - Horas de bombeo por día: 22–23 h/día (estimado realista para Mission).
- NPT estimado: 1–4 %.

La operadora presenta una operación intensiva, rápida y altamente coordinada, logrando un ritmo de trabajo casi continuo.

Observaciones adicionales de campo

El diseño de la Operadora 2 se caracteriza por un enfoque de alta eficiencia operativa. La duración promedio de cada etapa, cercana a las 2 horas, se logra gracias a un layout de superficie completamente orientado a reducir demoras. Entre los elementos más destacados se encuentran los tres manifold (uno limpio y dos sucios), el uso intensivo de válvulas actuadas y la capacidad de mantener alineaciones mientras otro manifold recibe mantenimiento.

El caudal promedio de 108 BPM permite transportar grandes volúmenes de arena — alrededor de 23 cajas por etapa— generando fracturas de alta conductividad inicial. Este volumen de proppant, casi cinco veces superior al utilizado por la Operadora 1, responde a un diseño que busca obtener alta productividad inicial, incluso si implica mayores exigencias mecánicas en superficie.

La transición entre etapas, de apenas 5 a 10 minutos, fue una de las diferencias más notables durante la observación. Esto se debe a la coordinación simultánea entre wireline, la empresa encargada del árbol de pozo y el equipo de bombeo, permitiendo preparar la siguiente etapa mientras aún se finalizan maniobras complementarias de la anterior.

Finalmente, el consumo de químicos es más simple, basado casi exclusivamente en FR y ruptor. La operadora compensa esta menor cantidad de aditivos mediante altas tasas de bombeo y diseños más cargados de arena.

4.3 Tablas comparativas

Tabla 4.1 Comparación de parámetros operativos

Indicador.	Operadora 1 (Convencional).	Operadora 2 (Mission).
Tiempo entre etapas.	30 min.	5-10 min.
Duración de etapa.	2hrs 20 min.	2 hrs.
Tiempo de Wireline por etapa.	1hr 30 min.	1hr 30 min.
Cambio de pozo/carrera WL.	10 min.	10 min.
Caudal promedio.	60-70 BPM	108 BPM
Presión promedio.	11000 PSI	11000 PSI
Bombas activas.	23	30-31
Layout Tradicional	2 Manifold	3 Manifold

Tabla 4.2 Comparación de arena y químicos.

Indicador.	Operadora 1.	Operadora 2.
Arena por etapa	13 cajas.	23 cajas.
Arena total estimada.	192 toneladas.	276 toneladas.
FR por etapa.	2000kg.	1000kg.
Otros químicos.	Ruptor, bactericida, inhibidores	Ruptor.

Tabla 4.3 – Indicadores de eficiencia.

Indicador.	Operadora 1.	Operadora 2.
Etapas por día.	8-9	11
Etapas por mes.	180-250.	280-330.
Horas de bombeo por día.	20-22hrs.	22-23hrs.
NPT estimado.	5-8%	1-4%.
Automatización.	Media.	Alta (válvulas actuadas).

Interpretación de los resultados operativos

Los resultados elaborados muestran diferencias claras entre ambas filosofías operativas. Por un lado, la Operadora 1 presenta un diseño basado en etapas más largas, caudales moderados y menor volumen de arena por etapa, apuntando a la estabilidad del bombeo y a una propagación progresiva del tratamiento. Por otro lado, la Operadora 2 se

apoya en un sistema de alta capacidad superficial, capaz de trabajar con más bombas, lo que habilita caudales elevados y altas concentraciones de proppant.

La Operadora 2 cuenta con aproximadamente 30–31 bombas de alta presión distribuidas en tres líneas de trabajo: un manifold limpio y dos manifold sucios. Sin embargo, estas bombas no operan todas en simultáneo.

El sistema Mission alterna el uso de los manifold sucios: mientras uno se encuentra en operación, el otro recibe mantenimiento, permitiendo continuidad operativa sin necesidad de detener el bombeo. En la práctica, se trabaja con un grupo de bombas alineadas al manifold limpio y otro grupo alineado al manifold sucio activo, mientras el tercer conjunto permanece en espera o en mantenimiento.

Este esquema no solo reduce significativamente el tiempo entre etapas, sino que también distribuye el desgaste mecánico y permite mantener el equipamiento en condiciones óptimas durante toda la campaña.

La combinación de estos factores repercute directamente en la cantidad de etapas diarias: mientras la Operadora 1 se mueve en valores cercanos a 8–9 etapas por día, la Operadora 2 alcanza 11 etapas aproximadamente, gracias a un layout optimizado y a una reducción significativa del tiempo entre etapas.

Estas diferencias no deben interpretarse como mejores o peores, sino como respuestas a objetivos distintos. Una prioriza etapas robustas, duraderas y estables; la otra prioriza velocidad operativa y volumen de proppant para obtener alta conductividad inicial.

4.4 Interpretación de resultados

4.4.1 Duración de etapa

Operadora 1 registra etapas más largas (2 h 20 min), coherentes con su filosofía de diseño.

Operadora 2 trabaja con etapas más cortas (2 h), pero con mayor arena y ritmo continuo.

4.4.2 Tiempos entre etapas

Este es el indicador donde se observa la diferencia más significativa:

- Operadora 1: ~30 min
- Operadora 2: 5–10 min

Esta diferencia explica en gran medida la alta tasa de etapas por día de la Operadora 2.

4.4.3 Caudal y comportamiento de formación

- Operadora 1: 60–70 BPM.
- Operadora 2: 108 BPM.

4.4.4 Arena y logística

Operadora 2 moviliza muchísima más arena por etapa:

23 cajas vs 13 cajas.

Aun así, logra mantener un ritmo operativo superior porque el layout Mission está diseñado para un flujo logístico constante.

4.4.5 Horas de bombeo

Ambas operadoras trabajan 24 h, pero:

- Operadora 1 bombea 20–22 h/día,
- Operadora 2 bombea 22–23 h/día.

4.4.6 NPT

El NPT es claramente menor en la Operadora 2 por: válvulas actuadas, alternancia de manifold, mayor cantidad de bombas, logística más estable

4.5 Consideraciones finales del capítulo

El análisis de los datos obtenidos en campo permite comprender que cada operadora implementa una estrategia distinta de fractura multietapa. Ambos sistemas funcionan correctamente, pero presentan ventajas y compromisos diferentes según el objetivo buscado. La Operadora 1 logra etapas largas y estables, mientras que la Operadora 2 maximiza el ritmo operativo y los volúmenes bombeados.

Estas diferencias técnicas sirven como base para el análisis comparativo del Capítulo 5, donde se evalúa cómo cada decisión operativa repercute en la eficiencia global del proceso.

CAPITULO 5 – Resultados y Análisis comparativos

5.0 Introducción.

En este capítulo se discuten los resultados obtenidos en ambas locaciones, analizando las diferencias operativas entre la Operadora 1 (layout convencional) y la Operadora 2 (layout tipo Mission). La interpretación se basa en nuestra observación directa participativa y en la documentación operativa recibida durante los trabajos en campo.

5.1 Interpretación general.

Aunque ambas operadoras trabajan 24 horas continuas y presentan procesos similares en cuanto a seguridad, wireline y secuencia de operaciones, los resultados muestran diferencias claras en: la duración de cada etapa, el tiempo entre etapas, el diseño de superficie, el manejo de arena, el caudal alcanzado, el nivel de automatización.

Estas diferencias no implican que una operadora sea mejor que la otra, sino que cada una adopta una filosofía de diseño y objetivo productivo.

La diferencia en el tiempo entre etapas representa uno de los factores con mayor peso en la eficiencia global de cada operadora. Mientras la Operadora 1 requiere aproximadamente 30 minutos entre etapas, la Operadora 2 logra reducciones a un rango de 5 a 10 minutos mediante el uso de layout Mission, múltiples manifold y válvulas actuadas.

Estas diferencias no solo incrementan el número de etapas por día, sino que modifican completamente la logística de superficie. En la Operadora 2, la planificación diaria incluye la posibilidad de realizar cambios de carrera, alineaciones y pequeñas maniobras en simultáneo con la preparación de la siguiente etapa. En cambio, la Operadora 1 trabaja de manera más secuencial, con énfasis en asegurar estabilidad y control antes de iniciar cada fractura.

En términos prácticos, la diferencia entre 30 minutos y 10 minutos se traduce en un potencial de entre 8–9 etapas diarias frente a 11 etapas, impactando directamente en los tiempos totales de campaña.

5.2 Duración de las etapas y su impacto

La Operadora 1 realiza etapas de alrededor de 2 h 20 min, mientras que la Operadora 2 trabaja con etapas de aproximadamente 2 h. **(Anexo D)**

Esta diferencia está ligado al objetivo de cada diseño:

Operadora 1

Etapas más largas porque bombea más volumen de fluido previo a la etapa de arena, lo que permite: mayor propagación de la fractura, apertura más profunda dentro de la roca, conectar mayor volumen de formación, retardar la caída natural de presión, lograr una producción más estable en el tiempo.

Aquí la prioridad es la robustez de la fractura y la durabilidad del pozo.

Operadora 2

Etapas más cortas, con diseño más compacto y orientado a la eficiencia operativa.

Su enfoque se basa en: mantener continuidad, ejecutar más etapas por día, aumentar productividad temprana, maximizar conductividad mediante grandes volúmenes de arena.

5.3 Por qué una fractura más larga es más estable

La estabilidad depende de cuánta roca queda conectada al pozo.

Cuando una fractura se extiende más tiempo antes de cargar arena:

1. Conecta más volumen de formación, por lo tanto, tiene más hidrocarburo accesible.
2. Retarda la caída de presión, porque la formación se “vacía” más lentamente.
3. Genera más superficie de drenaje, lo que se traduce en una producción más sostenida.
4. No necesita tanta arena porque el tamaño de la fractura es lo que determina la vida útil, no la masa total de proppant.

La duración de la etapa (2 h 20 min versus 2 h) muestra justamente que la Operadora 1 dedica más tiempo a desarrollar la geometría de la fractura antes de apuntalarla.

5.4 Cantidad de arena por etapa

Operadora 1: 13 cajas (~192 ton)

Operadora 2: 23 cajas (~276 ton)

La Operadora 2 utiliza una cantidad de arena mucho mayor debido a su diseño orientado a: alta conductividad, mayor rendimiento productivo inicial, avance rápido entre etapas.

La Operadora 1, en cambio, no necesita grandes volúmenes de arena porque su objetivo es asegurar apertura y propagación profunda, no densidad de proppant.

Ambos diseños son válidos, pero responden a filosofías operativas distintas. **(Anexo C)**

5.5 Influencia del layout y la automatización en la eficiencia

El análisis demuestra que el layout es uno de los factores clave que explica la diferencia de eficiencia entre ambas operadoras. En sistemas convencionales, el cambio de manifold o la reconfiguración de líneas requiere un tiempo adicional para alineaciones manuales, inspecciones visuales y coordinación de personal. **(Anexo A)**

En contraste, el sistema Mission de la Operadora 2 permite mantener un manifold sucio en operación mientras el otro recibe mantenimiento, reduciendo tiempos improductivos y evitando detenciones completas. Esto, combinado con válvulas actuadas, facilita cambios rápidos entre pozos o etapas, aumentando la capacidad diaria de tratamiento. **(Anexo B)**

Este diseño no necesariamente implica mayor complejidad operativa, sino una reorganización estratégica de los recursos que habilita un ritmo más acelerado.

5.6 Tiempo entre etapas como factor clave

Aquí aparece la diferencia que marca la eficiencia total de cada operación:

Operadora 1: ~30 minutos entre etapas

Operadora 2: 5–10 minutos

Esta reducción se explica principalmente por: el uso de dos manifold sucios alternados (Operadora 2), mayor cantidad de bombas disponibles, válvulas actuadas en puntos críticos de las líneas de bombeo y desfogue, logística continua de arena, adaptada para altos volúmenes, diseño de superficie optimizado para minimizar detenciones.

5.7 Horas de bombeo y NPT

Ambas operadoras trabajan en modo continuo de 24 horas. Sin embargo:

Operadora 1: 20–22 h de bombeo real por día

Operadora 2: 22–23 h de bombeo real por día

El tiempo extra se logra principalmente por la reducción del tiempo entre etapas, no por diferencias en wireline o en la duración de etapa.

El NPT estimado:

Operadora 1: 5–8 %

Operadora 2: 1–4 %

5.8 Síntesis comparativa

Aspecto	Operadora 1 (Convencional)	Operadora 2 (Mission)
Duración de etapa	2 h 20 min	2 h
Tiempo entre etapas	~30 min	5–10 min
Arena por etapa	~192 ton	~276 ton
Caudal	60–70 BPM	108 BPM
Horas de bombeo	20–22 h	22–23 h
Etapas por día	8–9	11
NPT	5–8 %	1–4 %
Automatización	Media	Alta

5.8 Conclusiones

La Operadora 1 prioriza la durabilidad del pozo mediante fracturas más extensas y robustas, lo cual se logra con etapas más largas y diseños orientados a la propagación profunda.

La Operadora 2 prioriza la eficiencia operativa y la continuidad del proceso, con tiempos entre etapas muy reducidos, altas tasas de bombeo y un manejo intensivo de arena, lo que permite realizar muchas más etapas por día.

La principal diferencia de eficiencia NO está en la duración de la etapa ni en la coordinación wireline–bombeo, sino en el layout, la automatización, y la logística de superficie.

Ambas estrategias son válidas:

una maximiza la vida útil del pozo (Operadora 1), y la otra maximiza la productividad diaria y el ritmo de campaña (Operadora 2).

Capítulo 6 – Conclusiones

6.0 Introducción

El presente capítulo expone las conclusiones del trabajo de investigación y observación directa participativa realizado en dos locaciones de fractura hidráulica multietapa, operadas bajo filosofías de diseño y ejecución diferentes dentro de una misma cuenca productiva. A partir del análisis técnico de las operaciones, la revisión de documentación operativa disponible y la experiencia adquirida en campo, se sintetizan los principales resultados obtenidos, los aprendizajes alcanzados y los aportes relevantes del estudio en relación con la optimización de los tiempos operativos entre etapas de fractura.

Las conclusiones aquí desarrolladas integran aspectos técnicos, operativos y organizativos, permitiendo una visión global del proceso de fractura hidráulica multietapa como un sistema complejo, donde las decisiones de diseño, el layout superficial y el nivel de automatización influyen directamente en la eficiencia de la campaña.

6.1 Cumplimiento de los objetivos del trabajo

Los objetivos planteados al inicio del presente proyecto fueron alcanzados de manera integral y satisfactoria. Se logró describir y analizar en profundidad la operación de fractura hidráulica multietapa, abordando tanto sus fundamentos técnicos como su ejecución práctica en locación. Asimismo, se realizó una comparación detallada entre dos filosofías operativas diferenciadas, identificando los factores determinantes que influyen en la eficiencia global del proceso y, en particular, en los tiempos no productivos entre etapas.

El estudio permitió interpretar el impacto del layout superficial, la duración de las etapas, el caudal de bombeo, el diseño del fluido y las estrategias de manejo de agente sostén sobre el ritmo operativo de la campaña. De esta manera, se comprendió cómo cada decisión de diseño responde a una lógica técnica específica y cómo dicha lógica se traduce en distintos compromisos entre eficiencia operativa, continuidad de bombeo y objetivos de estimulación del reservorio.

La participación directa y activa del equipo investigador en las operaciones de campo resultó un elemento clave para el cumplimiento de los objetivos, ya que permitió obtener información precisa y contextualizada, difícilmente accesible únicamente a través de

documentación técnica. Esta experiencia contribuyó a una comprensión realista y aplicada del proceso de fractura hidráulica, alineada con las condiciones operativas reales de la cuenca.

6.2 Principales conclusiones técnicas

Del análisis comparativo entre ambas operadoras se desprenden las siguientes conclusiones técnicas relevantes:

Diferencias en la duración de las etapas

Se observó que las etapas de mayor duración, correspondientes a la Operadora 1, se asocian a un diseño orientado a la propagación más profunda de las fracturas y a una ejecución menos acelerada del proceso. En contraste, la Operadora 2 implementa etapas más compactas, priorizando un ritmo operativo elevado y la reducción del tiempo total de campaña. Estas diferencias reflejan estrategias de estimulación distintas, donde la duración de la etapa responde tanto a criterios de diseño de fractura como a decisiones operativas.

Diferencias en el volumen y manejo de arena

Se confirmó que el volumen de agente sostén utilizado está directamente relacionado con la filosofía de diseño adoptada. Mientras una operadora prioriza fracturas más extensas con una menor concentración de proppant, la otra opta por mayores volúmenes de arena por etapa, buscando una elevada conductividad inicial. Estas decisiones impactan no solo en el diseño de la fractura, sino también en la logística, los tiempos de carga y la continuidad del bombeo.

Impacto del layout superficial y la automatización

Uno de los factores más relevantes identificados para la optimización de los tiempos entre etapas fue el diseño del layout superficial. La Operadora 2, mediante un layout tipo Mission, la alternancia de manifolds sucios y el uso de válvulas actuadas, logra una reducción significativa del tiempo muerto entre etapas. Este esquema permite desacoplar tareas críticas, minimizar intervenciones manuales y mantener una mayor continuidad operativa, alcanzando un número diario de etapas considerablemente superior.

Similitudes operativas

A pesar de las diferencias en el diseño superficial y el ritmo operativo, ambas configuraciones presentan similitudes en los procesos de wireline, bombeo, gestión de seguridad y coordinación entre servicios. Esto demuestra que la eficiencia global de la operación no depende exclusivamente del desempeño del personal, sino fundamentalmente del diseño operativo general y de la integración de los distintos sistemas involucrados.

6.3 Aportes del trabajo

El presente trabajo aporta una comparación técnica y práctica, actualizada y basada en observación directa, de dos configuraciones operativas diferentes aplicadas en una misma cuenca productiva. A diferencia de estudios puramente teóricos, la información analizada fue obtenida mayoritariamente en campo, lo que permitió validar los conceptos técnicos con la realidad operativa.

Asimismo, el estudio brinda un análisis claro sobre cómo las decisiones relacionadas con el layout, el caudal de bombeo, el manejo de arena y el nivel de automatización impactan directamente en el rendimiento operativo y en los tiempos entre etapas. De esta manera, se aporta una visión integral de la fractura hidráulica multietapa como un proceso interdisciplinario, donde convergen ingeniería, logística, seguridad y coordinación operativa.

Desde el punto de vista formativo, el trabajo contribuyó de manera significativa al desarrollo profesional del equipo investigador, fortaleciendo competencias técnicas vinculadas con la fractura hidráulica, la interpretación de operaciones en campo, la seguridad operacional y el análisis crítico de diferentes filosofías de trabajo.

6.4 Limitaciones del estudio

Las principales limitaciones identificadas durante el desarrollo del trabajo estuvieron relacionadas con el acceso parcial a determinados registros operativos, las diferencias en la disponibilidad de datos históricos entre ambas locaciones y la variabilidad natural del comportamiento de la formación. A ello se suman las restricciones derivadas del carácter confidencial de cierta documentación técnica.

No obstante, estas limitaciones no afectan la validez del análisis realizado, ya que la observación directa participativa permitió complementar la información disponible, contrastar datos y validar conclusiones a partir de la experiencia en campo.

6.5 Recomendaciones para trabajos futuros

A partir de los resultados obtenidos, se recomienda continuar profundizando el análisis mediante la incorporación de datos de producción posterior de los pozos fracturados bajo cada filosofía operativa, con el fin de evaluar el impacto real de las decisiones de diseño en el desempeño productivo.

Asimismo, se sugiere analizar el impacto económico asociado a cada configuración operativa, integrando costos de campaña, tiempos no productivos y eficiencia logística. La incorporación de modelado numérico de fracturas permitiría complementar el análisis experimental, mientras que el estudio detallado del NPT y del grado de automatización podría aportar nuevas herramientas para la optimización integral de campañas de fractura hidráulica.

6.6 Reflexión final

El desarrollo del presente trabajo permitió concluir que la eficiencia en una operación de fractura hidráulica multietapa no depende únicamente de la duración de la etapa o del volumen de agente sostén utilizado, sino del conjunto operativo en su totalidad: diseño del layout, nivel de automatización, logística, coordinación Inter servicios y diseño del fluido.

Cada operadora adopta una filosofía diferente en función de sus objetivos técnicos y productivos, y ambas estrategias resultan válidas dentro de ese marco. La experiencia de campo adquirida por el equipo investigador fue fundamental para comprender y contextualizar estos procesos más allá de lo teórico, aportando una visión integral del trabajo real en locación. Este aprendizaje técnico y operativo constituye uno de los principales aportes y valores del presente proyecto.

Bibliografía

Calzada Julio - Desideré Sigaudó. (22 de 06 de 2019). Informe Especial. *Petroleo y gas en Vaca Muerta. Situación actual, problemas y perspectivas*.

Gellert, J. (09 de Septiembre de 2018). *Vaca Muerta, un repaso conceptual*. Obtenido de LinkedIn: <https://www.linkedin.com/pulse/vaca-muerta-un-repaso-conceptual-juan-manuel-gellert/>

Herdia, J. y. (Agosto de 2023). *FARN*. Obtenido de Combustible fósil | Energía: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2023/09/DOC_Bajada_Palo_Oeste.v3.pdf

INDUAR. (13 de 06 de 2025). Eficiencia: la variable que cambia el juego. *VM el costo real de perforar un pozo y el precio mínimo del crudo para mantener la rentabilidad*.

Julián Fantín, C. G. (s.f.). POTENCIAL EXPLORATORIO PARA LA FORMACIÓN VACA MUERTA EN EL SUR DE MENDOZA, ARGENTINA. *11º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos IAPG*, 3.

Ministerio Economía Rep.Argentina. (s.f.). *Secretaria de Enegia*. Obtenido de Economía/energía: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/vaca-muerta/historia>

VacaMuerta.ar. (19 de Nov de 2025). *A lo profundo*. Obtenido de VacaMuerta.ar: <https://vacamuerta.ar/a-lo-profundo/#:~:text=Esta%20vez%20el%20hito%20est%C3%A1,quando%20trabajamos%20unidos%22%2C%20agregaron.>

Balestrini, M. (2006). Cómo se elabora un proyecto de investigación. BL Consultores C.A. (Documento proporcionado por el docente para uso académico interno).

Material interno de capacitación. (2025). La escritura del trabajo final. Documento PDF proporcionado por el docente.

Material interno de capacitación. (2025). Metodología, resultados y conclusiones. Documento PDF proporcionado por el docente.

Universidad Carlos III de Madrid. (2024). Guía de citas bibliográficas APA (7ª edición). Recuperado de https://uc3m.libguides.com/guias_tematicas/citas_bibliograficas

Universidad Carlos III de Madrid. (2024). Guía sobre plagio y buenas prácticas académicas. Recuperado de <https://uc3m.libguides.com/TFG/plagio>

Documentación interna de operaciones de completación y fractura hidráulica. (2025). Informes operativos, planes de bombeo y esquemas de superficie. (Documentos utilizados exclusivamente para análisis académico; no se detallan por su carácter confidencial).

ANEXOS

ANEXO A – Layout de superficie de la Operadora 1 (sistema convencional)

El presente anexo describe el layout de superficie observado en la Operadora 1 durante las operaciones de fractura hidráulica multietapa. Este esquema corresponde a un diseño tradicional, sin configuración tipo Mission, y se basa en la observación directa participativa realizada en campo.

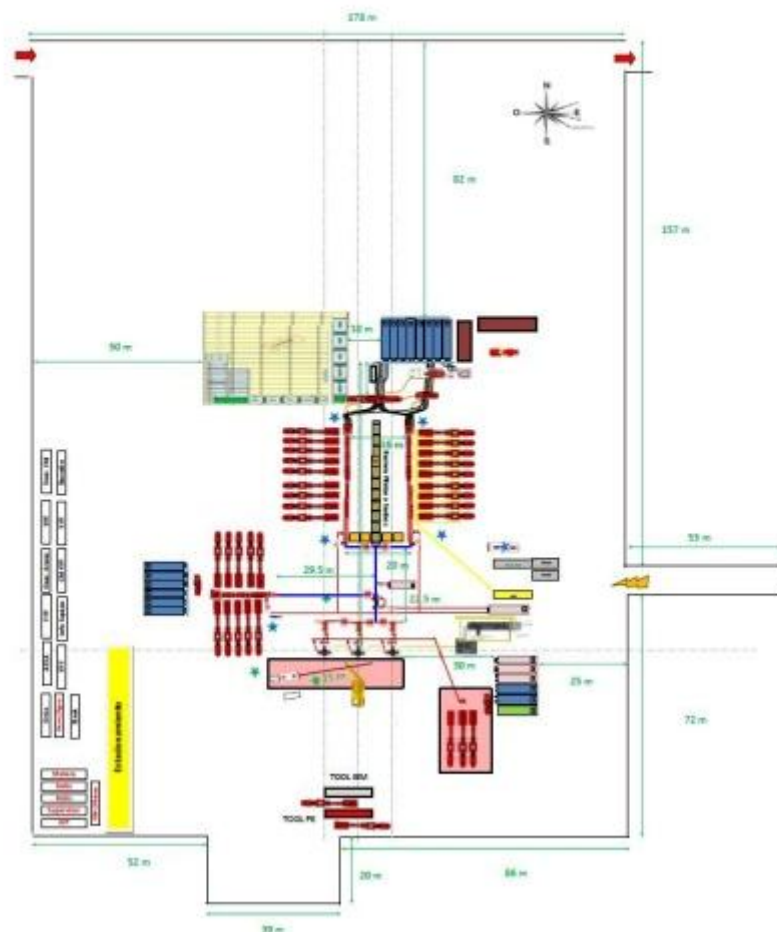
El layout incluye:

- Tanque australiano para almacenamiento de agua.
- Dos manifold de superficie: uno destinado a línea limpia (agua) y otro a línea sucia (agua + arena).
- Aproximadamente 23 bombas de alta presión, distribuidas en línea, orientadas hacia el manifold sucio.
- Unidad ADP, utilizada para la mezcla del reductor de fricción (FR) en estado sólido con agua.
- Cabina de control de bombeo, desde donde se monitorean presiones, caudales y límites operativos.
- Líneas de alta presión con capacidad para 15.000 psi, configuradas según estándar operativo.
- Equipos de wireline, ubicados en la posición convencional de disparo.
- Zonas de seguridad y circulación, delimitadas durante toda la operación.

ANEXO B – Layout de superficie de la Operadora 2 (sistema tipo Mission)

Este anexo describe el layout de la Operadora 2, caracterizado por un sistema Mission completo, diseñado para minimizar tiempos entre etapas y aumentar la eficiencia operativa.

9.8 Diagrama de Ubicación de Equipos en Locación



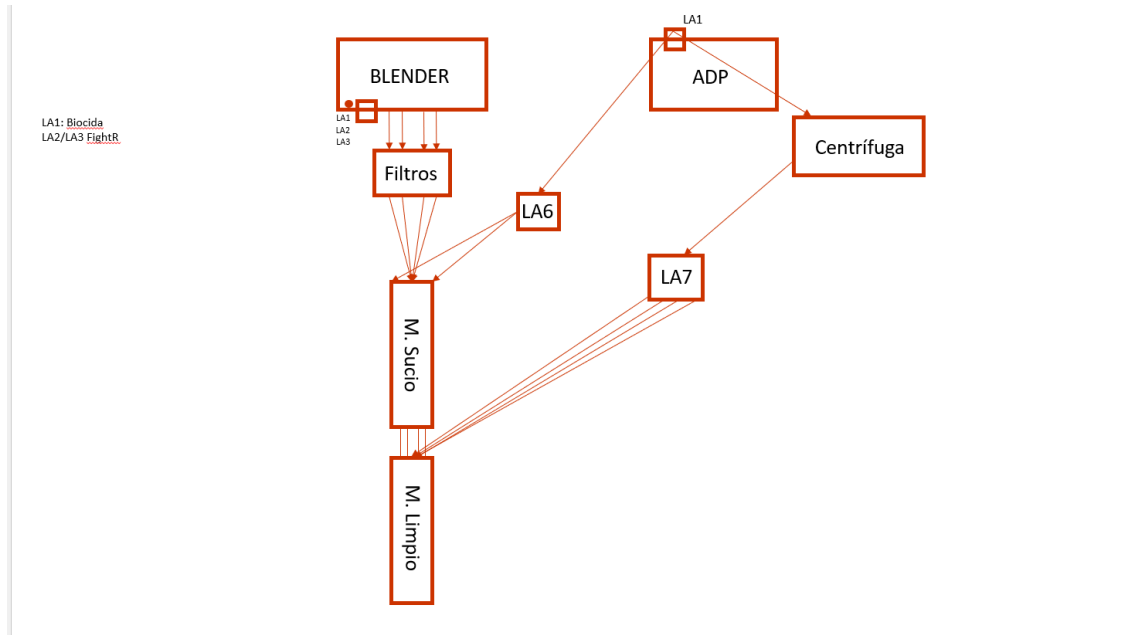
Los principales componentes observados fueron:

- Piletas de almacenamiento de agua, conectadas a la línea limpia.
- Tres manifold de superficie: uno destinado a línea limpia, dos destinados a línea sucia, utilizados alternadamente para permitir mantenimiento sin detener el bombeo.
- Entre 30 y 31 bombas de alta presión, permitiendo alcanzar caudales cercanos a 108 BPM.

- Válvulas actuadas instaladas en manguerotes y líneas críticas, permitiendo alineaciones rápidas y seguras.
- Empresa especializada encargada de la operación del árbol de pozo, realizando apertura y cierre de válvulas maestra, sobremaestra, corona, laterales, y válvulas del zipper (Z1 y Z2).
- Cabina de control Mission, coordinando wireline, bombeo y cambios de etapa.
- Líneas redundantes de defogue, para maniobras de seguridad.

Este diseño posibilita realizar entre 18 y 25 etapas diarias, con tiempos entre etapas de solo 5 a 10 minutos.

Anexo B (Bis) Layout de superficie de la Operadora 2 (sistema Convencional)



ANEXO C – Resumen de diseños de fractura utilizados (Frac Plans)

Debido al carácter confidencial de los documentos operativos, los frac plans no se incluyen de manera completa. A continuación, se presenta un resumen técnico elaborado a partir de la información observada:

Operadora 1 (convencional)

#	Step Name	Pump Rate bbl/min	Fluid Name	Fluid Volume gal	Proppant	PPA %	Prop. Conc. skt	Slurry Volume bbl	HVFR Dry ppt	HVFR Liq (Contingencia) gpt	Pump Time min
1	Pre Pad	90	HVFR	20,000		0.00	0	476.2	12.0	4.0	5.3
2	Pad	90	MVFR	10,000		0.00	0	238.1	6.0	2.0	2.6
3	0.25 PPA	90	MVFR	22,000	Malla 100 Delta	0.25	85	529.8	6.0	2.0	5.9
4	0.50 PPA	90	MVFR	22,000	Malla 100 Delta	0.50	110	535.8	6.0	2.0	6.0
5	0.75 PPA	90	MVFR	25,000	Malla 100 Delta	0.75	188	615.6	6.0	2.0	6.8
6	1.00 PPA	90	MVFR	35,000	Malla 100 Delta	1.00	300	871.3	6.0	2.0	9.7
7	1.25 PPA	90	MVFR	40,000	Malla 100 Delta	1.25	390	1187.9	9.0	3.0	13.2
8	1.50 PPA	90	HVFR	22,000	Arena 30/70 Prosil	1.25	275	553.7	9.0	3.0	6.2
9	1.50 PPA	90	HVFR	25,000	Arena 30/70 Prosil	1.50	420	712.3	9.0	3.0	7.9
10	1.75 PPA	90	HVFR	30,000	Arena 30/70 Prosil	1.75	525	771.3	9.0	3.0	8.6
11	2.00 PPA	90	HVFR	26,000	Arena 30/70 Prosil	2.00	520	675.5	12.0	3.0	7.6
12	2.25 PPA	90	HVFR	26,000	Arena 30/70 Prosil	2.25	585	682.5	12.0	3.0	7.6
13	2.50 PPA	90	HVFR	25,000	Arena 30/70 Prosil	2.50	625	660.1	12.0	3.0	7.4
14	Flush	90	HVFR	1,000		0.00	0	25.0	12.0	3.0	0.3
15	Flush	90	Slickwater	15,125		0.00	0	374.4	4.0	1.0	4.2
17	End In										5.0
Total				354,975 1344 m³			4243	8912 1417 m³	1391 kg	2734 l	104.9 1.7

Arena por Etapa				Ultima Milla Arena	
Tipo	Cantidad	Unidad	%	Tn x Caja	14.8
Malla 100 Delta	1,293	Skts	30%	58.63 Tn	4.0 Cajas
Arena 30/70 Prosil	2,950	Skts	70%	133.81 Tn	9.0 Cajas
TOT x Stage	4,243	Skts	100%	192.4 Tn	13.0 Cajas

Operadora 2 (Mission)

Stage Name	Fluid Type	FR Conc. ppt	Fluid Volume gal	Prop Conc. ppa	Prop Mass lb	
SURP	HVFR1 HASA	9	16000	0.00	0	N/A
0.50 PPA	MVFR HASA	6	22000	0.50	11000	ARENA NAT
1.00 PPA	MVFR HASA	6	24000	1.00	24000	ARENA NAT
1.60 PPA	MVFR HASA	6	54000	1.60	86400	ARENA NAT
1.60 PPA	MVFR HASA	6	55000	1.60	88000	ARENA NAT
1.60 PPA	MVFR HASA	6	56000	1.60	89600	ARENA NAT
1.60 PPA	MVFR HASA	6	35000	1.60	56000	ARENA NAT
2.00 PPA	MVFR HASA	6	35000	2.00	70000	ARENA NAT
OVERFLUSH	MVFR HASA	6	840	0.00	0	N/A
FLUSH	Slickwater HASA	3.3	15143	0.00	0	N/A

ANEXO D – Tiempos operativos relevados.

A continuación, se presentan los tiempos promedios observados durante la participación en campo:

Actividad.	Operadora 1.	Operadora 2.
Tiempo entre etapa.	~30 min	5–10 min
Tiempo de Wireline por etapa.	1hrs 30min	1hrs 30min
Cambio de carrera WL.	10 min	10min
Duración de etapa.	2hrs 20min	2hrs
Caudal promedio.	60-70 BPM	108 BPM
Horas de bombe/día.	20-22hrs	22-23hrs
Etapas por día.	8-9	18-25

Estos datos fueron utilizados para el análisis comparativo del Capítulo 5.

ANEXO E – Glosario de términos técnicos

BPM: barriles por minuto, unidad de caudal.

Carrera: intervalo de disparos utilizado por wireline.

Etapas: unidad de tratamiento dentro del fracturamiento multietapa.

FM: Formación.

FR: reductor de fricción utilizado para disminuir la fricción del fluido en superficie.

HVFR/MVFR: fluidos de mayor viscosidad respecto al slickwater, usados para transporte de arena.

NPT: Non Productive Time; tiempo no productivo.

Manifold: conjunto de válvulas que distribuye fluido hacia líneas de bombeo.

Manguerote: manguera flexible de alta presión.

Válvula maestra / sobremaestra / corona: válvulas del árbol de pozo operadas manualmente o mediante empresa especializada.

Zipper (Z1 – Z2): válvulas usadas para alternar fractura entre dos pozos.

ANEXO F – Fotografías y esquemas de campo

Espacio reservado para imágenes de campo:

Distribución de equipos en locación LY



Bomba Hidráulica Quintuple



Bomba Hidráulica Tríplex



Equipos en locación



Maniobra de Carga de Fr a unidad ADP



Pileta de agua y Kit de productos químicos



Colectore de líneas de alta presión



AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, queremos agradecer a nuestro tutor, Solís Diego, por la guía y orientación brindada durante todo el proceso, por no dudar de nuestra tesis cuando le presentamos el proyecto. También queremos agradecer a la Universidad de Rosario (UNR) por brindarnos todos los recursos y herramientas que fueron necesarios para llevar a cabo el proceso de investigación. No hubiésemos podido arribar a estos resultados de no haber sido por su incondicional ayuda.

Además, debemos agradecer al personal de ambas locaciones por permitirnos participar de las operaciones, responder nuestras consultas y facilitarnos el acceso a la información necesaria para llevar adelante este trabajo.

A nuestras familias y amigos por su apoyo constante, por motivarnos durante este recorrido académico y profesional. A nuestros compañeros de estudio y de trabajo, por su ayuda, predisposición y colaboración permanente. Este trabajo es el resultado del esfuerzo conjunto y de la experiencia compartida en campo.