

**INSTITUTO TECNOLOGICO DE BUENOS AIRES – ITBA**  
**ESCUELA DE POSTGRADO**



# **METODOLOGIA PARA PRONOSTICAR LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS DE LA FORMACION VACA MUERTA CONSIDERANDO LOS CAMBIOS FUTUROS EN LOS PLANES DE DISEÑOS DE FRACTURAS**

**AUTOR: MARISOL EMILCE, LEIVA (Leg. Nº 104785)**

**TUTORES: Acosta, Gustavo**  
**Caligari, Rubén.**

**BUENOS AIRES**

**TERCER CUATRIMESTRE, 2021**

## Tabla de Contenidos

1	Resumen.....	6
2	Introducción.....	7
2.1	Ubicación y característica de la Cuenca Neuquina .....	7
2.2	Características Geológicas de la Formación Vaca Muerta.....	10
2.2.1	Contenido y madurez de materia orgánica. ....	10
2.2.2	Espesor. ....	13
2.2.3	Mineralogía y red de fracturas naturales .....	15
2.3	Historia del desarrollo de Vaca Muerta.....	16
2.3.1	Numero de pozos y longitud lateral promedio por año y por área.....	18
2.3.2	Pozos de petróleo con longitud lateral superior a 1000 metros.....	21
3	Variables críticas del diseño de fracturas .....	24
3.1	Conceptos de las fracturas hidráulicas en no convencionales.....	24
3.2	Parámetros característicos de completación en desarrollos shale.....	27
3.2.1	Longitud del desplazamiento lateral.....	28
3.2.2	Distanciamiento entre pozos.....	30
3.2.3	Número y espaciamiento entre etapas .....	31
3.2.4	Volumen del tratamiento y tipo de agente de sostén.....	33
3.3	Pronósticos de producción según pozos tipo .....	38
3.4	Desempeño de los pozos en estudio .....	38
4	Criterios de normalización.....	42
4.1	Normalización de la longitud lateral de pozo .....	43
4.2	Normalización de los volúmenes de fluidos y de arena inyectados por Longitud Lateral. ....	43
5	Correlación entre las variables de productividad y las variables críticas del diseño de fractura y pozo.	44
5.1	Caudal máximo por pozo y su relación con los parámetros de diseño: Longitud Lateral, cantidad de etapas de fractura, volumen, tipo de arena y fluido por pozo. ....	44
5.2	Declinación primer año por pozo y su relación con la Longitud Lateral, cantidad de etapas de fractura, volumen y tipo de arena y fluido por pozo. ....	49
5.3	Acumulada de los primeros 180 días y su relación con la Longitud Lateral, cantidad de etapas de fractura, volumen y tipo de arena y fluido por pozo. ....	51
5.4	Acumulada final EUR y su relación con la Longitud Lateral, cantidad de etapas de fractura, volumen de arena y fluido por pozo. ....	52
6	Criterios de analogía y agrupación para estudios de analogía y generación de pozos tipos representativos.....	53
7	Estimación de reservas basado en métodos declinación .....	63
8	Estudio probabilístico de las variables de productividad críticas y generación de las Curvas Tipo...	63
8.1	Estudio probabilístico de la productividad de las terminaciones en Inferior. ....	66
8.1.1	Estudio probabilístico productividad terminaciones STD en Inferior. ....	70
8.1.2	Estudio probabilístico productividad terminaciones HDC en Inferior. ....	71

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

8.1.3	Generación de Curvas Tipo para terminaciones STD y HDC en Inferior. ....	73
8.2	Estudio probabilístico de la productividad de las terminaciones en Medio Oeste .....	77
8.2.1	Estudio Probabilístico de las terminaciones STD en Medio Oeste.....	80
8.2.2	Estudio Probabilístico de las terminaciones HDC en Medio Oeste. ....	81
8.2.3	Generación de Curvas Tipo para terminaciones STD y HDC en Medio Oeste. ....	83
8.3	Estudio probabilístico de la productividad de las terminaciones a Medio Este .....	86
8.3.1	Estudio Probabilístico de las terminaciones STD en Medio Este. ....	89
8.3.2	Estudio Probabilístico de las terminaciones HDC en Medio Este. ....	91
8.3.3	Generación de Curvas Tipo para terminaciones STD y HDC en Medio Este. ....	92
8.4	Estudio probabilístico de la productividad de las terminaciones a Superior.....	95
8.4.1	Estudio Probabilístico de las terminaciones STD en Superior. ....	97
	Según la analogía explicada para los completaciones STD en Superior, se realizó el siguiente estudio probabilístico. ....	97
8.4.2	Estudio Probabilístico de las terminaciones HDC en Superior.....	98
8.4.3	Generación de Curvas Tipo para terminaciones STD y HDC en Superior.....	99
8.5	Resumen de Pozos Tipos .....	101
9	Conclusiones y Recomendaciones .....	102
10	Referencias .....	104

## Indice de figuras

Figura 1. Mapa de ubicación Vaca Muerta. ....	8
Figura 2. Columna estratigráfica y elementos de los sistemas petroleros de la Cuenca Neuquina. ....	10
Figura 3. Mapa de contenido orgánico. ....	11
Figura 4. Mapa de Madurez. ....	13
Figura 5. Mapa de espesor útil. ....	14
Figura 6. Diagrama ternario general para formación Vaca Muerta. ....	15
Figura 7. Concesiones en Formación Vaca Muerta. Resaltado el bloque Loma Campana. ....	17
Figura 8. Pozos de petróleo con objetivo Vaca Muerta por área de concesión (izq.) y por año (der.) ....	19
Figura 9. Numero de pozos por área y longitud lateral promedio por año. ....	19
Figura 10. Cantidad de pozos agrupados por longitud lateral y su contribución en la producción. ....	20
Figura 11. Mapa de pozos con Longitud lateral superior a 1000 metros por área (izq.) y por año(der.) ....	21
Figura 12. Cantidad de pozos de longitud superior a 1000 metros por año y por área. ....	22
Figura 13. Ubicación de pozos de longitud lateral mayor a 1000 metros en las áreas más desarrolladas. ....	23
Figura 14. Numero de pozos y longitud lateral promedio por pozo por año en las áreas con mayor desarrollo. ....	23
Figura 15. Modelo de fractura 3D en rocas porosas y permeables: ....	26
Figura 16. Imagen de microsísmica de las fracturas logradas en un pozo horizontal. Los puntos mayores señalan la ubicación de los sensores de presión en el pozo testigo. Fuente: URTeC 263. ....	27
Figura 17. Ubicación de los pozos en Loma Campana (izq). Pozos perforados por año (der). ....	28
Figura 18. Coordenadas de superficie de los pozos que convergen a un mismo pad. ....	29
Figura 19. Pozos terminados por año (izq. arriba). Pozos terminados por área por año (der. arriba) ....	29
Figura 20. Zipper fractures. ....	31
Figura 21. Esquema de drenaje de un pozo horizontal con múltiples fracturas en shale obtenido a partir de mediciones sobre coronas, perfiles, microsísmica y datos de producción. ....	32
Figura 22. Evolución de los diseños de completación en pozos de petróleo con objetivo Vaca Muerta. ....	33
Figura 23. Evolución de los diseños de completación en pozos de petróleo con objetivo Vaca Muerta. Fuente: Elaborado con datos de SEE. ....	34
Figura 24. Declinación Hiperbólica hasta alcanzar un Dmin, a partir del cual se aplica declinación exponencial. ....	36
Figura 25. Pozos Tipo P10-P50-P90 declinación hiperbólica Arp. Modificada. ....	37
Figura 26. Análisis de 123 pozos de gas en Barnett shale con 5-6 años de historia (izq.). Se observa el sesgo hacia valores menores de caudal inicial y EUR y la correlación entre ellos (der.). Fuente: Adaptado de SPE 158867. ....	38
Figura 27. Tendencias de las variables críticas de productividad por pozo en el área Loma Campana (LC) (colores identifican bloques bloques. Rojo oscuro: Loma Campana. Azul: Loma la Lata). Fuente: Elaborado con datos de la SEE. ....	40
Figura 28. Mapa de pozos de Loma Campana agrupados por su profundidad. ....	41
Figura 29. Ubicación de los pozos agrupados por profundidad. ....	41
Figura 30. Tendencias de las variables críticas de productividad por pozo para 197 pozos en el área LC. ...	42
Figura 31. Correlación entre el máximo caudal inicial y las variables críticas de diseño en función del tiempo. ....	45
Figura 32. Correlación entre caudal máximo inicial y las variables críticas de diseño normalizadas por la longitud lateral efectiva para 197 pozos en el área LC. Fuente: Elaborado con datos de SEE. ....	46
Figura 33. Incremento de la sobrepresión con la profundidad. ....	47
Figura 34. Incremento de la Porosidad Orgánica y del TOC con la profundidad en Vaca Muerta. ....	47
Figura 35. Inferior Medio y Superior VacaMuerta. ....	48
Figura 36. Correlación entre caudal máximo inicial y las variables críticas de diseño normalizadas por la longitud lateral efectiva para distintos objetivos para 197 pozos en el área LC. Fuente: Elaborado con datos de SEE. ....	49
Figura 37. Correlación entre declinación efectiva inicial y las variables de Diseño normalizadas por la longitud lateral efectiva para distintos objetivos para 197 pozos en el área LC. Fuente: datos de SEE. ....	50
Figura 38. Correlación entre declinación efectiva inicial y las variables críticas de diseño normalizadas por la longitud lateral efectiva para distintos objetivos para 170 pozos en el área LC. Fuente: Elaborado con datos de SEE. ....	51

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

Figura 39. Correlación entre producción acumulada en 180 días y normalizada por Longitud versus las	52
Figura 40. Correlación entre EUR calculadas normalizadas por Longitud y variables críticas de diseño para distintos objetivos para 197 pozos en el área LC. Fuente: datos de SEE.	53
Figura 41. Evolución de los parámetros de completación, 170 pozos en LC con metodología standard. Fuente: Elaborado con datos de SEE.	54
Figura 42. Evolución de los parámetros de completación, 197 pozos en LC completados con diseños STD y HDC. Fuente: Elaborado con datos de SEE.	55
Figura 43. Parámetros de diseño para 27 pozos con terminaciones HDC en LC. Fuente: Elaborado con datos de SEE.	56
Figura 44. Mapa de ubicación de los pozos identificados por intervalo de profundidad y tipo de terminación STD o HDC. (izq.) Tabla de cantidad de tipo de terminación por año por intervalo de profundidad. Fuente: Elaborado con datos de SEE	57
Figura 45. Evolución variables diseño de fracturas STD y HDC para pozos que navegan en el intervalo Inferior.	58
Figura 46. Evolución de los diseños de fracturas STD de pozos que navegan el intervalo Inferior.	58
Figura 47. Evolución de los diseños de fracturas HDC de pozos que navegan el intervalo Inferior.	59
Figura 48. Evolución variables diseño de fracturas STD y HDC en pozos que navegan en el intervalo Medio.	60
Figura 49. Evolución variables diseño de fracturas STD en pozos que navegan en el intervalo Medio.	60
Figura 50. Evolución variables diseño de fracturas HDC en pozos que navegan en el intervalo Medio.	61
Figura 51. Evolución variables diseño de fracturas STD y HDC en pozos que navegan en el intervalo Superior.	61
Figura 52. P10-P50-P90 Pozo correspondiente a un grupo de pozos de similar completacion.	63
Figura 53. Curvas probabilísticas de las variables productividad incluyendo información de todos los pozos horizontales perforados en objetivos Vaca Muerta en el área LC entre 2012 -2019. Fuente: Elaborado con datos de SEE. EUR estimadas con declinaciones generadas para este estudio.	65
Figura 54. Curvas probabilísticas de variables productividad solo de los años 2017 2018 2019. Fuente: Elaborado con datos de SEE. EUR estimadas con declinaciones generadas para este estudio.	66
Figura 55. Selección de los pozos con objetivo VM Inferior para el presente estudio. Mapa identificando los pozos a Inferior HDC y STD. (arriba izq.) Mapa identificando los pozos a Inferior por año de completacion (abajo izq.). Graficas de barras de los parámetros de completacion por pozo ordenados cronológicamente. (Cada barra es un pozo). Fuente: Elaborado con datos de SEE.	67
Figura 56. Distribución probabilística de las variables críticas de pozos a Inferior con terminaciones STD o HDC. Fuente: Elaborado con datos de SEE. EUR estimadas con declinaciones hiperbólicas método Arp. modificado.	69
Figura 57. Ubicación (izq.) y parámetros de diseño (der.) de 19 pozos con terminaciones STD a Inferior (2018 – 2019) representativos de este periodo y tipo de completacion. Fuente: Elaborado con datos de SEE.	70
Figura 58. Distribución probabilística de las variables de productividad de las terminaciones STD a Inferior (2018-2019). Fuente: Elaborado con datos de SEE. EUR estimadas con declinaciones hiperbólicas método Arp. modificado.	71
Figura 59. Ubicación de pozos a Inferior completados con fracturas de HDC. (der.)	72
Figura 60. Análisis probabilístico de las variables de productividad de los pozos a Inferior HDC. (2018/2019). EUR estimadas con declinaciones hiperbólicas método Arp. modificado. Fuente: Elaborado con datos de SEE.	73
Figura 61. Tabla Resumen resultados del análisis probabilístico de las variables de productividad para terminaciones a Inferior STD y HDC.	74
Figura 62. Curvas tipo P10, P50 y P90 para terminaciones STD a Inferior.	75
Figura 63. Curvas Tipo P10, P50 y P90 para las completaciones HDC a Inferior.	76
Figura 64. Curvas Tipo P10, P50 y P90 Inferior para terminaciones STD /HDC y datos históricos.	77
Figura 65. Ubicación de los pozos completados en el intervalo Medio. Variables de diseño.	78
Figura 66. Distribuciones probabilísticas variables de productividad para terminaciones HDC y STD a Orgánico Medio Oeste.	79
Figura 67. Ubicación (izq.) y parámetros de diseño de las terminaciones STD a Medio Oeste 2017-2019 (der.)	80

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

Figura 68. Distribuciones probabilísticas de las variables de productividad de las terminaciones HDC a Medio Oeste,2017- 2019.....	81
Figura 69. Ubicación y parámetros de diseño de terminaciones HDC en Medio Oeste (2019).....	82
Figura 70. Curvas probabilísticas productividad terminaciones HDC en Medio Oeste.....	83
Figura 71. Tabla Resumen de los resultados del análisis probabilístico para terminaciones a Medio Oeste. ....	84
Figura 72. Curva tipo terminaciones STD a Medio Oeste. ....	84
Figura 73. Curvas tipo terminaciones HDC Medio Oeste.....	85
Figura 74. Curvas tipo terminaciones STD y HDC para Medio Oeste .....	86
Figura 75. identificación del periodo de estudio de analogía para los pozos a Medio Este .....	87
Figura 76. Distribución probabilística de las variables críticas de pozos a Medio Este STD o HDC. ....	88
Figura 77. Ubicación y parámetros de diseño de las terminaciones ST a Medio Este. ....	89
Figura 78. Distribuciones Acumuladas de las variables de productividad de las terminaciones STD a Medio Este. ....	90
Figura 79. Ubicación y parámetros de diseño de terminaciones HDC en Medio Este.....	91
Figura 80. Distribuciones acumuladas de las variables de productividad de las terminaciones HDC a Medio Este .....	92
Figura 81. Tabla Resumen resultados estudio probabilística productividad Medio Este STD y HDC. ....	92
Figura 82. Curvas Tipo terminaciones STD en el intervalo Medio Este. ....	93
Figura 83. Curvas tipo HDC al intervalo Medio Este .....	94
Figura 84. Curvas tipo terminaciones STD y HDC en Medio Este. ....	94
Figura 85. Ubicación de las terminaciones STD y HDC a los intervalos Superior en el área de Loma Campana.....	95
Figura 86. Ubicación por Area (der. Arriba), Ubicación por año (izq. Abajo). Diseño de terminaciones a los intervalos Superiores en las áreas de Loma Campana, Bandurria, La Amarga Chica, La Caverna STD y HDC. (2015-2019) (graficas barras a la derecha) .....	96
Figura 87. Terminaciones STD y HDC análogas en los intervalos superiores.....	97
Figura 88. Distribuciones acumuladas de las variables de productividad de las terminaciones STD a Superior.....	98
Figura 89. Distribuciones acumuladas de las variables de productividad de las terminaciones HDC a Superior.....	98
Figura 90. Resultados del estudio probabilístico de las terminaciones STD y HDC de Superior. ....	99
Figura 91. Curvas P10,P50,P90 para terminaciones STD a Superior. ....	99
Figura 92. Curvas P10, P50,P90 Pozo Tipo HDC a Superior. ....	100
Figura 93. Curvas Pozo Tipo HDC y STD a Superior.....	101

## 1 Resumen

La Formación Vaca Muerta en la Cuenca Neuquina, Argentina, ha sido identificada como uno de los “shale plays” globales más promisorios y en su desarrollo se ha seguido el modelo de los yacimientos no convencionales análogos de Estados Unidos, pioneros en la aplicación de técnicas de fracturas hidráulicas en múltiples etapas en pozos horizontales.

A medida que se transitaba la curva de aprendizaje y acompañando el incremento de la demanda doméstica de hidrocarburos se fueron aumentando la longitud lateral, el número de etapas de fracturas, disminuyendo la distancia entre etapas y el espaciamiento de los pozos, lo que resultó en continuas mejoras de la productividad buscando simultáneamente lo económico de los proyectos lo que hace difícil aplicar el concepto de Pozo tipo para la generación de pronósticos. Ya que estrictamente el concepto de pozo tipo se basa en promediar pozos similares. Sin embargo, al mismo tiempo la experiencia en los desarrollos de Norteamérica mostraba los límites técnico-económicos de estos incrementos. Es por ello por lo que en este trabajo se busca confirmar si existe una relación lineal entre la productividad y la disminución de la distancia entre etapas y el aumento de la intensidad de volúmenes de arena y de fluido inyectados.

Dado que la mayoría de los proyectos en esta formación se encuentran en etapas tempranas de desarrollo, se ha considerado de utilidad repasar la evolución de los diseños de terminación de los más de 1000 pozos y aproximadamente 10000 etapas de fractura de la cuenca para identificar las tendencias dominantes.

En este trabajo se busca identificar las variables críticas que impactan en la productividad, e identificar si se observan límites técnicos para el aumento de estas variables y finalmente en base a ese aprendizaje delinear una metodología de pronóstico que considere los futuros planes de terminación, de manera que los pozos tipos puedan representar el incremento de productividad planificado.

## 2 Introducción

### 2.1 Ubicación y característica de la Cuenca Neuquina

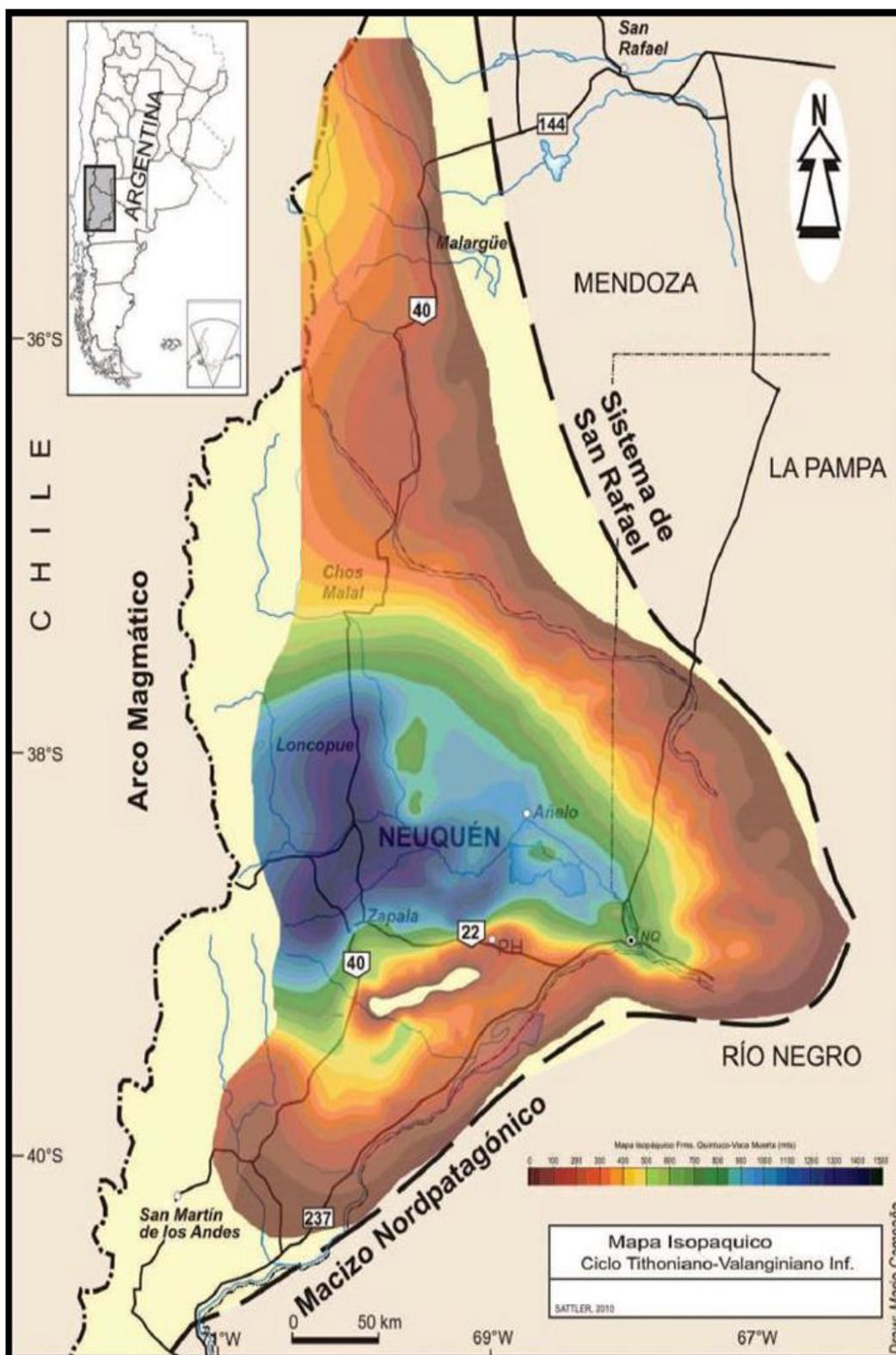
La Cuenca Neuquina es responsable por más del 40% de la producción de petróleo y 60% de la de gas del país. Ha estado en explotación desde 1918 y a partir del desarrollo tecnológico que permitió la explotación de recursos no convencionales *shale* y la prioridad que se le asigna a la Formación Vaca Muerta en el estudio de la EIA/DOE de 2011 se convirtió en un objetivo importante para el país por la potencialidad de los recursos asociados.

Su desarrollo abarca las provincias de Neuquén y el suroeste de Mendoza, extendiéndose en secciones marginales hacia Río Negro y La Pampa, con un área de más de 120.000 km<sup>2</sup> y un registro estratigráfico que supera los 6.000 metros de espesor e incluye rocas marinas y continentales que abarcan desde el Triásico Superior al Paleoceno (Figura 1).

Durante el Jurásico Inferior se restableció en el margen occidental de Gondwana un sistema de subducción que permitió la formación de cuencas de intra arco y retro arco con depósitos de ambiente mayormente marino y desde el Jurásico Medio hasta el Cretácico Inferior la cuenca se comportó como una cuenca de retro arco con una gran área marina conectada al Pacífico a través del arco volcánico para derivar en una cuenca de antepaís debido al incipiente levantamiento de la Cordillera de los Andes.

Se han identificado en la cuenca Neuquina diferentes sistemas petroleros que alimentan una gran variedad de potenciales acumulaciones, lo que a su vez genera significativas oportunidades de exploración y desarrollo, así como una gran complejidad de interpretación (Figura 2).

Con la denominación de Vaca Muerta se designa a una formación sedimentaria depositada en un mar de edad jurásica en la Cuenca Neuquina que ha actuado como la más prolífica roca generadora y, a la vez, constituye un objetivo prioritario para la explotación de hidrocarburos no convencionales. Está constituida por margas bituminosas, sedimentitas con alto contenido de materia orgánica, y su espesor total llega a los 500 m en la zona centro occidental de la cuenca.



Mapa isopáquico del ciclo Tithoniano a Valanginiano Temprano en la Cuenca Neuquina.  
 De la Publicación "LA FORMACIÓN VACA MUERTA Y EQUIVALENTES (JURÁSICO TARDÍO-CRETÁCICO TEMPRANO) EN LA CUENCA NEUQUINA"  
 Autores: Héctor A. Leanza, Federico. Sattler, Ricardo S. Martínez y Osvaldo Carbone  
 Expuesto en el RELATORIO DEL XVIII CONGRESO GEOLÓGICO ARGENTINO • NEUQUÉN, 2011

Figura 1. Mapa de ubicación Vaca Muerta.

(<https://todopetroleo.com.ar/donde-queda-vaca-muerta-en-argentina/>)

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

Una vez demostrada la factibilidad de la explotación de recursos *shale* en Estados Unidos y dada la dependencia del país respecto de petróleo y gas resultó lógico concentrar esfuerzos en el desarrollo de la Formación Vaca Muerta que une a sus características geológicas, que la comparan favorablemente con los análogos más productivos de Norteamérica, las ventajas adicionales de encontrarse a profundidades que la alejan totalmente de cualquier interferencia con los acuíferos y a la vez aseguran la factibilidad de perforar y completar los pozos con tecnologías disponibles. También el hecho de encontrarse muchos de los reservorios convencionales de la cuenca a mayor profundidad hace que se la haya atravesado con miles de pozos buscando esos horizontes, con lo que se ha acumulado gran experiencia e información sobre sus propiedades en distintas posiciones de su extensión. Finalmente, la infraestructura de explotación disponible y el acceso al agua sin interferencias con otros usos suman ventajas a los desarrollos en marcha.

El desarrollo de las formaciones no convencionales se basa en la identificación de las zonas con características favorables, el concepto de *sweet spots*, donde se alcanzan valores mínimos o de corte en las propiedades críticas que definen el potencial productivo. Como en estos sistemas es imprescindible recurrir a las fracturas hidráulicas y la productividad de los pozos se relaciona con su diseño es muy importante también confirmar la factibilidad de la fractura o fracabilidad de la roca. Se ha relacionado la productividad de los pozos con la capacidad de almacenamiento relacionada con parámetros como porosidad, contenido orgánico, saturación de fluidos, densidad de fracturas naturales y fracabilidad (Ouenes, 2014).

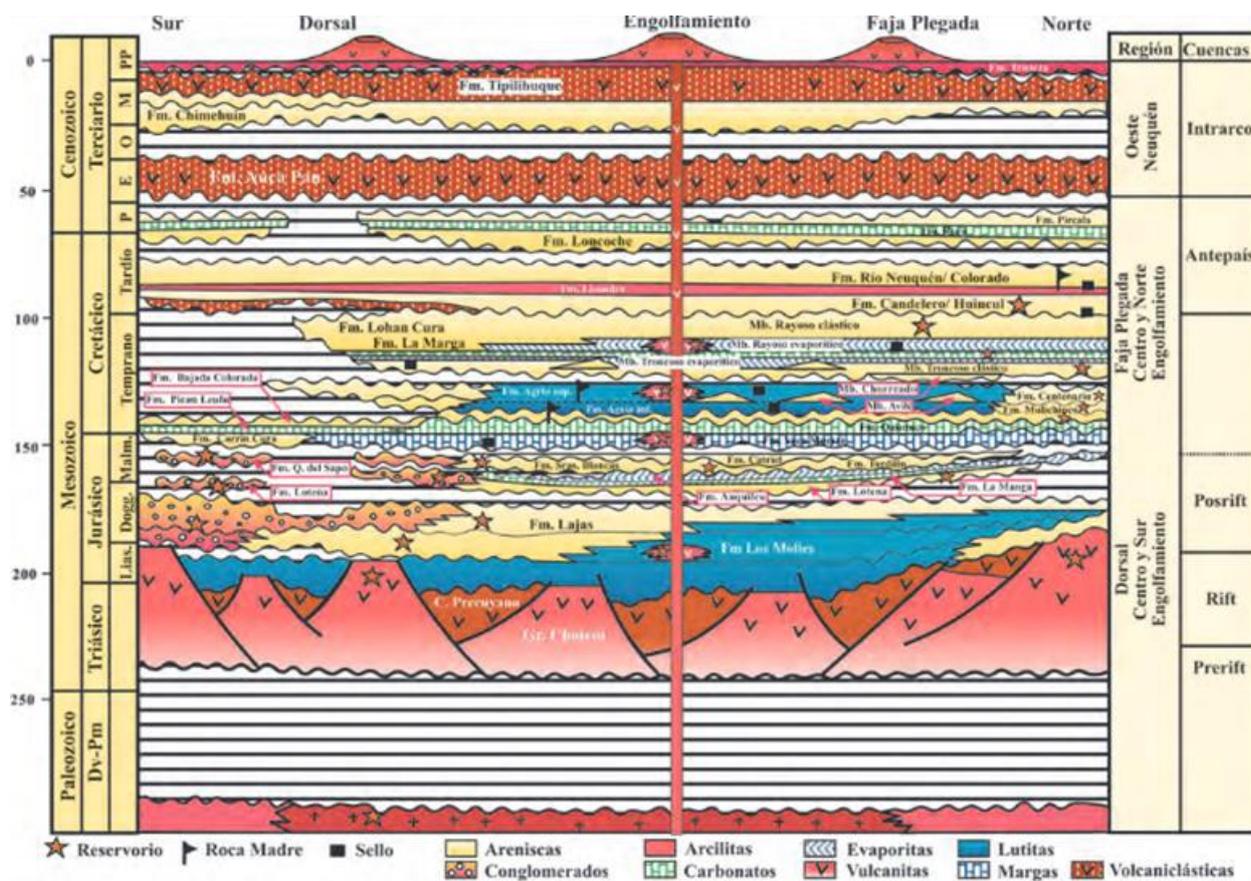


Figura 2. Columna estratigráfica y elementos de los sistemas petroleros de la Cuenca Neuquina. (Ponce, 2015, 9).

Los operadores de plays no convencionales maduros en Estados Unidos optimizaron sus desarrollos mejorando la caracterización de los sweet spots y los diseños de completación de pozos, incluyendo el aumento de longitud de los pozos horizontales, e intensidad de arena y fluido, así como disminuyendo el distanciamiento entre etapas. Una revisión de trabajos publicados que analizan el desempeño de proyectos no convencionales Estados Unidos muestra que, si bien se podía asumir como conocida la relación lineal entre variables de diseño de fracturas y productividad de los pozos, trabajos recientes muestran que esta dependencia es más compleja y debe estudiarse en profundidad antes de llegar a conclusiones porque se han informado casos donde aumentos en la longitud lateral de pozos no conducen a mejoras en la producción.

## 2.2 Características Geológicas de la Formación Vaca Muerta

### 2.2.1 Contenido y madurez de materia orgánica.

El contenido orgánico total (COT, %) mide la concentración de materia orgánica en las rocas generadoras expresada por el porcentaje en peso de carbono orgánico. Es un Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

valor proporcional al hidrocarburo recuperable y por ello un parámetro central para definir el potencial del recurso porque al aumentar el contenido orgánico de la roca no sólo aumenta la capacidad de generar gas y petróleo, sino que serán mayores la porosidad y permeabilidad del sistema y con eso los volúmenes recuperables y la productividad. En Vaca Muerta se alcanzan valores de COT de hasta 7% lo que permite compararla favorablemente con los *plays* más desarrollados (Figura 3).

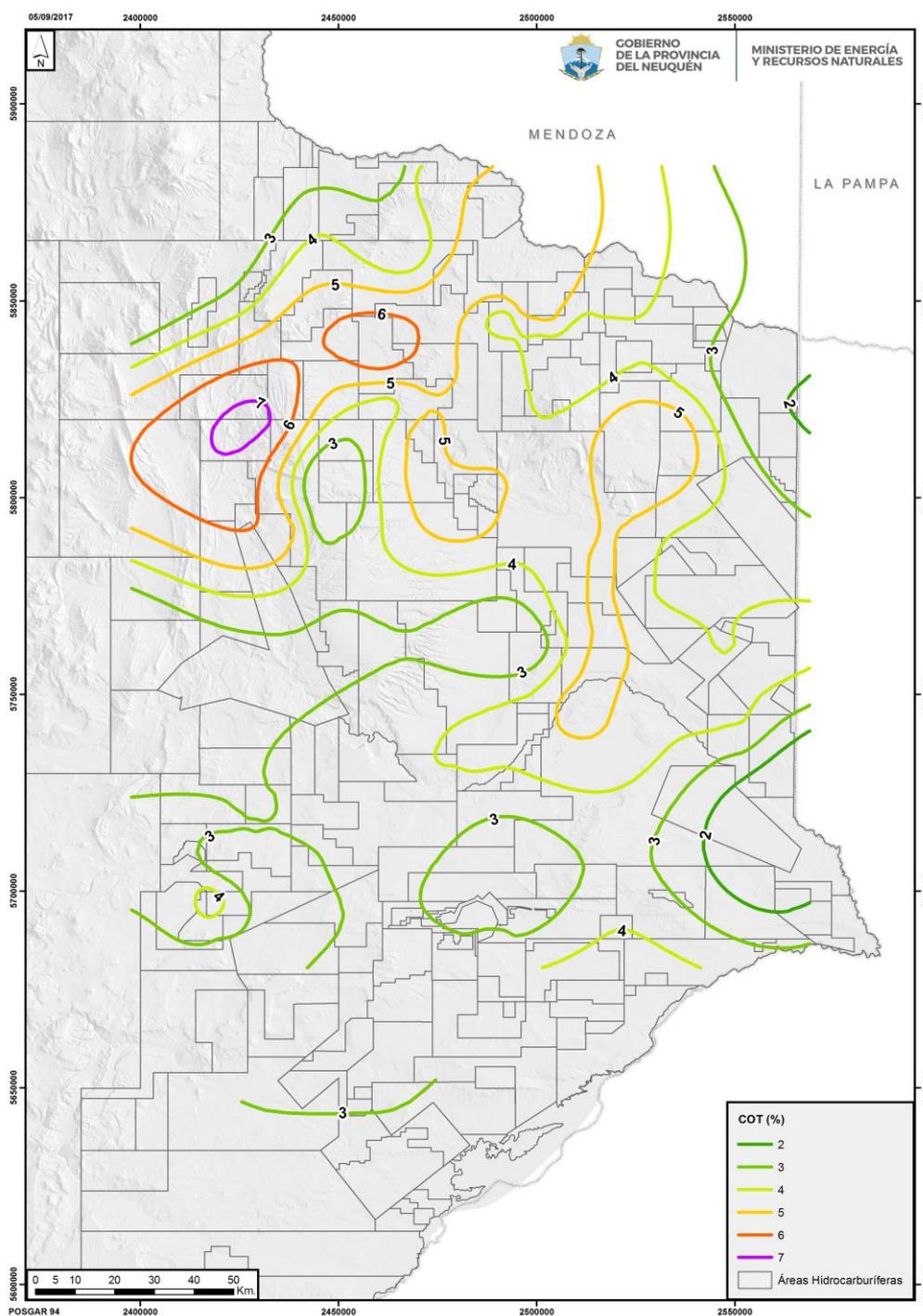


Figura 3. Mapa de contenido orgánico.

(<https://www.energianeuquen.gob.ar/organismo/vacamuerta.html>)

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

El grado de transformación de la materia orgánica, primero en querógeno y luego en hidrocarburos, depende de la temperatura -la profundidad- a la que ocurrió la transformación, y del tiempo transcurrido en el proceso y se mide con el índice de reflectancia a la vitrinita,  $R_o$ , un valor medido en laboratorio. Aunque influyen también otros factores como el tipo de materia orgánica, se acepta que tienen potencial productivo rocas con valores de  $R_o$  mayores que 0,6, con valores de hasta 1,2 indicando madurez baja a moderada que producirán líquidos mientras que  $R_o$  mayores significarán alta madurez y producción de gas con menor proporción de componentes licuables. La Formación Vaca Muerta presenta un rango de madurez medida según valores de reflectancia de la vitrinita promedio ( $R_o$ , %) que abarca desde líquidos medianos a gas seco, según se indica en el mapa de las distintas ventanas de generación. (Figura 4).

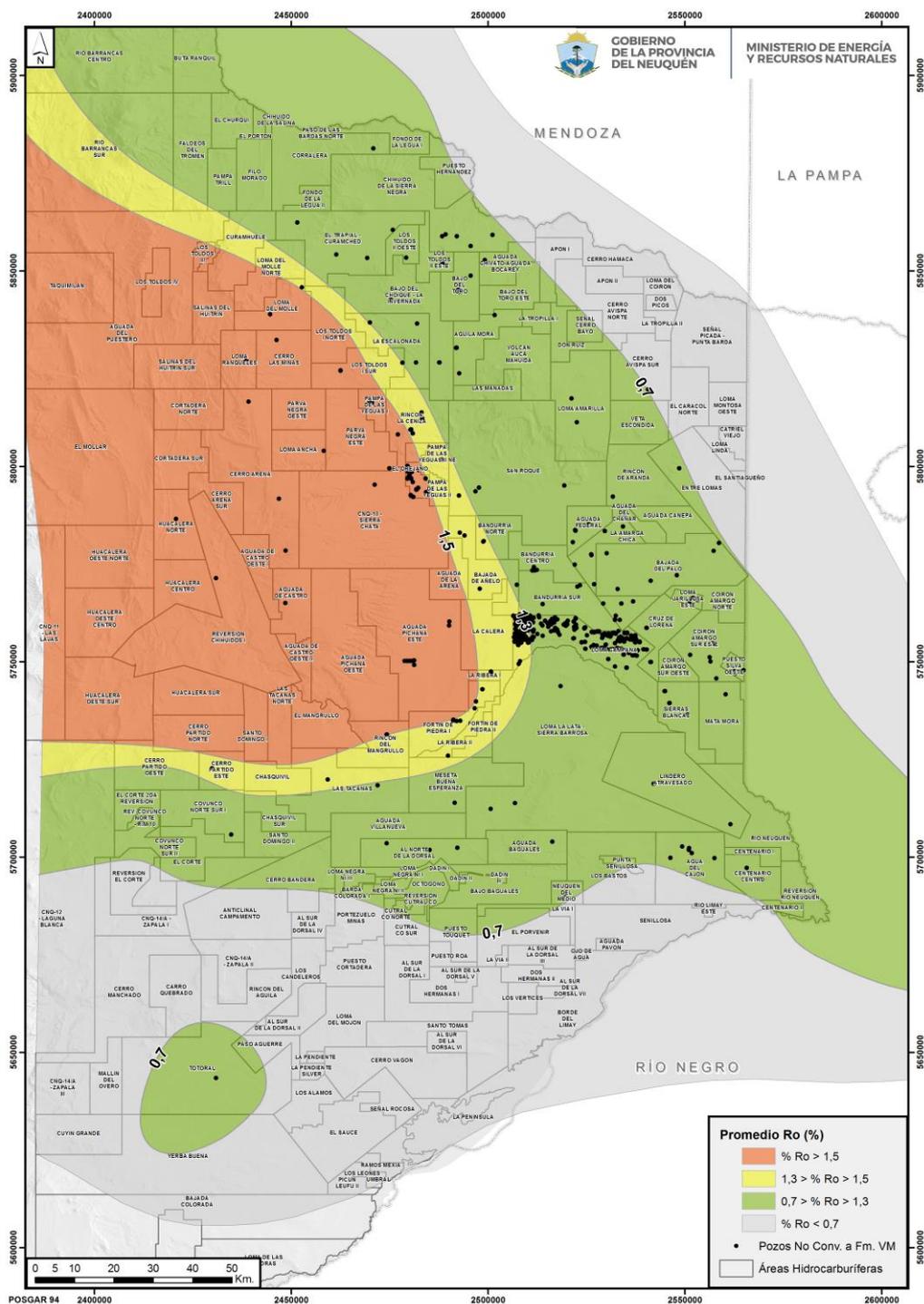


Figura 4. Mapa de Madurez.  
(<https://www.energieneuquen.gob.ar/organismo/vacamuerta.html>)

## 2.2.2 Espesor.

El espesor útil de la Formación Vaca Muerta se estima adoptando un contenido de materia orgánica mayor al 2%. Tal como muestra el mapa de espesores útiles mayores

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

a 350 m en ventana de generación de hidrocarburos líquidos explican la caracterización de Vaca Muerta como recurso de clase mundial. (Figura 5.)

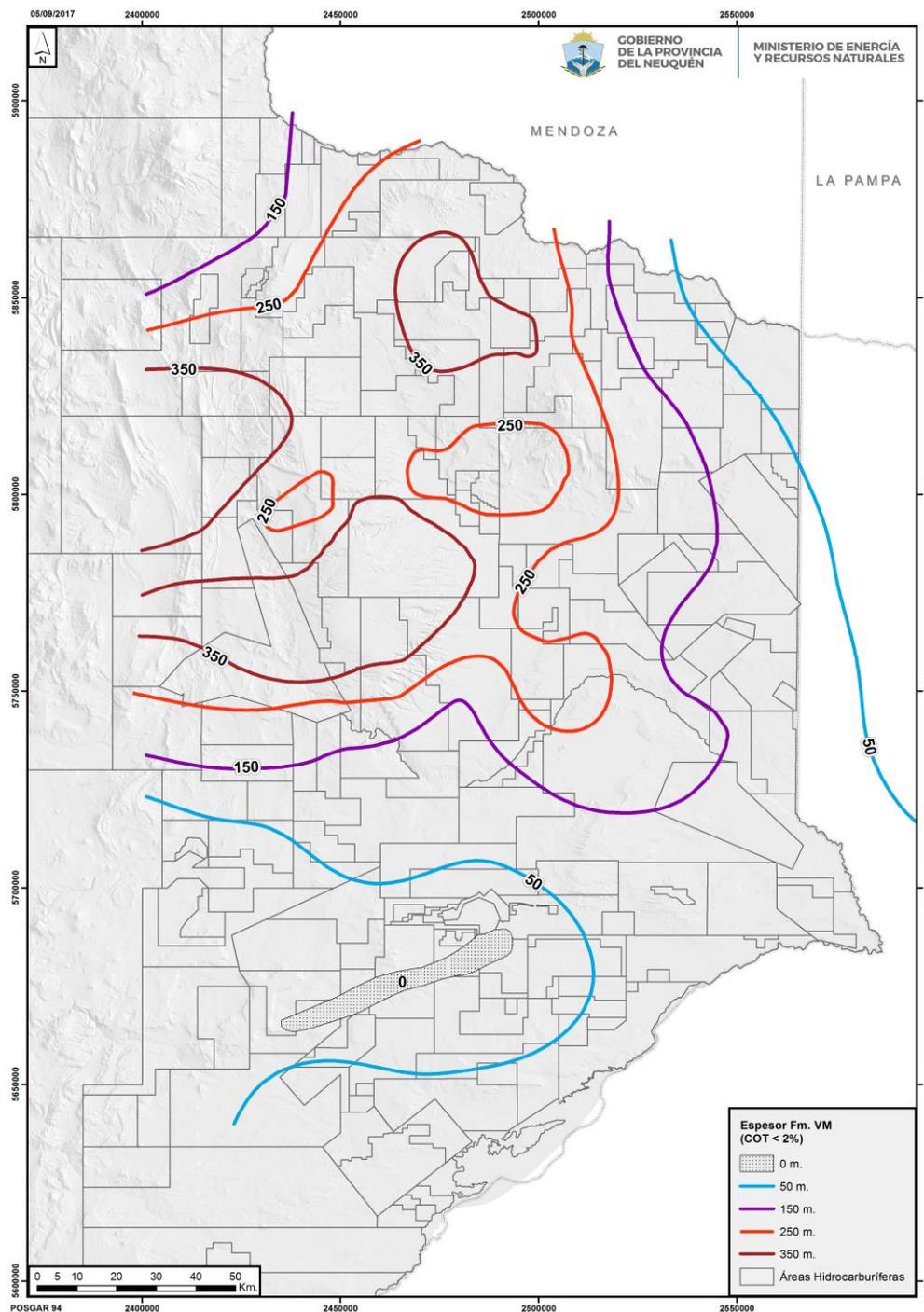


Figura 5. Mapa de espesor útil.  
(<https://www.energianeuquen.gob.ar/organismo/vacamuerta.html>)

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

### 2.2.3 Mineralogía y red de fracturas naturales

La composición mineralógica es determinante en de las propiedades mecánicas de la roca y en la factibilidad de fracturarla eficientemente. El contenido de minerales arcillosos aumenta la plasticidad de la roca y reduce la efectividad de las estimulaciones mientras que los minerales frágiles, como los carbonatos, actúan en sentido inverso. En casos prácticos se acepta como límite hasta 40% de minerales arcillosos y, tal como muestra el diagrama ternario de Figura 6, la composición de Vaca Muerta la califica como muy favorables a sus propiedades mecánicas

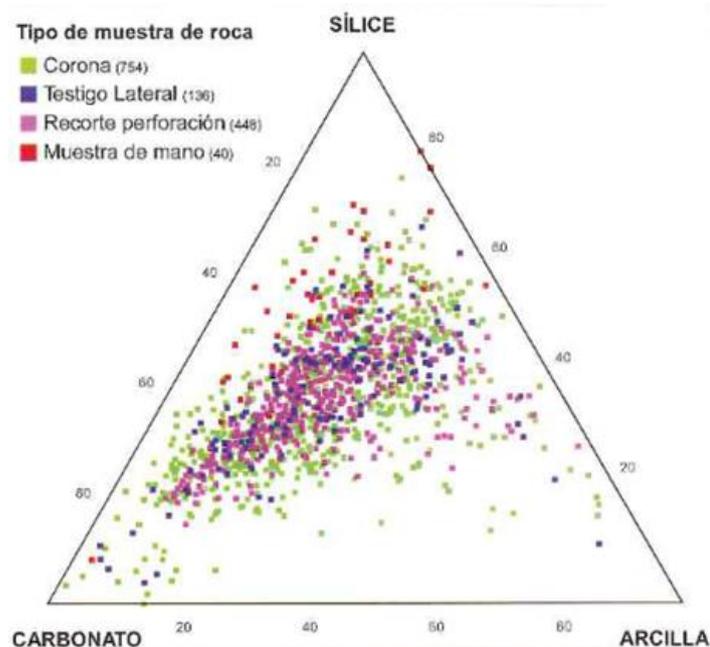


Figura 6. Diagrama ternario general para formación Vaca Muerta. (Transecta general de la Fm Vaca Muerta. CapIV,35. González et al, 2016)

Las rocas madre están frecuentemente atravesadas por redes complejas de micro fisuras naturales, originadas en las sobrepresiones asociadas a la generación de petróleo y gas que superan la resistencia de la roca y a la influencia de sistemas de esfuerzos regionales. Estas fisuras aportan cierta capacidad de almacenaje al sistema, su mayor contribución es el aumento de la permeabilidad y su rol como facilitadores de la propagación de las fracturas hidráulicas. Por otra parte, en las áreas donde actúan sistemas de fracturas naturales muy activos se complican los desarrollos, porque las fracturas hidráulicas estarían muy orientadas y tendrían escaso desarrollo fuera del sistema natural.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

### 2.3 Historia del desarrollo de Vaca Muerta

Desde 2014, cuando se sancionó la Ley 27007 que regula la explotación de recursos de hidrocarburos no convencionales en Argentina, se han concesionado con permisos de exploración o explotación unas 30 áreas en Vaca Muerta. Los trabajos pioneros corresponden a YPF que creó en 2010 una unidad de negocios específica, y la explotación con pozos verticales y objetivo petróleo comenzó en 2012 como se ve en el mapa de abajo (Figura 7).

El desarrollo masivo, con pozos horizontales, múltiples etapas de fracturamiento hidráulico, varios operadores locales e internacionales e incorporando también objetivos en la ventana de gas comenzó recién en el año 2016. La longitud promedio de los pozos horizontales escaló superando los 1000 m, al mismo tiempo en que los aumentos de productividad y el cambio de las condiciones de mercado hicieron que los desarrollos se hicieran rentables.

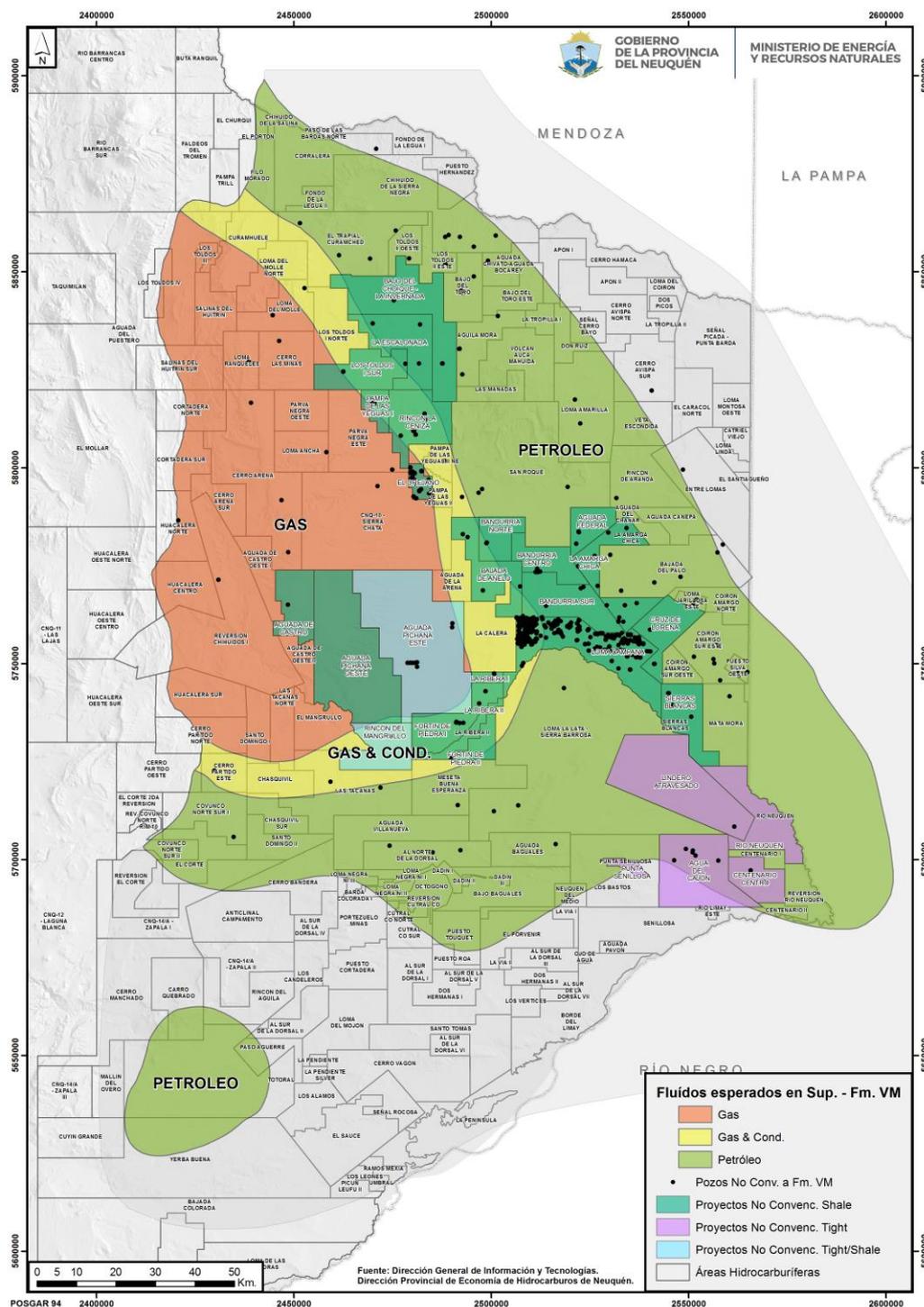


Figura 7. Concesiones en Formación Vaca Muerta. Resaltado el bloque Loma Campana. (<https://www.energianeuquen.gob.ar/organismo/vacamuerta.html>)

Este trabajo se focaliza en los desarrollos de las áreas Loma Campana y Loma La Lata-Loma Campana, en ventana de petróleo y con el mayor número de pozos y desarrollos más maduros. En el trabajo se hace referencia a ambos bloques, con iguales operadores y distinguibles solo desde cuestiones normativas, como “Loma Campana”.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

Se han usado datos disponibles en las bases públicas de la secretaria de Energía de la Nación (SEE).

### **2.3.1 Numero de pozos y longitud lateral promedio por año y por área**

Se han perforado pozos en 22 bloques, en varios como parte de proyectos piloto y con desarrollo avanzado en otros, tanto productores de petróleo como de gas. La etapa inicial de la actividad, entre 2012 y 2015, se concentra en los bloques petrolíferos operados por YPF, con un modelo de desarrollo basado en la perforación masiva de pozos verticales y dirigidos con bajo desplazamiento lateral: En diciembre de 2015 se habían completado unos 500 pozos con objetivo Vaca Muerta, 487 de ellos por YPF de los cuales 434 en los bloques Loma Campana solo 40 eran horizontales, 19 de estos en el bloque gasífero El Orejano (SEE). Esos primeros pozos horizontales, también de reducido desplazamiento lateral, deben considerarse como esfuerzos preliminares de incorporación de tecnología y no participan del análisis posterior. A partir de 2016 otros operadores, ya aceptado el modelo basado en pozos horizontales, se incorporan a la actividad, mientras las longitudes promedio del tramo horizontal crecieron rápidamente a medida que se introducían tecnologías probadas (pasaron de 1184 m a 2216 m entre 2016 y 2019) al mismo tiempo que el número de etapas de fractura por pozo y los volúmenes de los tratamientos (Figuras 8 y 9).

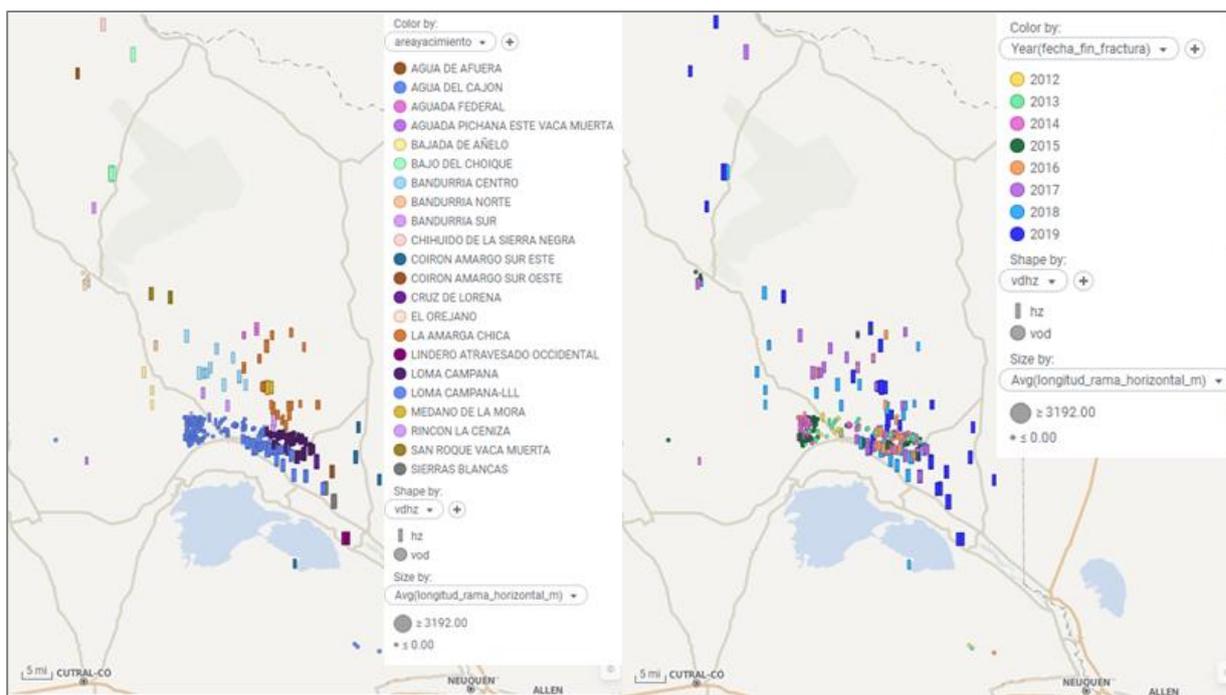


Figura 8. Pozos de petróleo con objetivo Vaca Muerta por área de concesión (izq.) y por año (der.)  
 Note: pozos verticales representados con un círculo pozos horizontales representados con un rectángulo.  
 (Elaborado con datos de la SEE.)

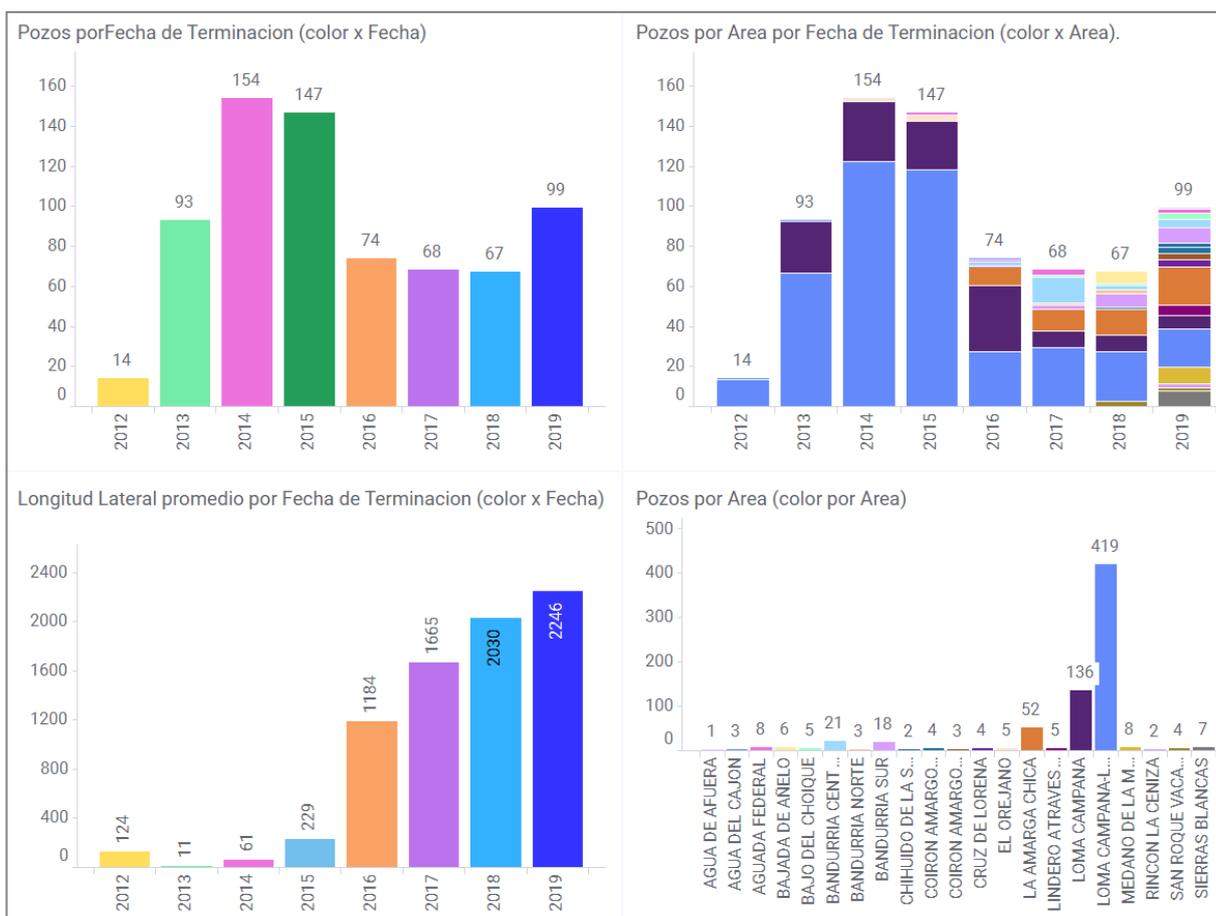


Figura 9. Numero de pozos por área y longitud lateral promedio por año.  
 (Escala de color por área a la der. y por año a la izq.)  
 (Elaborado con datos de la SEE.)

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

En cuanto a la producción recuperada y tal como podía esperarse dada la experiencia en *p/lays* maduros de Norteamérica, el rendimiento de los pozos verticales y de reducido desplazamiento vertical se mostraría exiguo. Debe apuntarse también que en esas campañas de perforación los diseños de fractura distaban de los actuales, mucho más agresivos.

En Figura 10 se presentan las contribuciones relativas de los pozos discriminados por año de perforación (parte superior) y por longitud del tramo horizontal (parte inferior). Como puede verse, más del 95% de la producción actual y más del 80% de la acumulada de petróleo de los bloques considerados resultan de los pozos horizontales perforados desde 2016 y lo mismo puede afirmarse de los pozos horizontales con más de 1000 m de desplazamiento. De nuevo, corresponde aclarar que la comparación entre pozos perforados en etapas de desarrollo y aplicación de tecnologías tan diferentes no resulta lineal y deberán analizarse asimismo otros parámetros críticos.

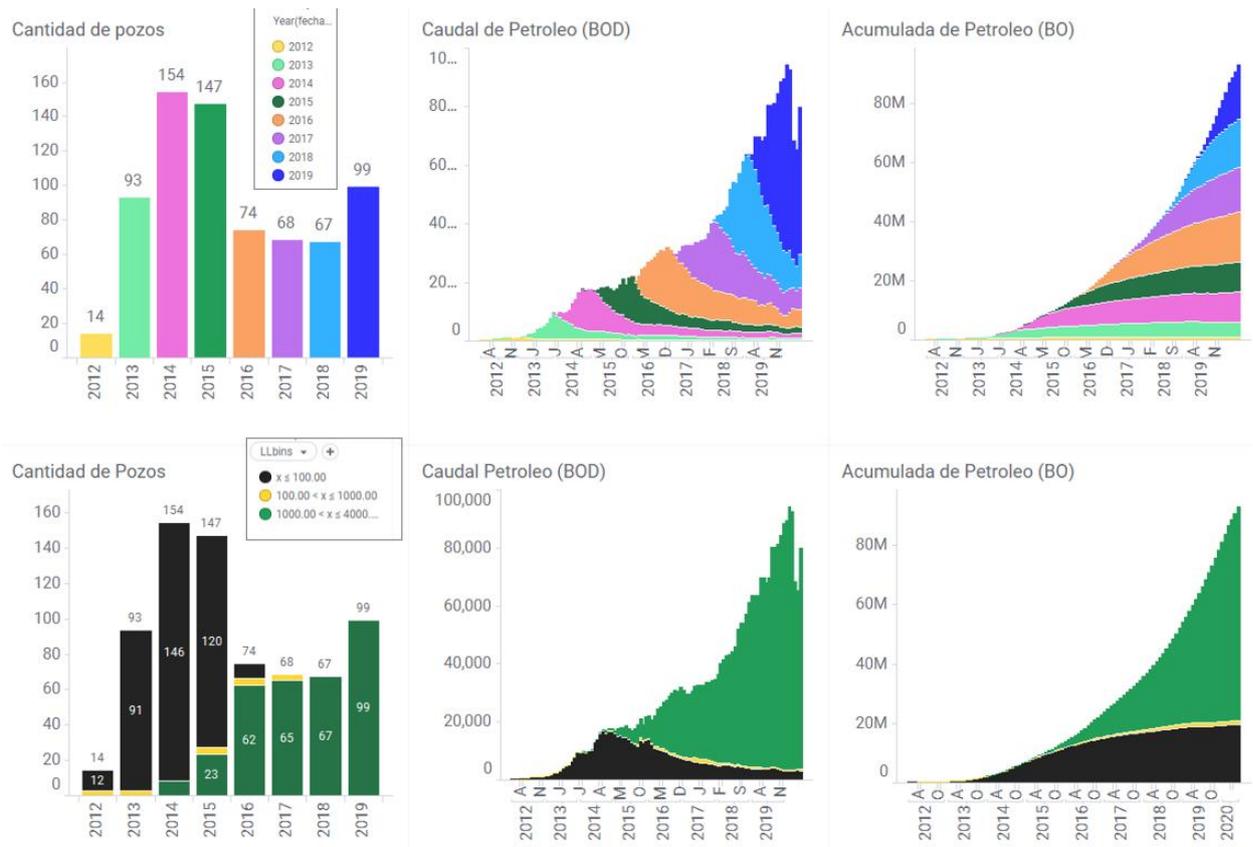


Figura 10. Cantidad de pozos agrupados por longitud lateral y su contribución en la producción. (Elaborado con datos de la SEE).

Arriba: Cantidad de pozos por año. Caudal por año. Acumulada por año. (cada color corresponde al año de campaña)

Abajo: Cantidad de pozos por año. Caudal por año. Acumulada por año. (color negro: pozos verticales, amarillo: desviados, verde: horizontales.)

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

### 2.3.2 Pozos de petróleo con longitud lateral superior a 1000 metros.

En Figura 11 se muestra la localización del total de los pozos con longitudes laterales superiores a 1000 metros con objetivo Vaca Muerta.

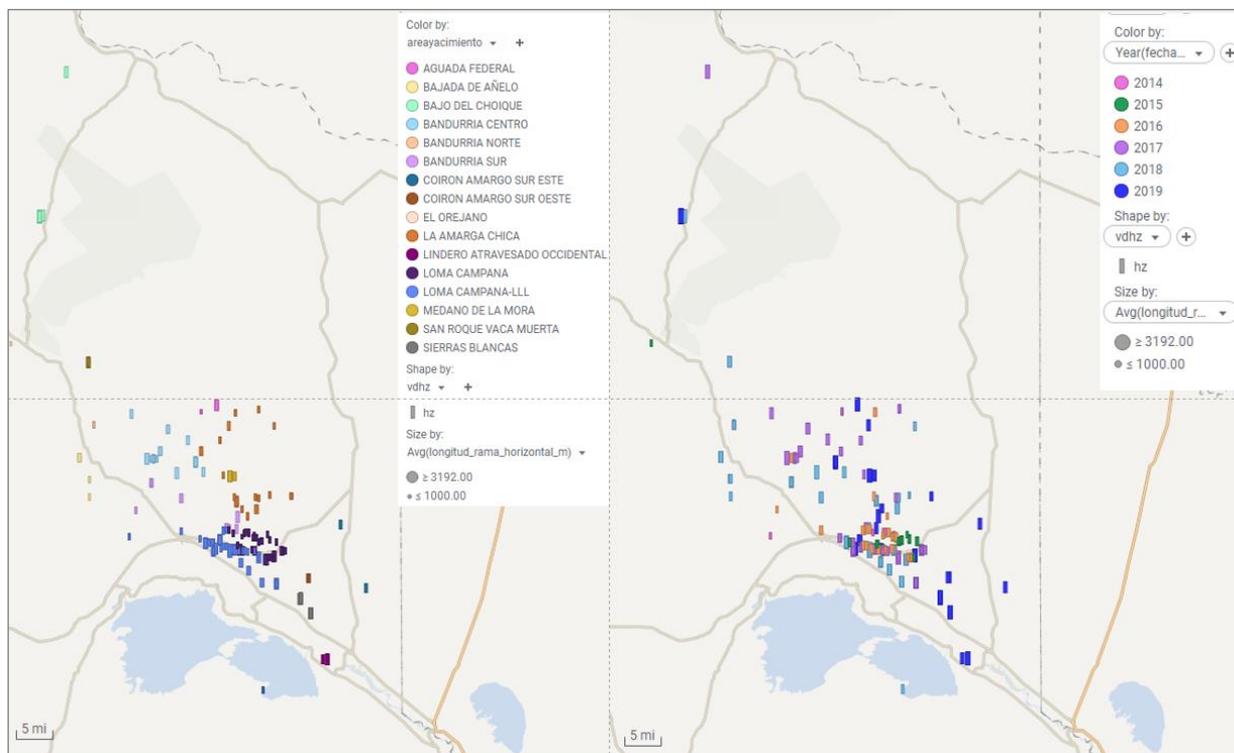


Figura 11. Mapa de pozos con Longitud lateral superior a 1000 metros por área (izq.) y por año(der.) (Elaborado con datos de la SEE).

Tal como muestran las tablas abajo, la perforación de pozos horizontales se concentró entre 2016 y 2019, donde se perforaron poco más de 60 pozos por año, donde las longitudes promedio por año (tabla abajo a la izquierda), fueron van desde 1300 a 2300 metros. Se observa también la participación por año por Área de Concesión (grafica arriba a la derecha), y el número de pozos totales por Área durante este periodo (grafica abajo a la derecha) donde puede verse que el mayor desarrollo se ha llevado a cabo en las áreas de Loma Campana, La Amarga Chica y Bandurria.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

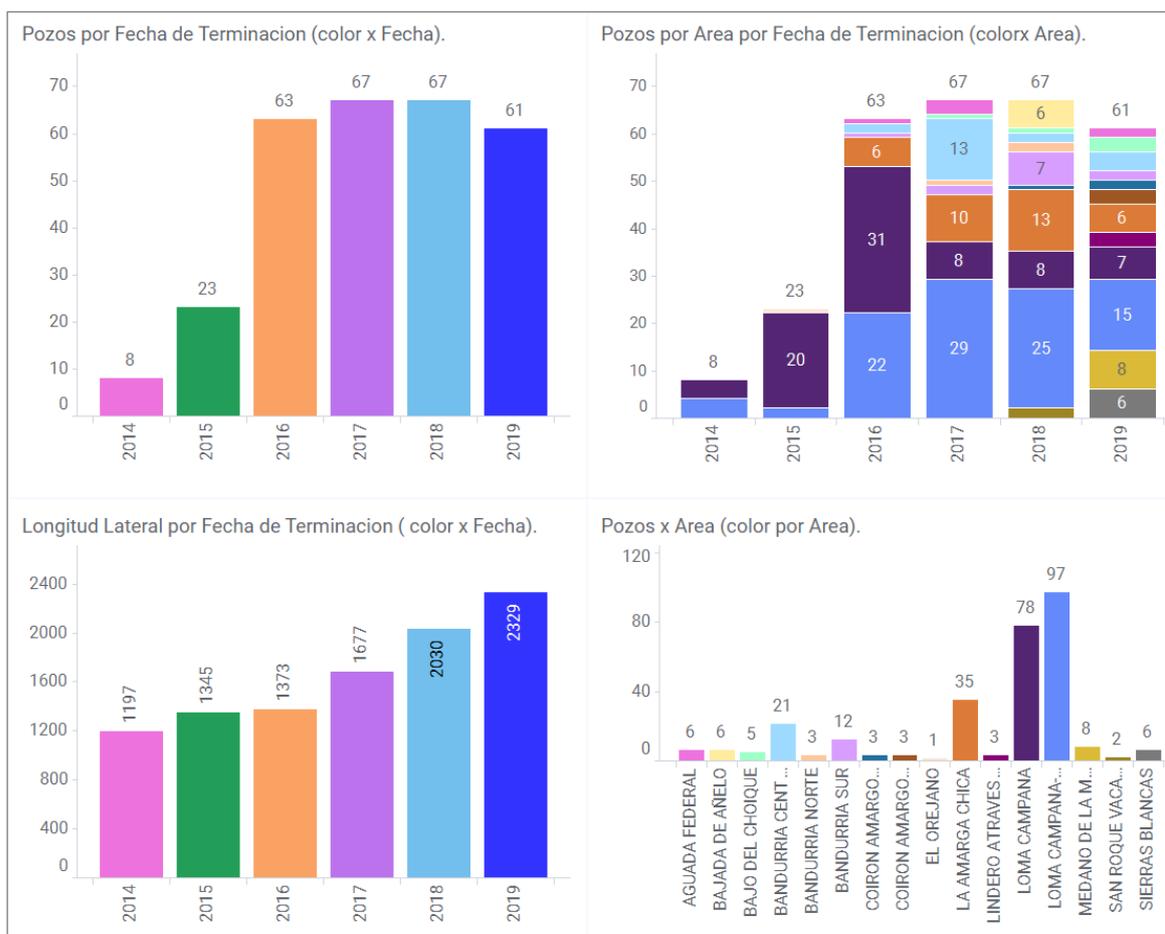


Figura 12. Cantidad de pozos de longitud superior a 1000 metros por año y por área.  
(Escala de color por área a la der. y por año a la izq.)  
(Elaborado con datos de la SEE).

En los gráficos arriba donde se estudia el desarrollo de la cantidad de pozos por área, y la longitud promedio de los pozos, se observa en términos generales un aumento constante del número de pozos por año, como también un incremento en la longitud lateral de los pozos por año.

Las áreas que registraron mayor desarrollo fueron: Loma Campana, La Amarga Chica y Bandurria.

En el mapa siguiente (Figura 13) y en las tablas presentadas en la Figura 14, se filtra solo la información correspondiente a estas operadoras, donde se concentró la perforación del 85 % del total. Se observa que la mayor densidad de pozos se perforó entre el 2016 y el 2019. El descenso de números de pozos en el 2019 se debió en parte a la demora a puesta en producción de varios pozos perforados en el 2019 por problemas de frac hits o interferencias.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

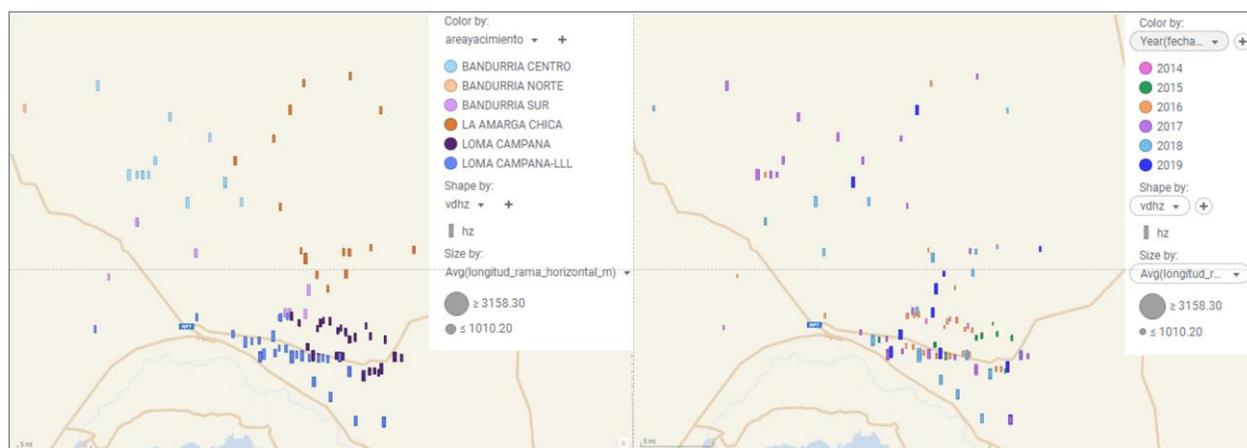


Figura 13. Ubicación de pozos de longitud lateral mayor a 1000 metros en las áreas más desarrolladas. (Elaborado con datos de la SEE).

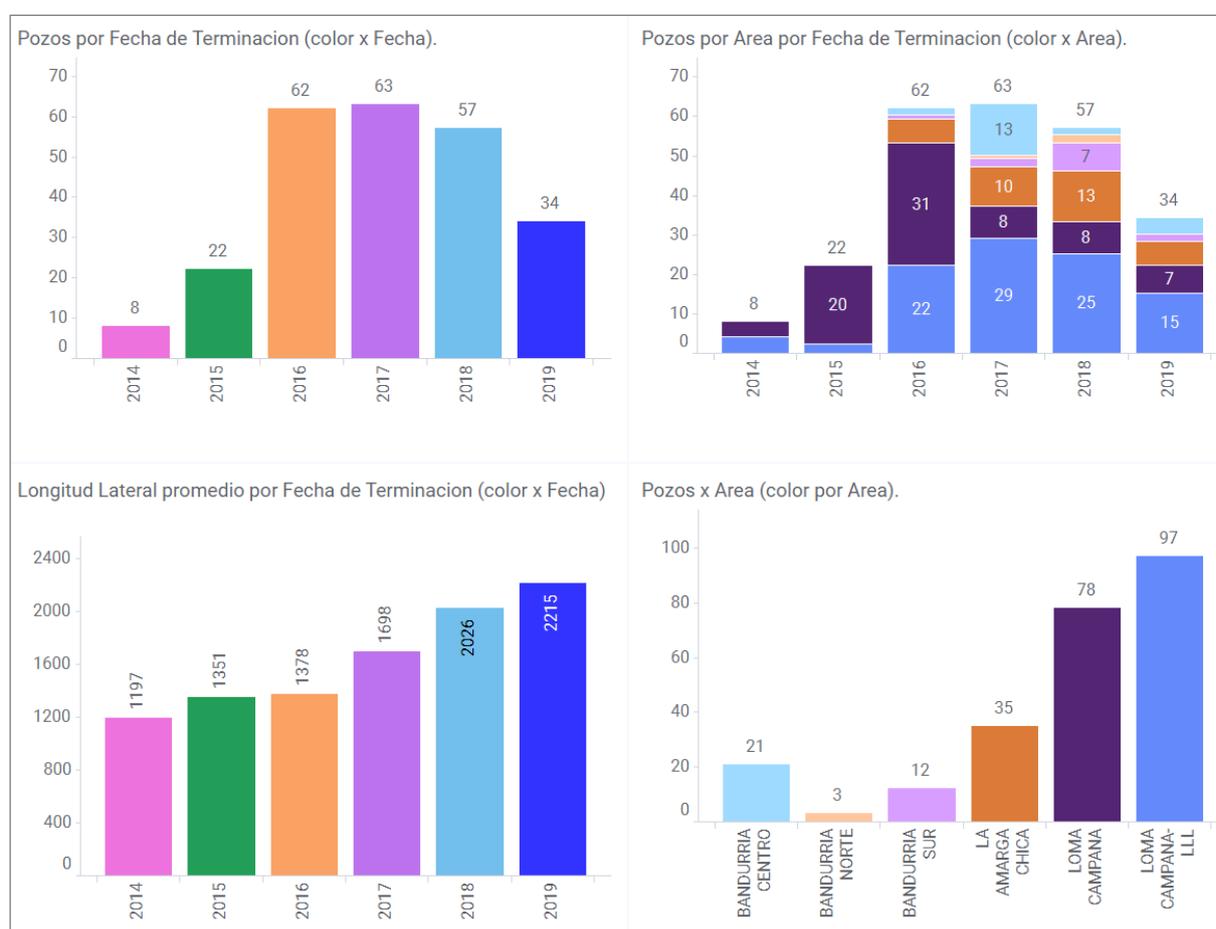


Figura 14. Número de pozos y longitud lateral promedio por pozo por año en las áreas con mayor desarrollo. (Escala de color por área a la der. y por año a la izq.) (Elaborado con datos de la SEE).

Como puede observar el mayor desarrollo se sucedió en el área Loma Campana, por lo que se decidió centrar este estudio en esta área donde además se encuentra disponible una gran cantidad de publicaciones lo que permite completar el entendimiento del desarrollo realizado, identificar las variables críticas y su relación. También a los fines Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

de asegurarnos incluir en este estudio información homogénea en cuanto a los diseños de terminación parece prudente trabajar con una sola área.

Algunas de las preguntas que se intentara responder en el siguiente estudio son:

- Dada la breve historia de producción de los proyectos y las restricciones propias de sistemas no convencionales, ¿qué método de cálculo de reservas y predicción de desempeño a utilizar?
- ¿Puede definirse una correlación entre las variables de diseño de fractura y la productividad de los pozos?
- ¿Cuáles variables: producción inicial máxima, producción acumulada a 180 días, ¿acumulada al fin de la vida útil- resultan representativas para identificar pozos análogos?
- ¿Los criterios de normalización recomendados son representativos y útiles para Vaca Muerta?
- ¿Es posible definir un pozo tipo que permita pronosticar el desempeño de desarrollos futuros mediante el análisis de las variables críticas identificadas?

En este estudio se analizarán datos de producción y diseño de fracturas de los pozos horizontales con objetivo Vaca Muerta de acceso público, disponibles en el sitio de la secretaria de Energía de Argentina. Debe destacarse que, si bien se cuenta con datos por pozo que incluyen coordenadas, profundidad, producción y principales parámetros de diseño de fracturas como: coordenadas, longitud lateral, profundidad, etapas, distanciamiento, volúmenes de arena y fluidos, no están disponibles las caracterizaciones geológicas del objetivo ni las historias de presiones dinámicas, una restricción que limita el alcance del análisis propuesto.

### **3 Variables críticas del diseño de fracturas**

#### **3.1 Conceptos de las fracturas hidráulicas en no convencionales.**

En Argentina los desarrollos de proyectos shale o no convencionales evolucionaron creando tecnologías específicas, en una dinámica de continua modificación e incorporación de nuevos diseños. Una vez concluida la etapa inicial de prueba con pozos verticales y dirigidos los proyectos locales adaptaron las soluciones probadas en los ejemplos maduros de Estados Unidos. Se perforan hoy casi exclusivamente pozos horizontales y, salvo contadas excepciones, las terminaciones son del tipo entubado-

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

cementado. La característica principal de las formaciones no convencionales o “shale” es la baja permeabilidad y para lograr producir el hidrocarburo deben ser fracturadas hidráulicamente, dado que en formaciones shale la geometría de las fracturas no sigue un patrón definido y predecible, se han probado diferentes metodologías para lograr que las fracturas se extiendan dentro de la sección objetivo y se inicien en más de un punto para propagarse a partir de allí.

En terminaciones en pozo entubado se puede controlar (dentro de ciertos límites) el punto de inicio de las fracturas hidráulicas sin instalar en el pozo ninguna herramienta adicional. El sistema, conocido como “plug and perf” consiste en seleccionar los intervalos o etapas a fracturar que se estimulan secuencialmente comenzando por la más lejana. En cada etapa se abren (punzan) uno o más intervalos muy cortos, normalmente 0,3 a 1,0 m y separados entre 10 y 20 m, por donde se inyecta la etapa correspondiente de fractura. La distancia entre punzados también se fue variando en los diseños, con el tiempo. Aunque esta información no es pública, se sabe que en general la distancia ha ido disminuyendo con el objetivo de aumentar la productividad de los pozos. Una vez finalizada la etapa se aísla y comienza con la siguiente para lo cual se baja un tapón que aísla la etapa completada y repite la operación con la etapa siguiente. Cada operador elige entre alternativas disponibles sea que use cable o coiled tubing, inyecte el tratamiento con el pozo libre o por el espacio anular o disponga todas las operaciones en serie continua o parando entre etapas para organizar la siguiente o, incluso, cambiar al pozo vecino. Completadas las etapas programadas se limpia el pozo rotando de ser necesario los tapones que no se hayan disuelto y el exceso de agente de sostén que haya quedado y se abre a producción según un esquema de caudales controlados. También el sistema de aislación entre etapas de fractura fue cambiando con el tiempo, en general si bien cada operador realiza su selección, actualmente el sistema que gana popularidad fue el sistema de tapones solubles.

Las rocas del subsuelo están sometidas a esfuerzos geológicos y, como otros sólidos, se deforman frente a estas cargas. En rocas porosas una parte de la tensión la soporta la presión del fluido contenido que juega un papel importante en el comportamiento mecánico del conjunto. En cualquier punto del subsuelo y en tanto no se superen los parámetros críticos de la roca el sistema está en equilibrio, mientras que, si se alcanzan los límites, la roca falla en forma de fracturas o fallas geológicas. Al perforar un pozo el

estado de tensiones inicial es el de equilibrio previo, que será determinante en relación con las fracturas generadas hidráulicamente.

En rocas porosas y permeables, al inyectar un fluido desde el pozo las presiones se transmiten a todo el sistema poral, en las inmediaciones del pozo la presión aumenta alcanzando valores mayores cuanto mayor sea el caudal de inyección. Si el caudal es suficientemente alto, la roca ya no soporta la presión y se llega al modo de falla, es decir, se rompe. La presión de fractura, necesaria para romper la roca, es una función de la profundidad y del tipo de roca. La forma de la falla depende del estado de tensiones, y según la teoría mecánica y lo que demuestran las experiencias en laboratorio, si las tensiones son diferentes según las direcciones la falla ocurre en un plano perpendicular a la dirección de la tensión mínima. En un modelo de subsuelo ideal en tres dimensiones, la fractura hidráulica creada se extiende en un plano vertical que contiene al pozo y en una dirección perpendicular a la de mínima tensión (Figura 15).

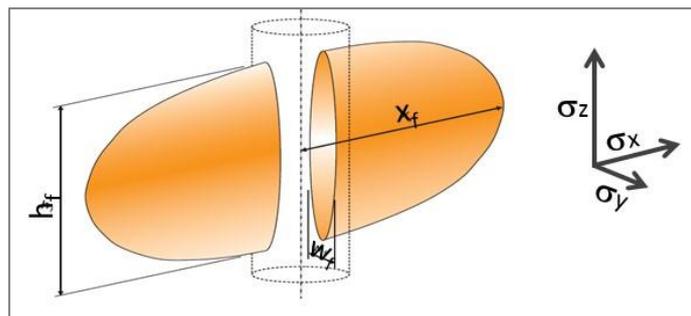


Figura 15. Modelo de fractura 3D en rocas porosas y permeables:  
 $x_f$  = semi longitud de fractura;  $h_f$  = alto de fractura;  $w_f$  = ancho de fractura;  $\sigma_y$  = dirección de mínima tensión.

La magnitud que alcanzará la fractura, tanto en extensión lateral como en ancho, depende de la energía disponible para aplicar al sistema. Esta energía será mayor cuanto mayor sea el **caudal** que pueda inyectarse al pozo, y por lo tanto la **presión necesaria** de bombeo, en la práctica, la **potencia hidráulica** disponible. Se dispone de modelos analíticos que permiten para estos sistemas calcular las dimensiones y estimar el aumento de productividad esperado por la fractura hidráulica en función de las propiedades mecánicas de la roca, volúmenes del fluido y del agente sostén de fractura y la potencia aplicada.

Los sistemas *shale* se caracterizan por algunas propiedades que alteran la dinámica de fracturamiento descripta: En estas formaciones el estado de tensiones se caracteriza

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

por una marcada uniformidad direccional (isotropía), o sea hay normalmente muy poca diferencia entre las tensiones horizontales máxima y mínima y juega un rol importante el sistema de fracturas naturales y planos de fragilidad, de dimensiones y densidad variables, por lo que resulta un patrón de fracturas diferente al de los sistemas convencionales. Con permeabilidades del orden de nano darcys es imposible inyectar fluidos a caudales suficientes como para incrementar la presión poral (de por sí muy alta) y el inicio de la fractura se produce por fallas de deslizamiento a lo largo de los planos de debilidad preexistentes como las micro fisuras cementadas o no. Frente a la fractura hidráulica, la rotura de la roca no ocurre según un plano único y predecible, sino que (aunque predomina una dirección de crecimiento según la tensión mínima) puede romper en varios planos simultáneamente y cambiar de dirección. El resultado es un sistema de fracturas alrededor del punto en el pozo donde se inició la inyección, que se extiende en un volumen que depende de las propiedades del sistema roca-fluido y de la potencia hidráulica disponible. La red de fracturas naturales contribuye a la complejidad y si son muy abundantes pueden condicionar o interferir con el crecimiento del sistema. El resultado será una red principal de fracturas creadas en contacto con una gran área activa de fracturas naturales preexistentes, cuya extensión y forma dependen tanto de los parámetros de diseño de la fractura como de las tensiones actuantes y las heterogeneidades locales (Figura 16).

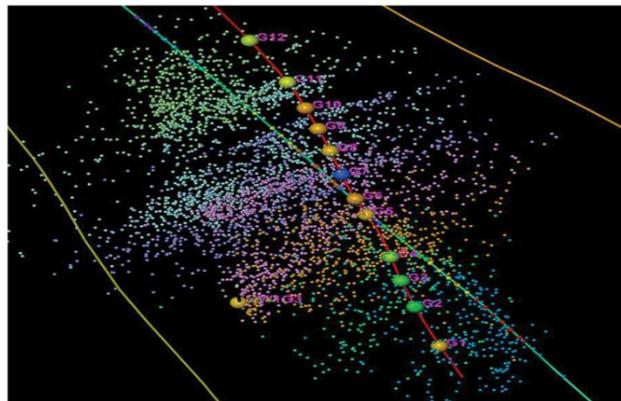


Figura 16. Imagen de microsísmica de las fracturas logradas en un pozo horizontal. Los puntos mayores señalan la ubicación de los sensores de presión en el pozo testigo. (URTeC 263).

### 3.2 Parámetros característicos de completación en desarrollos shale.

Se analizarán los siguientes parámetros característicos, que corresponden a los que pueden modificarse en la configuración de los pozos:

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

### 3.2.1 Longitud del desplazamiento lateral

Mayor longitud de desarrollo de pozo en la zona objetivo significará mayor productividad y reserva, una aproximación intuitiva que debe acotarse porque la productividad incremental por unidad de longitud agregada resulta progresivamente más costosa a medida que el pozo se hace más largo y aumentan proporcionalmente los riesgos operativos. Un límite adicional a la longitud de los pozos lo constituye la longitud del *coiled tubing* disponible en la zona de operación, en la práctica del orden de 3000 m, que permite operar en pozos de hasta 2500 m de desplazamiento horizontal, considerando la longitud efectiva de la trayectoria curva, sobre todo cuando se perforan varios pozos desde una locación. Como se dijo, si se consideran los pozos perforados en 2019 la longitud promedio incluidos diferentes operadores resulta 2329 m, lo que se explica por el razonamiento expuesto.

En el área de Loma campana como la evolución de la longitud lateral promedio de los pozos perforados año en año fue creciendo hasta cerca de 2400 metros en el año 2019.

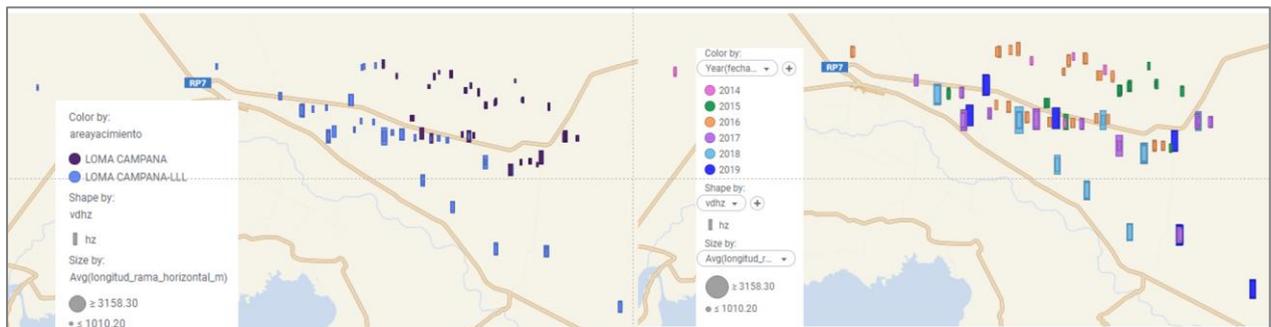


Figura 17. Ubicación de los pozos en Loma Campana (izq). Pozos perforados por año (der).  
Nota: en cada rectángulo se superponen todos los pozos que convergen a un mismo pad.  
(Elaborado con datos de la SEE).

En el siguiente mapa se observa que debido a que solo se publican las coordenadas de superficie, en cada punto se superponen generalmente entre 3 y 6 pozos

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

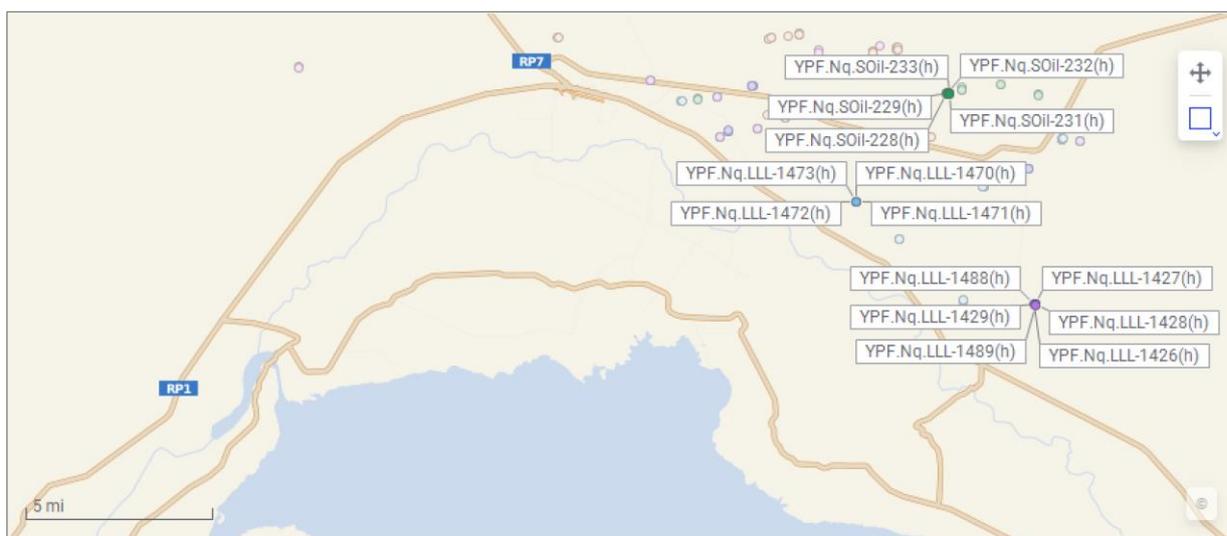


Figura 18. Coordenadas de superficie de los pozos que convergen a un mismo pad.  
(Elaborado con datos de la SEE).

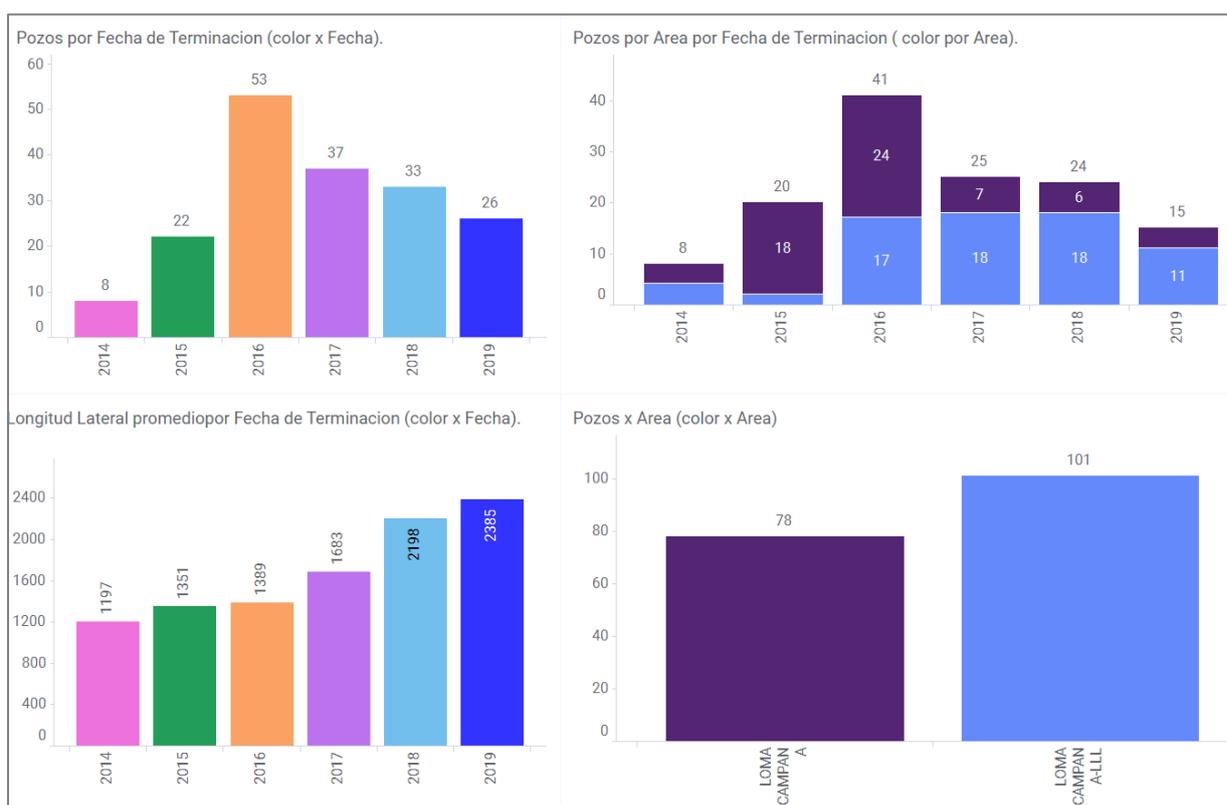


Figura 19. Pozos terminados por año (izq. arriba). Pozos terminados por área por año (der. arriba)  
Longitud pozo promedio por año (izq. abajo). Números de pozos totales por área (der. abajo)

Observamos que después del 2018 los pozos superan los 2000 metros. Durante el 2019 se perforaron pozos superiores a 2500 metros, pero debido a la situación mundial de pandemia la terminación y puesta en producción de estos ha sido demorada.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

### 3.2.2 Distanciamiento entre pozos

El distanciamiento entre pozos shales se debe considerar la imposibilidad de perforaciones *infill*, por el efecto de interferencia, tanto mecánica durante la fractura como hidráulica a lo largo de la vida productiva, y las tensiones remanentes que distorsionan las etapas sucesivas.

En formaciones *shale* la falla por fractura se inicia por un efecto de cizallamiento y por la relación entre tensión y deformación el desplazamiento relativo producido por la fractura afecta las tensiones en los tres ejes. La magnitud de ese efecto, conocido como *stress shadow effect*, depende del ancho de las fracturas y de las propiedades mecánicas de la roca (módulo de Poisson) y el incremento de  $\sigma_{\min}$  debido a la fractura puede ser tan grande que llega a sobrepasar el  $\sigma_{\max}$  original con lo que el estado de tensiones resulta invertido y, al menos inicialmente, una fractura subsiguiente en el mismo pozo podría tener una dirección perpendicular a la primera. Este efecto será más probable cuando los valores de las tensiones máxima y mínima no son muy diferentes (baja anisotropía de la formación) como en Vaca Muerta. Esto explica los incrementos frecuentemente observados en la presión de cierre inicial (ISIP) entre las primeras y últimas etapas en un mismo pozo horizontal, así como las diferentes envolventes de eventos de microsísmica entre etapas en un mismo pozo.

La distancia promedio entre ramas de pozos con un mismo objetivo ha ido disminuyendo y es actualmente de 300 metros, aunque no hay consenso entre operadores ni evidencia clara de que esta distancia sea la óptima para mitigar los efectos de interferencia. Las alternativas de operación ensayadas o estudiadas en desarrollos más maduros para disminuir los riesgos de interferencia y *stress shadow*, algunas de las cuales se han ensayado o se encuentran en etapa de estudio en Vaca Muerta, incluyen: ampliar los espaciamentos modificando los diseños de fractura, orientar los pozos en objetivos distintos y filas alternadas (*wine rack conformance*), desarrollo masivo de todo el bloque (*cube development*) o demorar la producción del bloque hasta completar todos los pozos para reducir depleción. En particular, en el bloque Loma Campana usualmente se dirigen los cuatro pozos de un *pack* a dos horizontes diferentes de Vaca Muerta, en una disposición *wine rack*.



Figura 20. Zipper fractures.

(Fig 17.38 Chapter 17 Stimulation of Unconventional Reservoirs. Unconvention Oil and Gas. Edited By Usman Ahmed and D.N. Meehan).

### 3.2.3 Número y espaciamiento entre etapas

En pozos horizontales, con longitudes de más de 2000 m dentro de la zona de la formación objetivo a producir se deben planear etapas múltiples de fractura. El criterio usual de dividir el intervalo de interés en partes de igual longitud se aplica en ausencia de mejor caracterización del sistema y no considera las grandes heterogeneidades de los *shales* que evidencian los registros de propiedades mecánicas y geoquímicas en los pozos.

La mecánica de iniciación y propagación de las fracturas en sistemas no convencionales es tan compleja que no hay criterios formados acerca de si conviene iniciar la fractura en un único punto o en varios a la vez. Se tiende a seleccionar el intervalo a tratar y abrir dos o tres punzados (*clusters*) separados por unos 15 a 25 m con lo que se restringe la sección y aumenta la presión de entrada del fluido a formación, un efecto conocido como entrada limitada que mejora la distribución del caudal a lo largo de la etapa. Los resultados de microsísmica, perfiles de imagen, testigos corona y presiones dinámicas de producción muestran que en general el área

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

de drenaje real de los pozos es una red compleja con algunas fracturas mayores conectadas con el pozo y muchas otras de menor magnitud (Figura 21).

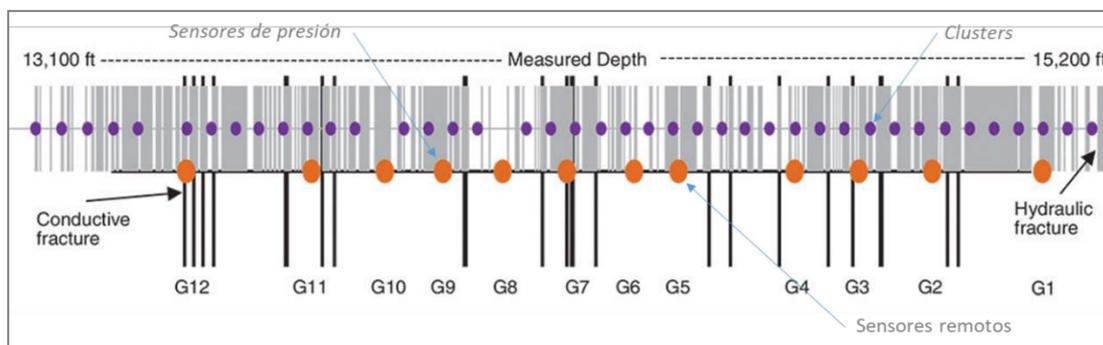


Figura 21. Esquema de drenaje de un pozo horizontal con múltiples fracturas en shale obtenido a partir de mediciones sobre coronas, perfiles, microsísmica y datos de producción. (JPT, diciembre de 2019).

En el área Loma Campana, el diseño standard de fractura contemplaba intervalos de 82 metros de distancia entre etapas, que se mantuvo hasta el año 2018. (promedio de ejecución 79 metros, con un promedio de 3 etapas fallidas por pozo). Al aumentar la longitud lateral de los pozos la cantidad de etapas de fracturas aumento desde un promedio de 18 a 28 entre el año 2015 al 2018. (Figura 22). En el año 2019 la distancia de diseño entre etapas se llevó a 62 metros, y siendo la longitud lateral planificada de 2400 metros, el número de etapas de diseño ascendió a 39. (promedio de ejecución 36 con un promedio de 3 etapas fallidas por pozo)

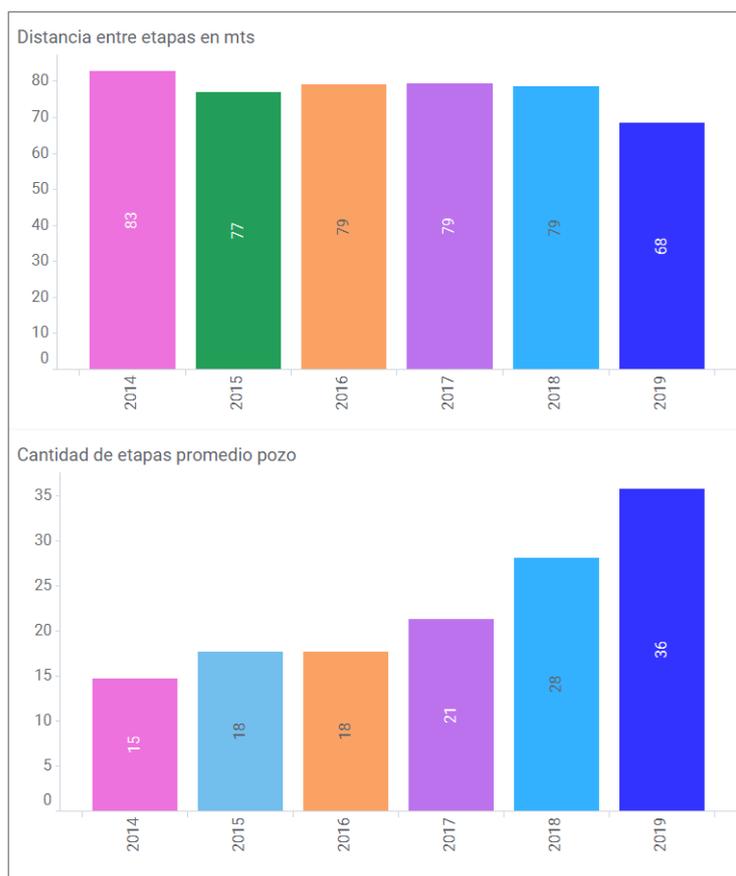


Figura 22. Evolución de los diseños de completaciones en pozos de petróleo con objetivo Vaca Muerta. (Elaborado con datos de SEE).

### 3.2.4 Volumen del tratamiento y tipo de agente de sostén

A medida que se avanzaba en los desarrollos en Vaca Muerta, las longitudes de los pozos horizontales se hacían mayores y se aumentaba el número de etapas de fractura, se incrementaba de igual modo la escala de los tratamientos, tanto el volumen de fluido inyectado como la cantidad de agente de sostén. En la siguiente figura (Figura 23) se muestra la evolución de longitudes de pozos horizontales y los volúmenes de fluido y agente sostén, con objetivo Vaca Muerta considerados en este estudio.

En trabajos publicados que aplican modelos predictivos se asocia un aumento en el valor presente (NPV) de los tratamientos al mayor volumen de agente de sostén en formación con un óptimo que depende de las propiedades mecánicas de la formación y sin diferencias cuando se trabaja con arenas o agentes de sostén de alta resistencia (Bujis, 2018). Esta conclusión, que coincide con las observaciones empíricas, debe considerarse solo indicativa por las limitaciones propias de los modelos actuales que no pueden capturar la complejidad del sistema de fracturas naturales y artificiales que

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

constituye el volumen drenado. Reconociendo estas limitaciones, los operadores han incrementado la cantidad de agente de sostén desplazado a formación, con una tendencia al aumento de la densidad de agente por unidad de longitud de pozo y usando arena en reemplazo de los agentes cerámicos usuales en los proyectos iniciales.

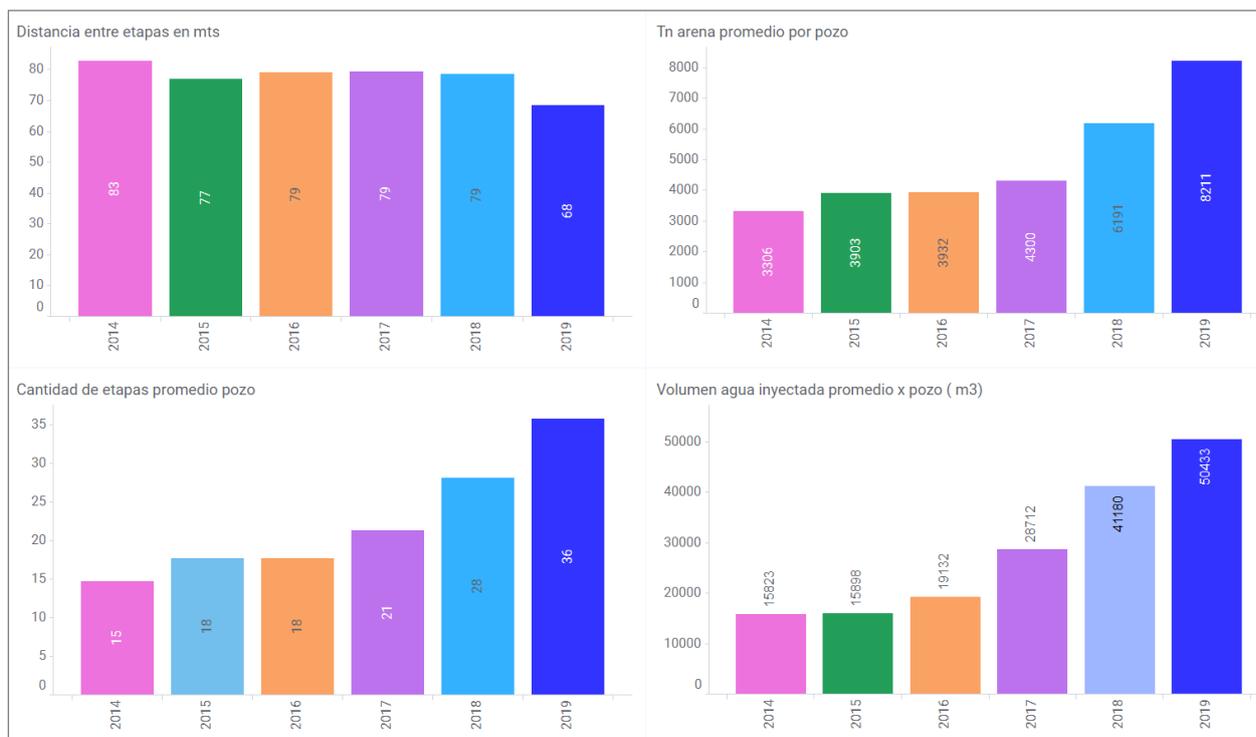


Figura 23. Evolución de los diseños de completaciones en pozos de petróleo con objetivo Vaca Muerta. (Elaborado con datos de SEE).

En el análisis de la producción en reservorios convencionales se muestran regímenes diferentes: Inicialmente un período transitorio, con las mayores declinaciones y que transcurre desde el comienzo hasta tanto la presión en los límites del reservorio permanece constante e igual a la presión inicial, y desde allí un período estacionario, controlado por los límites y con declinaciones menores. Dentro de ciertas condiciones es posible modelar la evolución de la producción con el tiempo para el período estacionario con ecuaciones del tipo:

$$\frac{\Delta q/q}{\Delta t} = - \frac{1}{q} \frac{\Delta q}{\Delta t} = k q^b$$

Donde  $q$  representa el caudal instantáneo y  $k$  y  $b$  son los parámetros característicos.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

Esta dependencia de la caída relativa de caudal en la unidad de tiempo con el caudal instantáneo es la base del análisis de declinaciones de producción, una de las herramientas de la ingeniería de petróleos más usada para pronosticar y calcular reservas por extrapolación de tendencias. La ecuación general es la de una hipérbola con valores usuales para el exponente de declinación,  $b$ , de 0,0 a 1,0, siendo el caso de  $b = 0,0$  un caso especial de declinación constante o exponencial.

Este análisis encuentra severas limitaciones para aplicarse en análisis de la producción de sistemas *shale*: En estos son características las altas declinaciones iniciales, de hasta 75-80% en el primer año de producción y, por tratarse de rocas de bajísimas permeabilidades, sólo producen caudales significativos luego de ser estimulados con fracturas hidráulicas masivas. Por eso el flujo al pozo está dominado por el sistema de fracturas y pueden pasar décadas para que la presión en el sistema poral complejo que los caracteriza caiga y el radio de drenaje alcance los límites o interfiera con otros pozos. Es decir, el flujo transitorio se prolonga durante años y no es posible aplicar las metodologías del análisis declinatorio como en reservorios convencionales. Las analogías con sistemas convencionales de doble porosidad donde un sistema de fracturas naturales conectado con el pozo se recarga desde la matriz porosa también tiene limitaciones porque en este caso la carga del sistema de fracturas sería no solo extremadamente lenta sino parcial porque solo se movería la fracción de hidrocarburo móvil contenido en la porosidad de la materia orgánica, mientras el retenido en la matriz mineral queda retenido por fuerzas capilares (Crotti, 2013).

Aún con sus limitaciones, la extrapolación de tendencias es el más usado de los métodos disponibles para pronosticar la producción y determinar recuperaciones finales en sistemas *shale*. Los ajustes iniciales, durante el período transitorio y de altas declinaciones instantáneas conducen a ecuaciones hiperbólicas con exponentes  $b$  del orden de 1.1-2 y con ello a valores de recuperación final artificialmente altos. Un dato observable es que a medida que evoluciona la vida del pozo los valores de  $b$  obtenidos de los ajustes de historia disminuyen, confirmando que este análisis es una simplificación de un fenómeno más complejo y los parámetros de la ecuación de declinación podrían no ser independientes. Como las declinaciones en tiempos avanzados de explotación son muy bajas, pequeñas diferencias en la definición de  $b$  significan grandes diferencias en valores de reservas, y de aquí la importancia de calcular con la mayor aproximación los valores de los coeficientes de declinación.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

Se han usado diferentes enfoques para adaptar la metodología de extrapolar tendencias al análisis de *shales*, como adoptar una curva hiperbólica con coeficiente  $b$  cercanos a 1 para lograr el mejor ajuste posible y limitar las recuperaciones finales imponiendo un límite forzado a la declinación según valores deducidos de la experiencia o analogías. También puede aplicarse una variante del modelo de declinación hiperbólica con parámetro  $b$  variable en el tiempo (declinación exponencial extendida), siempre teniendo en cuenta la experiencia para introducir un límite a la declinación en el largo tiempo. Finalmente se puede asimilar el sistema a un reservorio convencional análogo fracturado hidráulicamente con lo que se dispone de un modelo analítico que permita analizar los datos y hacer pronósticos. En este estudio se aplica la metodología de declinación hiperbólica con un límite de 10 % de declinación efectiva mensual, debajo cual se aplica exponencial. De esa manera se evita un pronóstico optimista. También se decidió en base a los datos experimentales limitar el factor  $b$  entre 1 – 1.3 para pozos de menos de 5 años de historia.

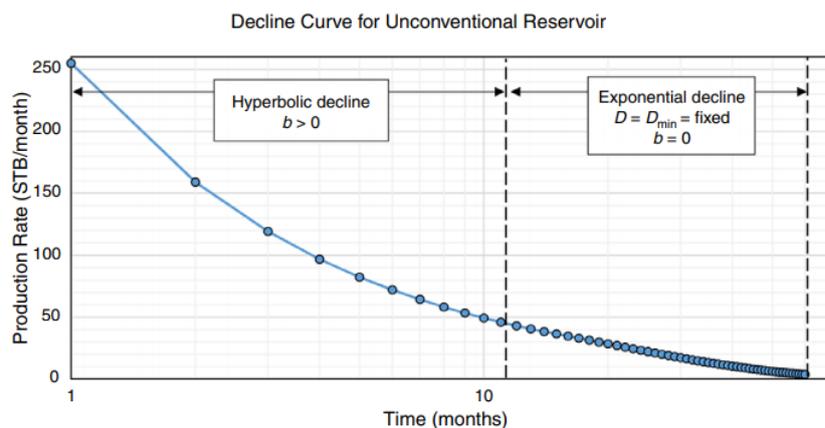


Figura 24. Declinación Hiperbólica hasta alcanzar un  $D_{min}$ , a partir del cual se aplica declinación exponencial. (Fig1. SPE 205022. Taji et al, 2020)

Se aplicó la ecuación de Arp. Modificada para declinación hiperbólica.

$$q = q_i (1 + bD_i t)^{-\frac{1}{b}}$$

Donde:

$q_i$ : caudal inicial (bod promedio del mes)

$b$ : factor de declinación.

$D_i$ : declinación del primer año.

$t$ : intervalo de tiempo, en este caso mensual

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

D<sub>min</sub>: en este estudio se usó un valor de 10 % declinación efectiva mensual. (Biseda, 2018)

Diversos paquetes de soluciones computacionales permiten analizar una historia de producción y presiones con estas metodologías, el llamado “Análisis en régimen transitorio (RTA, PTA)”. Combinado con el balance de masas dinámico permiten interpretar parámetros del sistema productivo, incluyendo la red de fracturas creadas, aunque debe tenerse en cuenta que los modelos aplicados han sido desarrollados para sistemas convencionales y su adaptación requiere siempre verificación empírica. Si bien se analizaron estudios de RTA, para validar la metodología, siendo que las presiones dinámicas no son una información pública se omite en este trabajo la presentación de los estudios RTA y PTA.

Dado el contexto de incertidumbre en que se debe desempeñar el evaluador las buenas prácticas recomiendan incorporar no solo enfoques determinísticos sino también probabilísticos que, a través del análisis de poblaciones de datos, permiten capturar todo el rango de posibles resultados e incorporarlo al pronóstico. En etapas tempranas, y a menos que primen otros criterios corporativos, las estimaciones de recursos deberían referirse siempre a un caso más probable (P<sub>50</sub>), con un valor mínimo y un máximo asociados, lo que se denomina en la industria P<sub>10</sub> y P<sub>90</sub>. Por eso en este trabajo se realizará un análisis probabilístico con el resultado final de tres curvas tipo por objetivo, P<sub>10</sub>, P<sub>50</sub> y P<sub>90</sub>; tratando así de capturar la incertidumbre en todas las variables críticas.

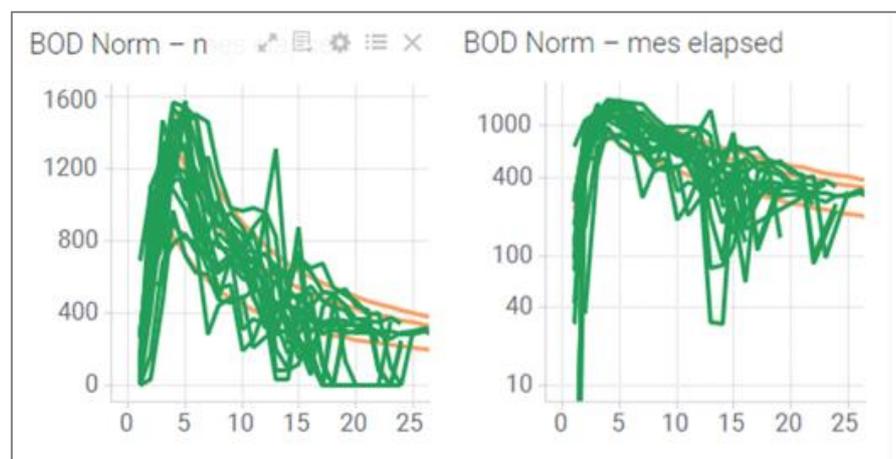


Figura 25. Pozos Tipo P10-P50-P90 declinación hiperbólica Arp. Modificada. (Elaborado con datos de SEE).

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

### 3.3 Pronósticos de producción según pozos tipo

La conocida metodología de pozos tipos ampliamente utilizada para desarrollos convencionales ha sido adoptado para proyectos shale. Si se dispone de un número de pozos en producción suficiente como para tener valor y peso estadístico, es usar el concepto de pozo tipo, un pozo promedio cuyo desempeño reproduce el comportamiento medio esperado de los pozos futuros. Como se basa en historia real es irrefutable evidencia. Se define el pozo tipo a partir de la selección del grupo de pozos en producción representativo de los que van a perforarse, se llevan a tiempo cero las historias con un origen común y se aplican criterios de normalización para promediarlos. Este pozo tipo se afecta por correcciones que tengan en cuenta la evolución de la presión del reservorio y eventuales mejoras tecnológicas.

En desarrollos shale tanto la producción inicial como la recuperación final estimada (EUR) son muy variables y presentan un sesgo hacia pozos pobres con muy pocos pozos de alto caudal y EUR. Como la producción está dominada por un volumen a drenar resultante de la operación de fractura hidráulica, controlado por las condiciones locales, cada pozo se comporta como independiente y se verifica la proporcionalidad entre producción inicial y recuperación final estimada, (Figura 26). Cuando hay suficiente número de pozos en el área, y varios años de historia, es posible aplicar criterios estadísticos rigurosos que el simple promedio para asegurar que todas las diferentes familias de pozos estén representadas, por ejemplo, usar curvas de probabilidad acumulada y respetar la distribución log-normal para incorporar el sesgo.

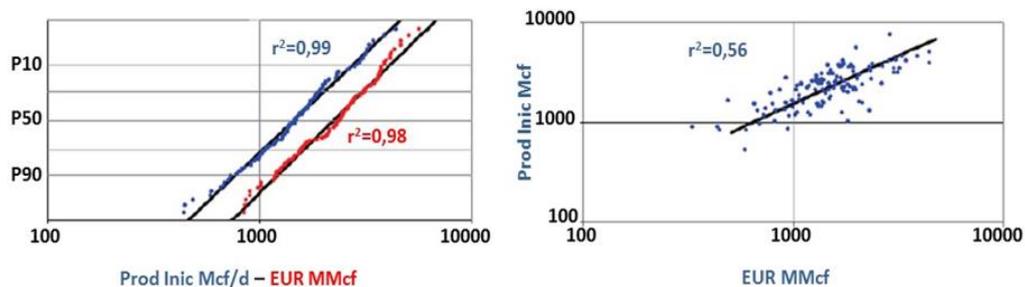


Figura 26. Análisis de 123 pozos de gas en Barnett shale con 5-6 años de historia (izq.). Se observa el sesgo hacia valores menores de caudal inicial y EUR y la correlación entre ellos (der.). (Adaptado de SPE 158867. Russell et al, 2012)

### 3.4 Desempeño de los pozos en estudio

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

En Figura 25 se muestra la evolución de los parámetros críticos de producción para pozos de petróleo perforados entre 2014 y 2019 en el área Loma Campana en estudio. Como era previsible, a medida que los diseños se hacían más agresivos, con mayor longitud y número de etapas, las recuperaciones por pozo crecían, tanto si se mide la acumulada a seis meses como las EUR. El producido a 180 días crece 26% anual acumulado (aa) entre 2014 y 2019. Lo mismo puede decirse de los caudales iniciales estabilizados luego de la etapa de restricción inicial de la producción para cuidar la integridad de las fracturas (*choking*), que crecen 23% aa en el período. El crecimiento paralelo entre caudales iniciales y acumuladas ratifica la proporcionalidad entre estos parámetros mencionada antes. Las declinaciones efectivas en el primer año promedian 67%, tal lo esperado para estos desarrollos, con una caída en el último año que puede asociarse al menor número de pozos perforados y baja dispersión si se considera que se han implementado cambios tecnológicos importantes en el período. Las EUR crecen 39% aa entre 2014 y 2019.

A partir del análisis de la evolución de variables críticas para los pozos individuales se obtendrán las distribuciones probabilísticas que servirán de base para definir el pozo tipo. En la Figura 26 se muestran tendencias para la población de pozos estudiados (los colores identifican pozos pertenecientes a los bloques Loma Campana y Loma la Lata, que se interpretarán en conjunto y se hace referencia a ellos como solo Loma Campana, pero entiéndase se abarca a ambos). Tanto el caudal inicial mensual promedio (BOD), producción inicial máxima ("peak"), como las acumuladas a 180 días y las EUR estimadas crecen con el avance del desarrollo, tal como lo mostraban los valores promedio, pero los datos por pozo demuestran la consistencia de las conclusiones adelantadas, medida por los valores del coeficiente de correlación R del orden de 70%. Este aumento está relacionado con los diseños de pozo, no con variables de críticas del reservorio. Igualmente, se suman en estas poblaciones pozos que se dirigen a objetivos diferentes, siempre dentro de la Formación Vaca Muerta.

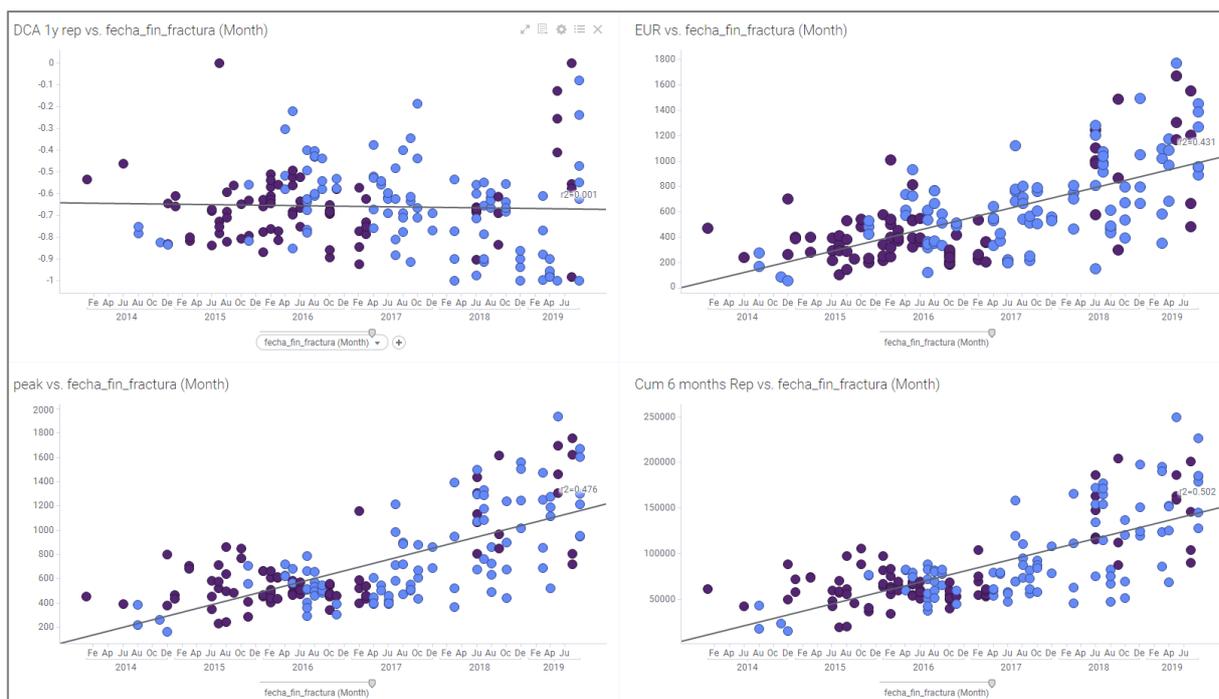


Figura 27. Tendencias de las variables críticas de productividad por pozo en el área Loma Campana (LC) (colores identifican bloques. Rojo oscuro: Loma Campana. Azul: Loma la Lata). (Elaborado con datos de la SEE).

El comportamiento de las declinaciones a nivel pozo sigue lo adelantado por el comportamiento promedio mostrado en Figura 27, con  $R$  en el orden de 3%, prácticamente confirmando la independencia del coeficiente de declinación.

Resta por explicar la mayor dispersión de los datos hacia períodos más recientes, muy probablemente asociada a que se incluyen menos pozos y se abre el desarrollo hacia nuevas zonas u objetivos, como también la implementación de nuevas tecnologías y diseños.

Para entender mejor el valor de los parámetros de producción resultó necesario investigar el desempeño de los distintos intervalos objetivo dentro de Vaca Muerta por lo tanto se discrimino entre pozos a tres niveles diferentes, Superior, Medio (Este y Oeste.) e Inferior. (Figuras 28 y 29).

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

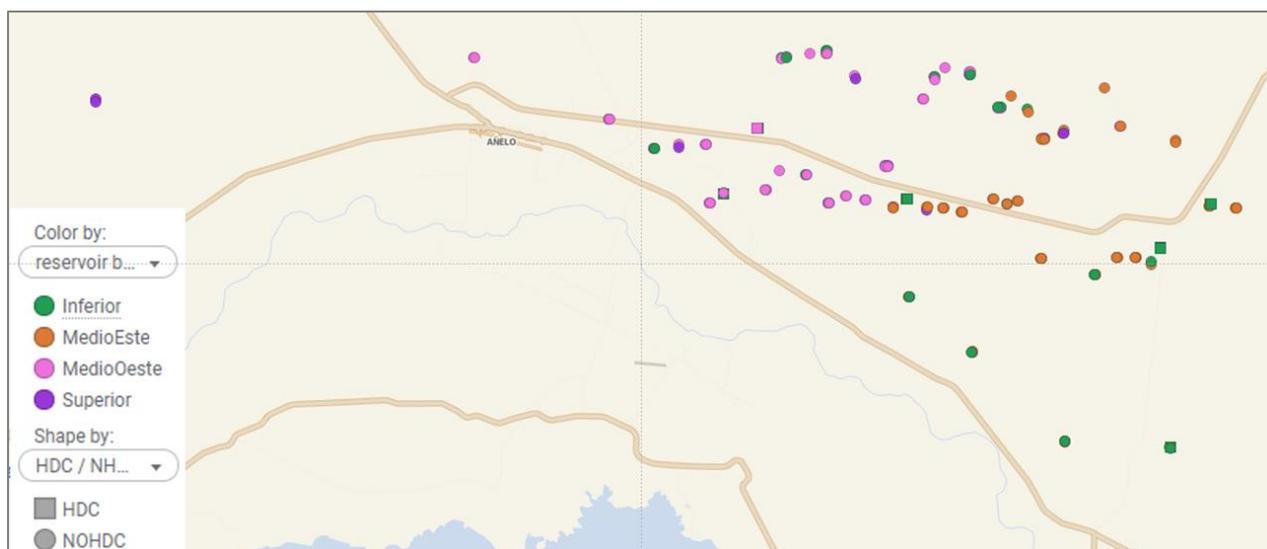


Figura 28. Mapa de pozos de Loma Campana agrupados por su profundidad.  
Nota: La clasificación es subjetiva solo a los fines de la metodología.

En cada círculo que representa las coordenadas de superficie de los pozos se ubican entre 4 a 6 pozos

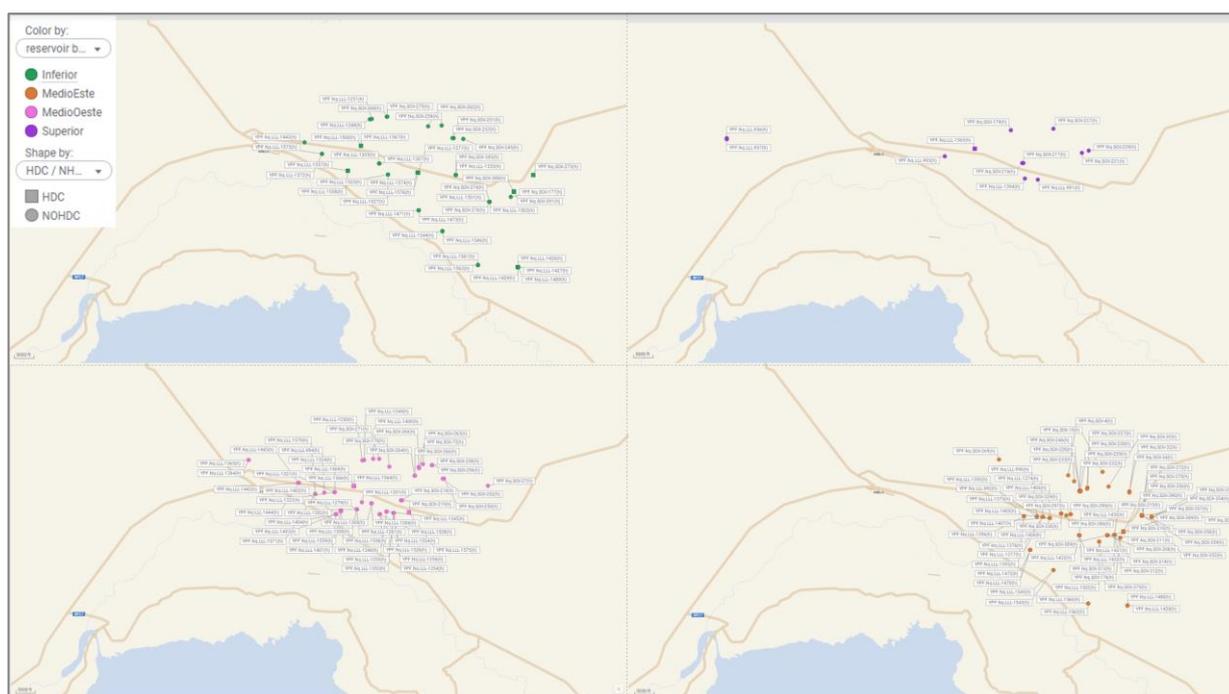


Figura 29. Ubicación de los pozos agrupados por profundidad.  
Inferior (izq. Arriba). Superior (der. Arriba). Medio Este (izq. Abajo). Medio Oeste (der. Abajo).

De estos, el inferior tiene los mayores valores de OC, seguido por el superior, lo que explica el mejor comportamiento de estos tanto en caudales iniciales como en producciones acumuladas en 180 días. Los valores del coeficiente de correlación R para ambas poblaciones, superiores a 80% en todos los casos muestran la consistencia de la tendencia marcada en el gráfico de abajo. (Figura 30).

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

El comportamiento de la declinación en el primer año no permite mayor análisis. En principio, está dominada por las prácticas operativas de ingreso del pozo a producción, *choking*, que han variado en el tiempo y alteran las comparaciones. Al mismo tiempo, tal como lo argumentado sobre la independencia del volumen efectivo de drenaje de pozo a pozo, no hay elementos que soporten un modelo donde la declinación pueda modificarse. Se concluye que la declinación efectiva inicial no es un parámetro para incluir en el diseño del pozo tipo.

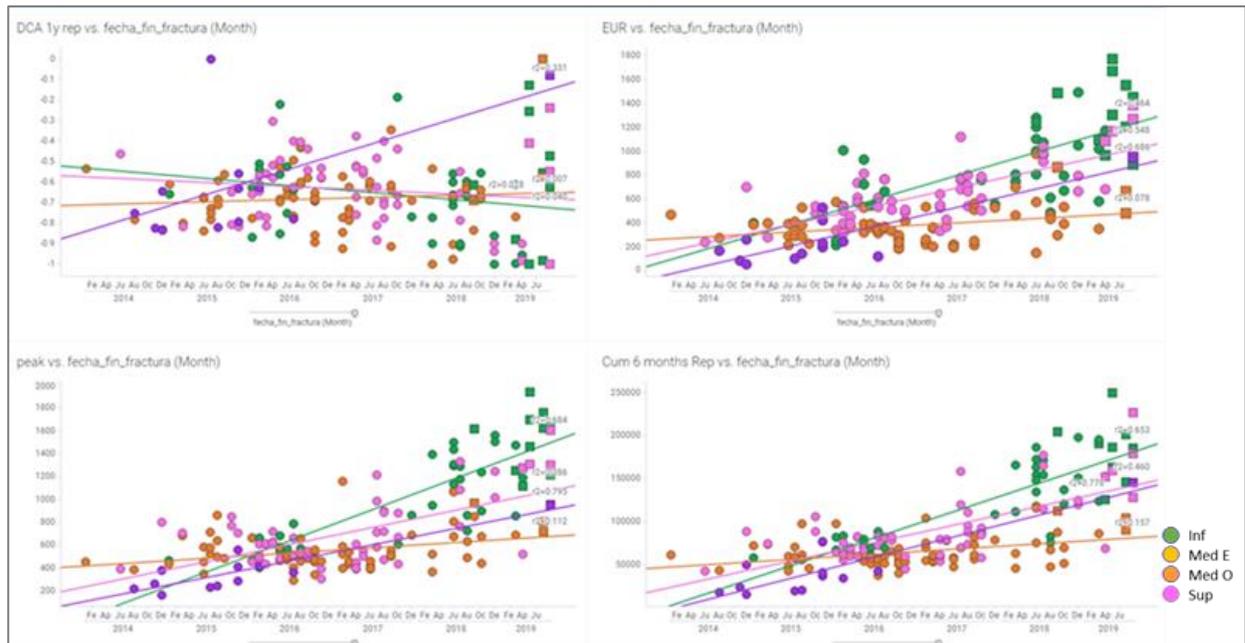


Figura 30. Tendencias de las variables críticas de productividad por pozo para 197 pozos en el área LC. (Elaborado con datos de la SEE).

Un análisis promedio de estas variables por año indican relaciones crecientes para el EUR, Pico de producción y la Acumulada de los primeros 6 meses luego de alcanzar el pico de producción. Sin embargo, el efecto del incremento de la longitud podría ser el mayor causante. Por eso una normalización por longitud lateral para independizarnos de esta es necesario, para así poder identificar las otras variables responsables.

#### 4 Criterios de normalización.

Normalizar una variable significa tomar una base de referencia común para casos diferentes, de modo de poder comparar desempeños y sacar conclusiones.

Así podemos encontrar publicaciones, donde utilizando estas metodologías de normalización, se compara la productividad entre pozos de una misma área o de

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

diferente área en la misma cuenca o incluso en diferentes cuencas o hasta diferentes países. En proyectos shale es común encontrar normalizaciones por longitud lateral de pozo, por intensidad de volumen de fluido y arena inyectados durante la terminación de los pozos, caudal inicial, presión inicial. A continuación, se explican los que se aplican en este trabajo.

#### 4.1 Normalización de la longitud lateral de pozo

Los pozos de la población en estudio tienen diferentes desplazamientos laterales y a su vez, no todas las etapas de fractura se completan efectivamente según lo diseñado, por lo que se debe considerar en cada caso una longitud lateral efectiva que resulta de descontar del total la extensión de las etapas fallidas. En algunos estudios consultados se utilizó como longitud de normalización 1000 metros. (Johanis, 2018). Sin embargo, en este estudio debido a que la longitud de los pozos en el área Loma Campana más frecuente es de 2500 metros, se decidió adoptar como base esta longitud. Se adopta una rama lateral de referencia de 2500 m, con lo que resulta entonces:

$$\text{Caudal Máximo mensual (N) [bod]} = \frac{Q[\text{bod}] * 2500}{\text{Long lateral efectiva [m]}}$$

$$\text{Recuperación final estimada EUR (N) [Mbo]} = \frac{EUR [\text{Mbo}] * 2500}{\text{Long lateral efectiva [m]}}$$

#### 4.2 Normalización de los volúmenes de fluidos y de arena inyectados por Longitud Lateral.

De igual forma, siguiendo la nomenclatura habitual en campo se normalizarán la concentración de agente de sostén -arena- y el volumen de fluido inyectado por pie de pozo efectivo. (John et al, 2019)

$$\text{Intensidad de arena inyectada (N) [lb/ft]} = \frac{\text{Vol de arena [ton]} * 2200}{\text{Long lateral efectiva [m]} * 3,28}$$

$$\text{Intensidad de fluido inyectado (N) [gal/ft]} = \frac{\text{Vol de fluido inyectado [m3]} * 264}{\text{Long lateral efectiva [m]} * 3,28}$$

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

$$\text{Intensidad de arena inyectada (N) [lb/etapa]} = \frac{\text{Vol de arena [ton]} * 2200}{\text{Número de etapas efectivas}}$$

$$\text{Intensidad de fluido inyectado (N) [gal/etapa]} = \frac{\text{Vol de fluido inyectado [m3]} * 264}{\text{Número de etapas efectivas}}$$

## 5 Correlación entre las variables de productividad y las variables críticas del diseño de fractura y pozo.

### 5.1 Caudal máximo por pozo y su relación con los parámetros de diseño: Longitud Lateral, cantidad de etapas de fractura, volumen, tipo de arena y fluido por pozo.

Cuando se observan todos los pozos en estudio se verifica la correlación positiva entre el caudal máximo inicial y la longitud lateral, y lo mismo si la comparación se hace con el número de etapas de fractura y los volúmenes inyectados de arena y fluido. Todos los pozos del grupo, salvo uno, tienen longitudes laterales de como máximo 2500 m y esta observación no se debería tomar como evidencia de que mayores longitudes fuera de ese rango signifiquen mejores desempeños hasta tener evidencias empíricas.

Los valores del coeficiente de correlación R en cada caso, coincidentes alrededor del 40-60%, confirman la fuerte dependencia entre las variables y la longitud del pozo (Figura 31). En todos los casos se nota el avance de productividad con la madurez de los proyectos.

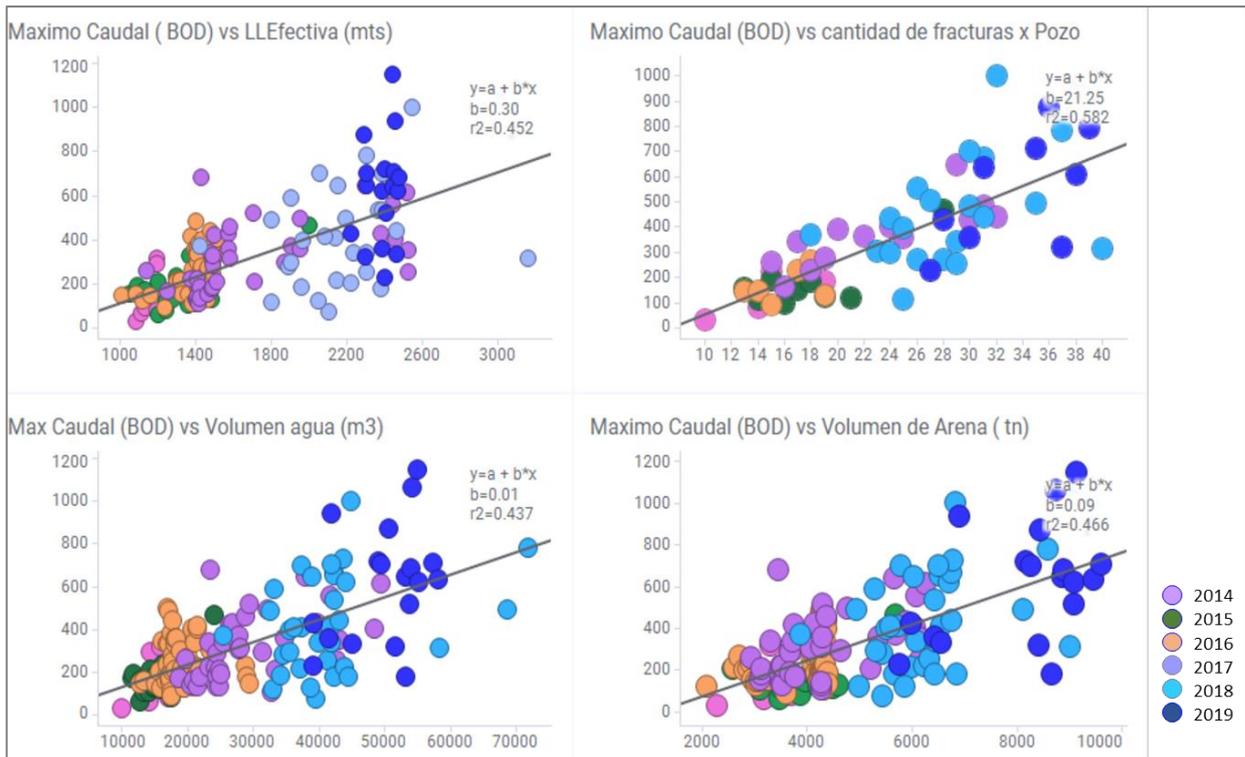


Figura 31. Correlación entre el máximo caudal inicial y las variables críticas de diseño en función del tiempo. (Elaborado con datos de SEE).

Normalizadas las longitudes laterales a 2500 m -lo que equivale a eliminar la influencia de la longitud de pozo- se mantienen las tendencias, aunque aumenta la dispersión de datos. La débil correlación positiva que muestra el caudal inicial con la longitud de pozo, que resulta contraintuitiva porque se han independizado, se explica por la influencia de las mejoras introducidas en coincidencia con la mayor extensión lateral en las sucesivas campañas de perforación.

Todos los coeficientes de correlación disminuyeron a valores entre 6 – 30 %

La relación que mantiene un mayor coeficiente de correlación R cercana al 30% es la que se da entre caudal inicial normalizado y número de etapas efectivas, indicando que la distribución del tratamiento a lo largo del pozo es el parámetro más relevante en la definición de la productividad, antes que los volúmenes inyectados (Figura 32).



Figura 32. Correlación entre caudal máximo inicial y las variables críticas de diseño normalizadas por la longitud lateral efectiva para 197 pozos en el área LC. (Elaborado con datos de SEE).

Identificando los niveles de reservorios de acuerdo con su profundidad, en Inferior, Medio y Superior se puede observar una relación lineal en todos ellos, pero más pronunciada en los niveles inferiores donde la calidad del reservorio es mejor.

Si bien el estudio las propiedades geológicas se han dejado fuera del alcance de este estudio, una breve referencia a la variación de propiedades críticas como la porosidad orgánica, TOC y sobrepresión nos conducen a separar los pozos por profundidad del objetivo. En las siguientes figuras vemos como en Vaca Muerta se observa una mejora de estas con la profundidad.



cada operador define sus marcadores e identifica estos niveles con diferentes nombres. Debido a que esa información no es pública, en este trabajo solo se procedió a separar por profundidad, agrupación que puede o no coincidir con la de los diferentes operadores.

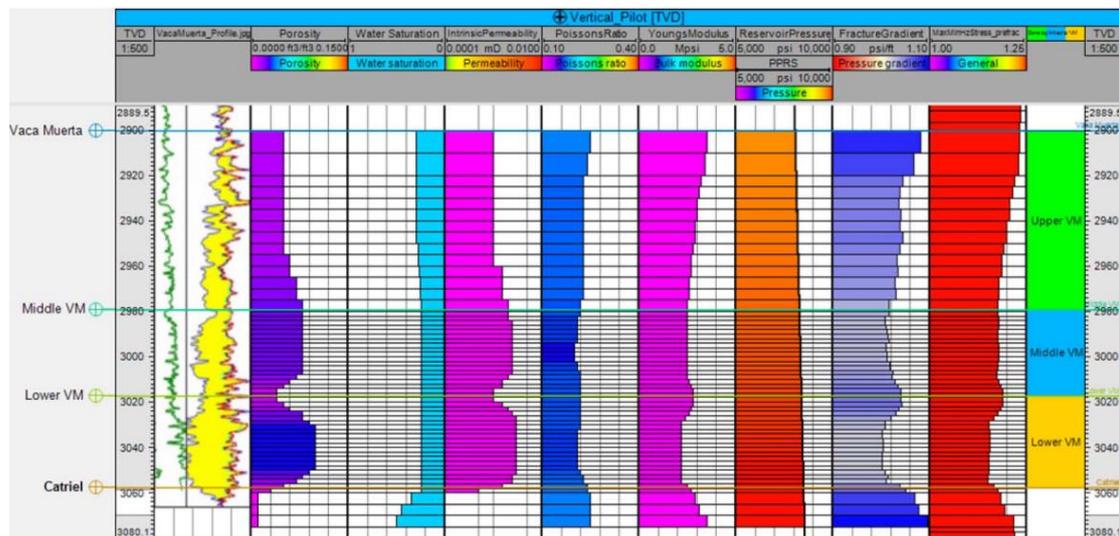


Figura 35. Inferior Medio y Superior Vaca Muerta.  
(Fig. 3. SPE-191836-MS. Pichon et al, 2018)

Si se repite el análisis discriminando los niveles del reservorios -inferior, medio y superior- se confirman las conclusiones anteriores para pozos con objetivos inferior y superior, mientras que la correlación es pobre en el objetivo medio, probablemente por la heterogeneidad geológica de este u otras dificultades en su definición. En la figura siguiente se confirma que las mayores dispersiones observadas son previsibles porque al discriminar se reduce la población de datos.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

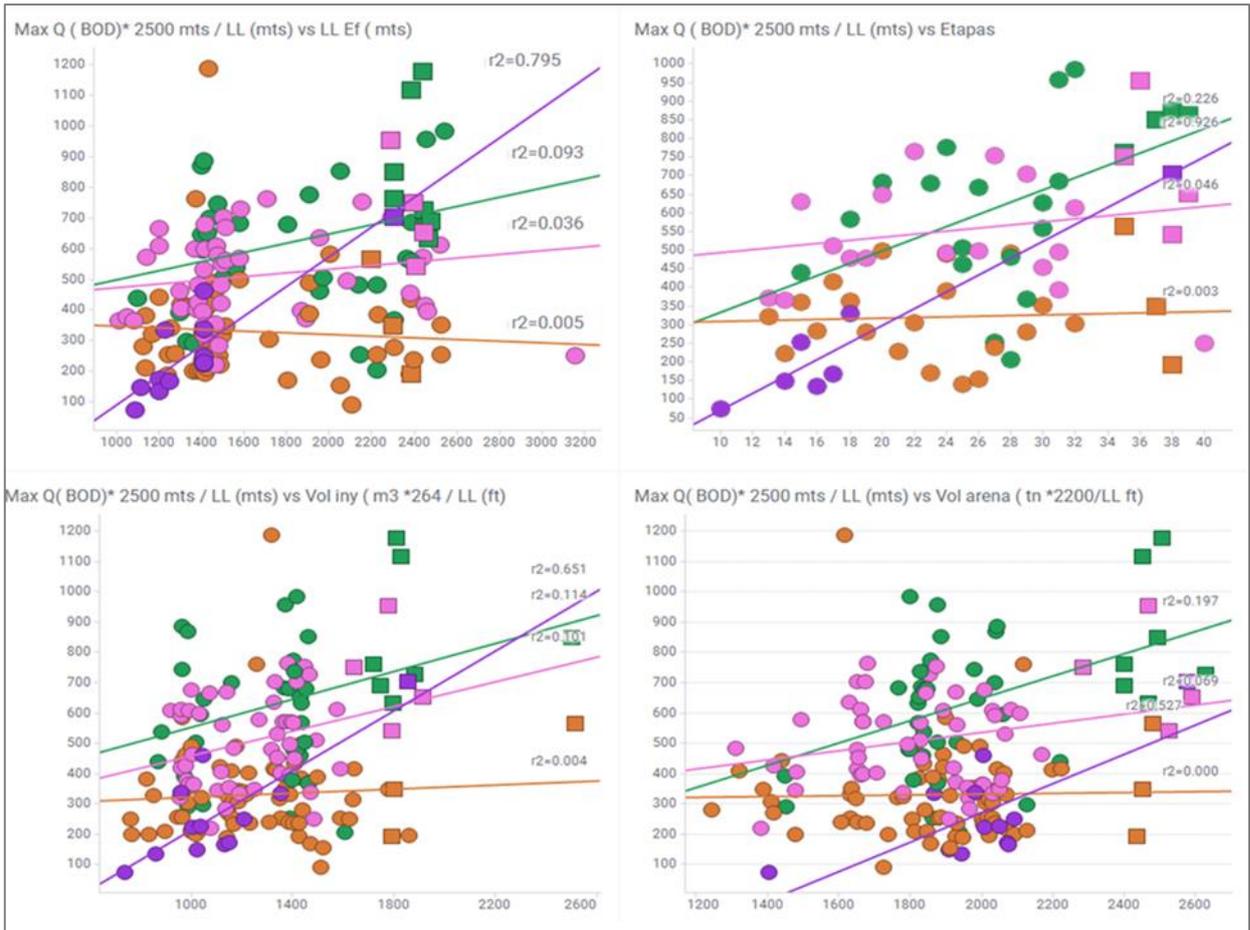


Figura 36. Correlación entre caudal máximo inicial y las variables críticas de diseño normalizadas por la longitud lateral efectiva para distintos objetivos para 197 pozos en el área LC. (Elaborado con datos de SEE)

## 5.2 Declinación primer año por pozo y su relación con la Longitud Lateral, cantidad de etapas de fractura, volumen y tipo de arena y fluido por pozo.

Del modelo de drenaje analizado, característico de los sistemas shale, no puede deducirse la dependencia mutua entre el coeficiente de declinación y el diseño de completación de pozo, lo cual se verificó en la comparación de declinaciones por campaña de perforación promedio y para la población de pozos mostradas en Figuras 33 y 34. Al discriminar los datos por profundidades dentro de la formación se confirma la conclusión. En la Figura 33 se analiza la declinación efectiva al final del primer año para los 197 pozos en estudio en función de la extensión lateral, el número de etapas y los volúmenes inyectados de arena y fluido.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

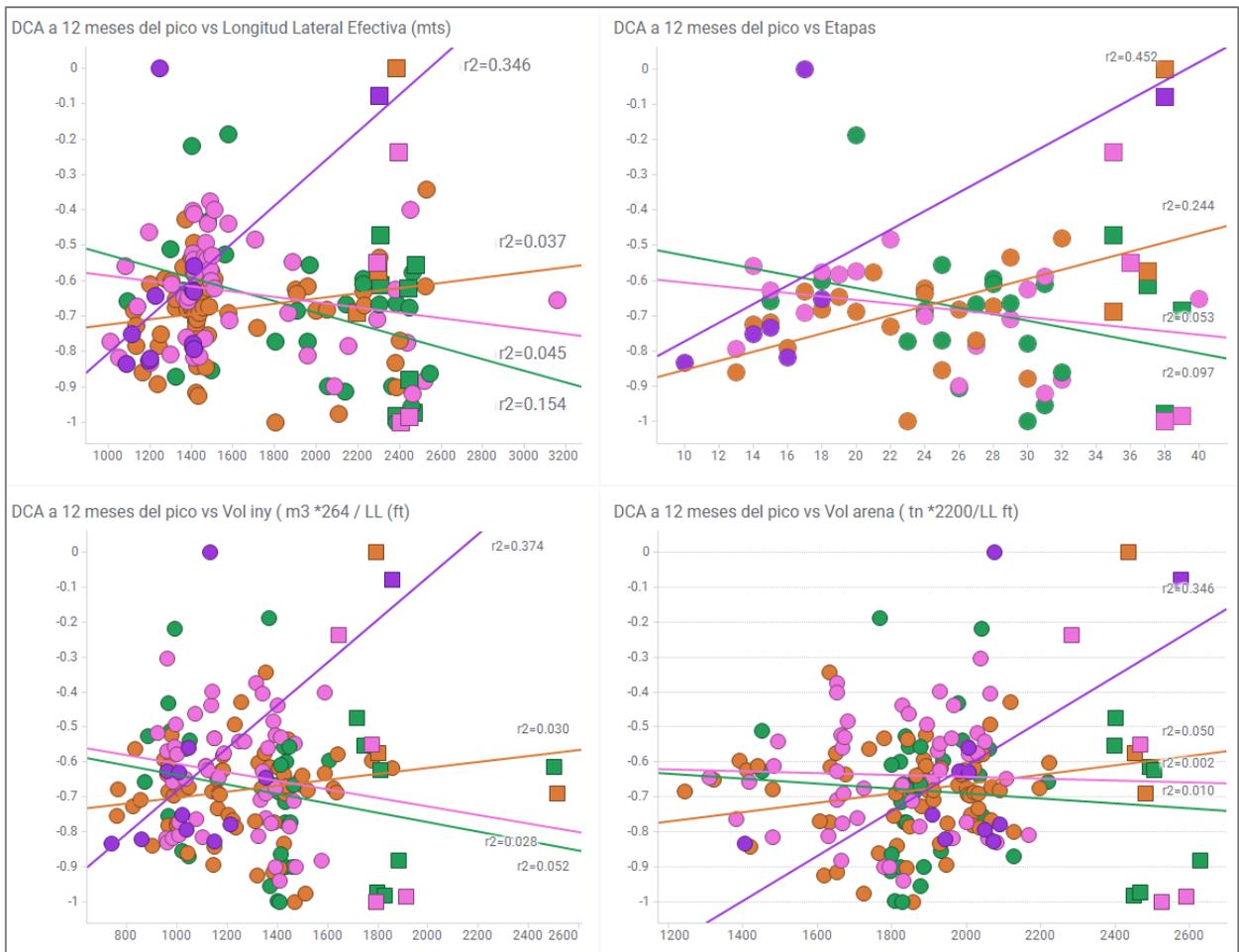


Figura 37. Correlación entre declinación efectiva inicial y las variables de Diseño normalizadas por la longitud lateral efectiva para distintos objetivos para 197 pozos en el área LC. (datos de SEE).

Con excepción de los pozos con objetivo Superior, los gráficos indican correlaciones muy pobres e incluso negativas. Para el objetivo Superior se nota una tendencia definida con declinaciones crecientes con el aumento de cualquiera de los parámetros, lo que no puede explicarse sin incluir la caracterización del sistema y la posible influencia del menor TOC en este nivel.

Para investigar la posible influencia del diseño de fracturas aplicado en 2019 cuando se introduce la metodología High Density (HDC) que reduce la distancia entre etapas y aumenta la densidad de fluido y arena inyectados, en la siguiente figura se han eliminado de la muestra los 27 pozos completados de esta forma. Como se observa, las tendencias se mantienen con baja correlación lo que confirma la conclusión previa sobre la independencia de la declinación y el volumen de drenaje.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

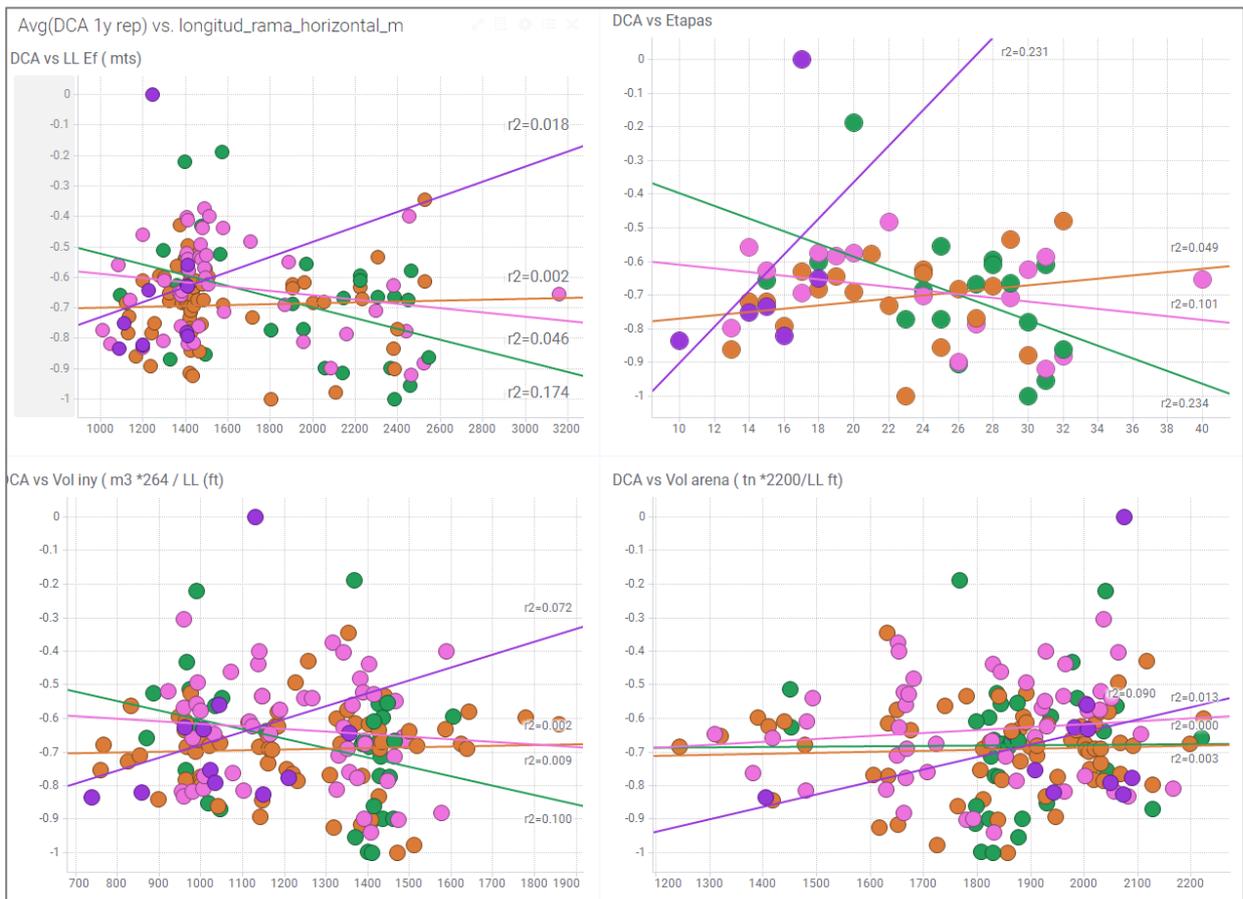


Figura 38. Correlación entre declinación efectiva inicial y las variables críticas de diseño normalizadas por la longitud lateral efectiva para distintos objetivos para 170 pozos en el área LC. (Elaborado con datos de SEE).

### 5.3 Acumulada de los primeros 180 días y su relación con la Longitud Lateral, cantidad de etapas de fractura, volumen y tipo de arena y fluido por pozo.

Tanto las producciones acumuladas en seis meses como las EUR muestran mejoras a medida que los parámetros de la completación, longitud lateral, número de etapas y volúmenes de tratamiento se hacen más agresivos. Las correlaciones son pobres, en el caso de las acumuladas por la influencia de los aspectos operativos comunes en nuevos desarrollos, principalmente *choking*, que adoptó distintas modalidades a medida que avanzaban los proyectos y se evidencia en la dispersión observada en las correlaciones de la siguiente figura. El nivel Inferior muestra consistentemente los mejores desempeños, explicados por su mayor calidad, y lo contrario vale para el nivel Superior, más pobre, aunque es el nivel que muestra la menor dispersión de datos, probablemente por eso. Los niveles Medio E y Medio O muestran comportamientos

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

inconsistentes dentro de un desempeño intermedio, debido probablemente a las indefiniciones en su caracterización ya mencionadas.



Figura 39. Correlación entre producción acumulada en 180 días y normalizada por Longitud versus las variables críticas de diseño para 197 pozos en el área LC. (Elaborado con datos de SEE).

#### 5.4 Acumulada final EUR y su relación con la Longitud Lateral, cantidad de etapas de fractura, volumen de arena y fluido por pozo.

En el cálculo de las EUR se ha usado un modelo de declinación hiperbólica aplicado sobre pozos horizontales con más de seis meses de producción después de alcanzar el pico inicial. Siguiendo una práctica común para evitar estimaciones optimistas en exceso cuando la declinación mensual efectiva resulta menor a 10% anual se fuerza una declinación exponencial con esa constante. Igualmente, para pozos con historia inferior a 3 años se adoptó un factor de declinación  $b$  igual a 1,0. Las EUR calculadas y normalizadas a 2500 m de desplazamiento lateral se presentan en Figura 35.

Las observaciones de EUR reproducen -algo predecible según la metodología aplicada- lo observado para las producciones acumuladas en 180 días: Respuestas positivas con

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

incrementos de EUR a medida que se aumentan valores en las variables de diseño. La formación Intermedia muestra la respuesta más pobre y poca sensibilidad al incremento de parámetros, lo que ya se ha asociado a su difícil caracterización.

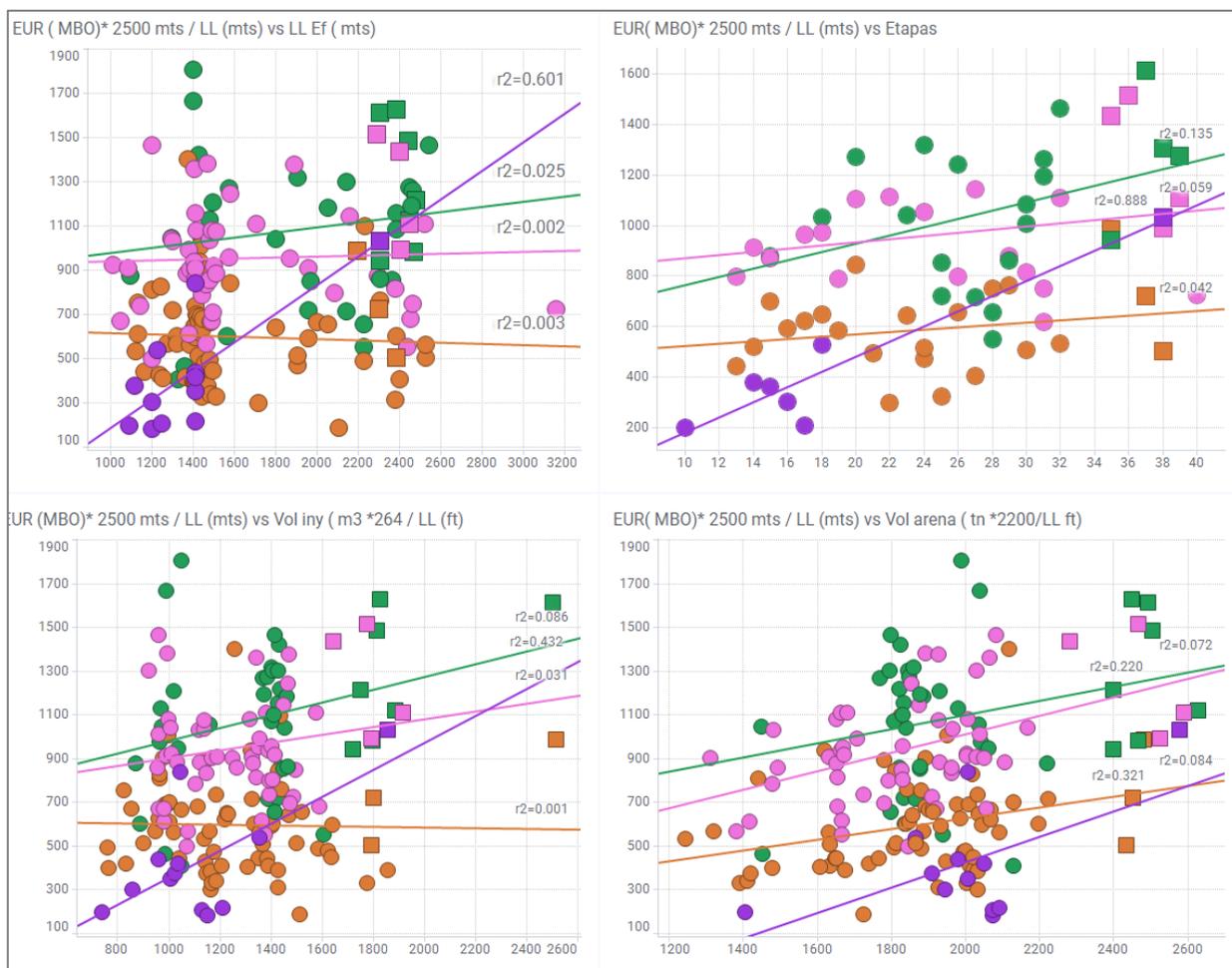


Figura 40. Correlación entre EUR calculadas normalizadas por Longitud y variables críticas de diseño para distintos objetivos para 197 pozos en el área LC. (datos de SEE).

## 6 Criterios de analogía y agrupación para estudios de analogía y generación de pozos tipos representativos.

A medida que avanzaban los proyectos en Vaca Muerta y se sumaban operadores y experiencias, variaban los diseños de completación. Esta evolución tiene influencia en el desempeño de la producción, y por eso en el pozo tipo, y deberá normalizarse identificando períodos con diseños más estables que hagan que los datos resulten representativos de los futuros diseños. En particular, en los criterios adoptados para la Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

distribución de etapas de fractura, se pueden distinguir dos períodos diferenciados: Inicialmente se adoptó un distanciamiento normalizado de 82 m entre etapas (completación *standard*) para reducirlo en 2019 a 63 m en una modalidad *High Density* (HDC), que permite aumentar las concentraciones de los tratamientos por unidad de longitud de pozo.

En las siguientes figuras se analizan los pozos con terminaciones *standard*, que muestran el cambio de tendencia en la perforación a partir de 2016 -longitud lateral y número de etapas- aunque manteniendo en esas completaciones casi constante la intensidad de los tratamientos durante los últimos años 2017 a 2019.

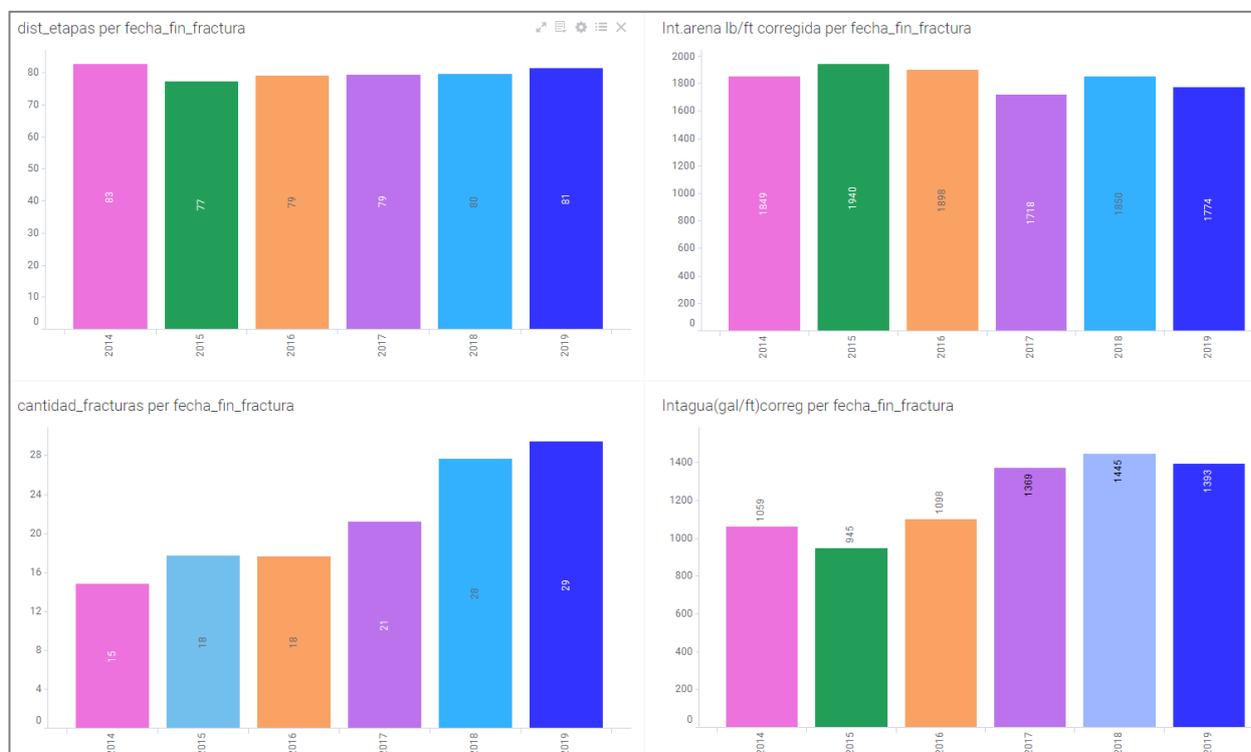


Figura 41. Evolución de los parámetros de completación, 170 pozos en LC con metodología standard. (Elaborado con datos de SEE).

Si se toman todos los pozos en estudio incluidas ambos tipos de completación se observa la evolución de los diseños y como la introducción de la metodología HDC permitió aumentar la intensidad de los tratamientos, lo que se esperaba resultaría en un incremento de la productividad de los pozos.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

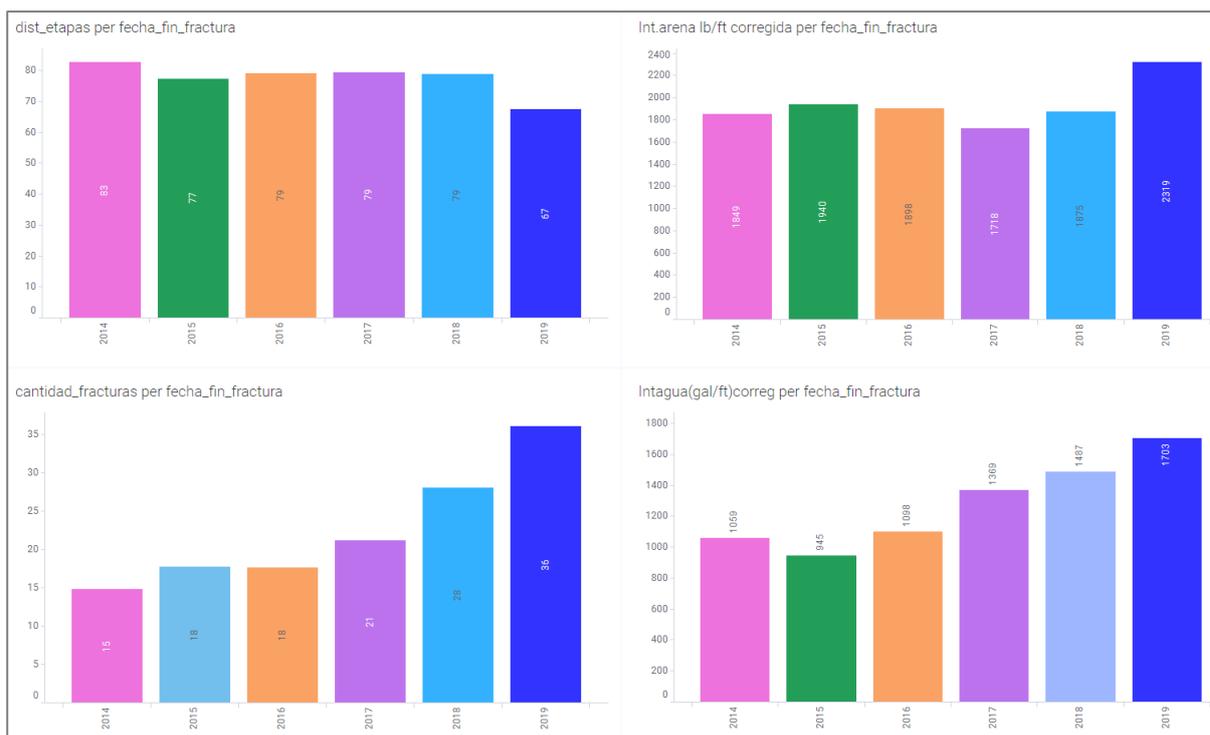


Figura 42. Evolución de los parámetros de completación, 197 pozos en LC completados con diseños STD y HDC. (Elaborado con datos de SEE).

Los parámetros adoptados en las completaciones con metodología High Density para los 27 pozos donde se aplicó mantienen homogeneidad de diseño, con un incremento en las concentraciones de agente en 2019 que acompañó al uso masivo de arena.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

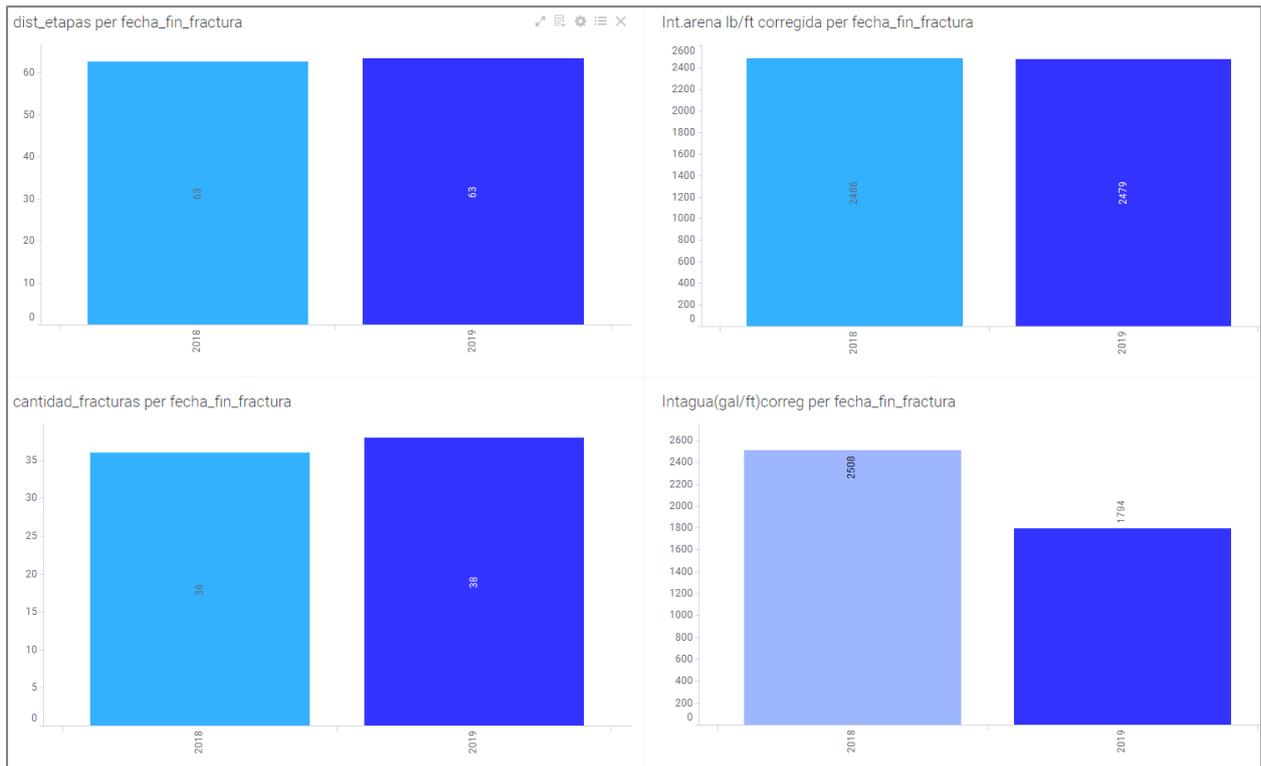


Figura 43. Parámetros de diseño para 27 pozos con terminaciones HDC en LC.  
(Elaborado con datos de SEE).

Los diseños probados en el 2018 planteaban una relación intensidad fluido arena igual a 1. Sin embargo, debido a los altos costos implicados en el bombeo de tan alto volumen, se diseñó un modelo intermedio con una intensidad de fluido menor. Pero se creía podía lograr similares resultados.

El detalle del diseño no es de propiedad pública. La única información disponible oficial son los volúmenes inyectados y el número de etapas.

El análisis en las variables críticas de productividad descritas en la población de 197 pozos horizontales en LC, declinación efectiva en el primer año, producción máxima inicial, acumulada en 180 días y EUR estimada en base a curvas de declinación, permite identificar tendencias, pero muestra dispersiones incompatibles con la generación de pozos tipo y concluye en la necesidad de discriminar entre datos definiendo criterios de homogenización y analogía.

Según lo analizado anteriormente se deben aplicar agrupamientos o filtrar los pozos por Longitud lateral, Profundidad o Intervalos de interés, Tipo de tratamiento STD o HDC, lo que trae implícito las intensidades de fluido y arena inyectados, numero de etapas de fracturas, distancia entre etapas.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

Se buscará identificar un periodo de tiempo donde estas variables hayan sido estables, y así utilizar los datos en ese periodo en el análisis de analogías para identificar un pozo tipo representativo de la formación Vaca Muerta.

El resumen de los criterios de analogías y agrupamientos que se honrara en este estudio es el siguiente:

- **Por Profundidad o intervalo de interés.**
- **Por Longitud Lateral.**
- **Tipo de completaciones. (STD o HDC).**
  - **Intensidad de arena y fluido inyectado.**
  - **Distancia entre etapas. (HDC/NOHDC o STD).**
  - **Cantidad de etapas de fracturas.**

Un mapa y tabla de la cantidad de pozos por intervalo y tipo de completacion STD o HDC nos ayudara a pensar en la importancia de discretizar esta información.

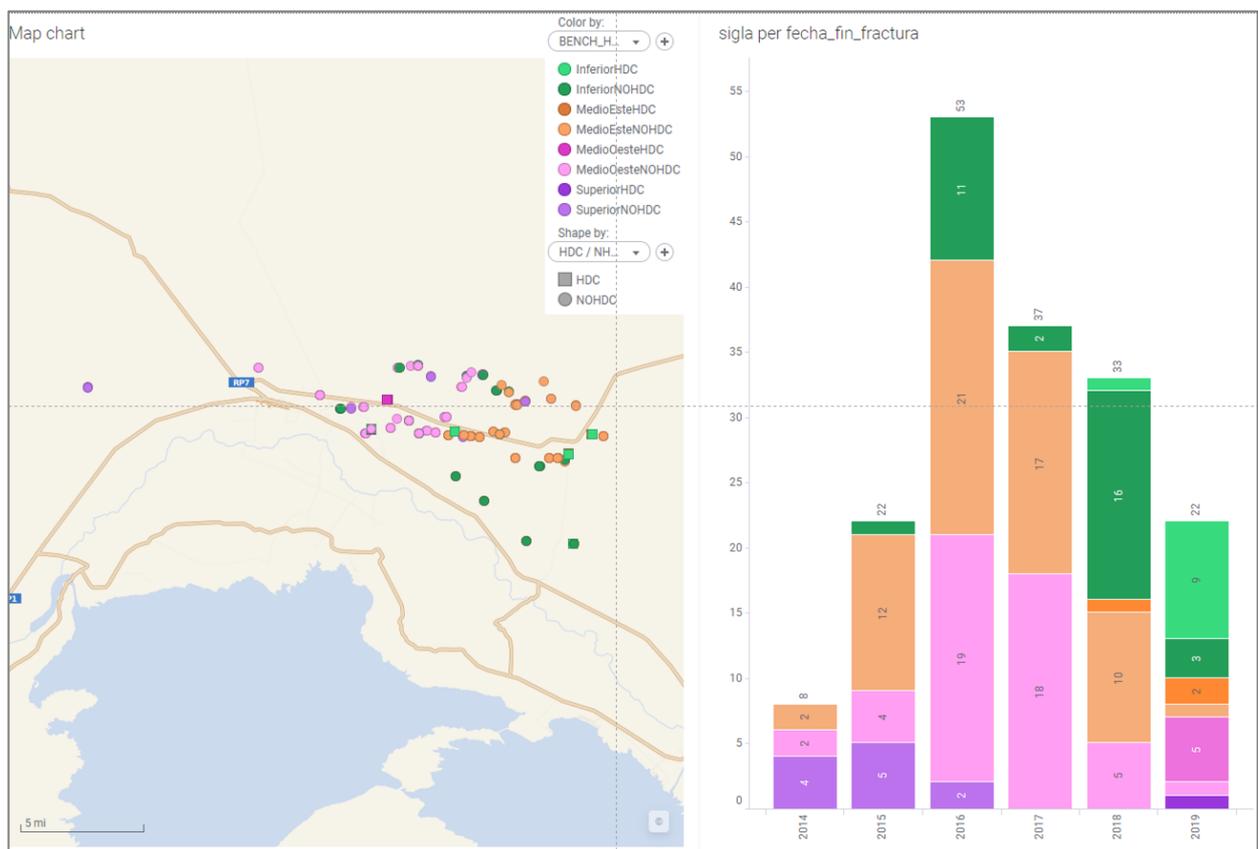


Figura 44. Mapa de ubicación de los pozos identificados por intervalo de profundidad y tipo de terminación STD o HDC. (izq.) Tabla de cantidad de tipo de terminación por año por intervalo de profundidad. (Elaborado con datos de SEE)

En las siguientes figuras se muestran los parámetros de diseño de completación para pozos en los diferentes intervalos, de los que se deducirán las poblaciones de pozos más relevantes para incluir en la definición del pozo tipo.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

- Inferior

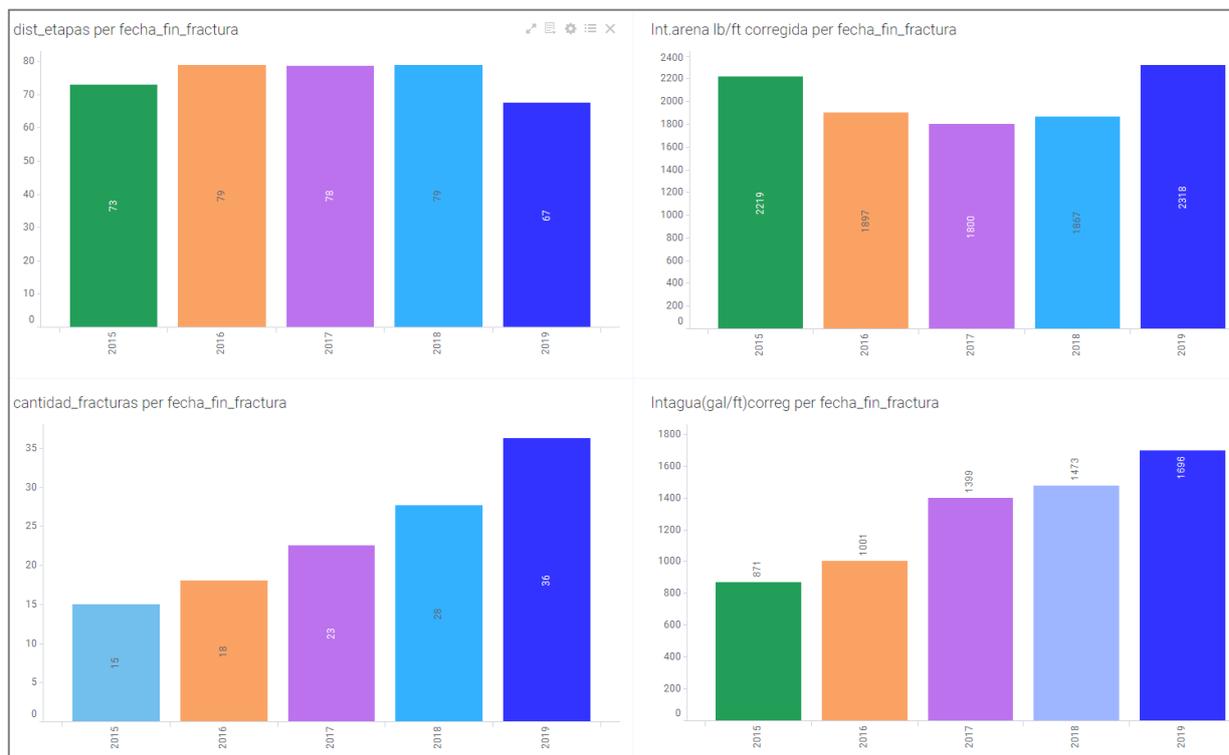


Figura 45. Evolución variables diseño de fracturas STD y HDC para pozos que navegan en el intervalo Inferior. (Elaborado con datos de SEE)

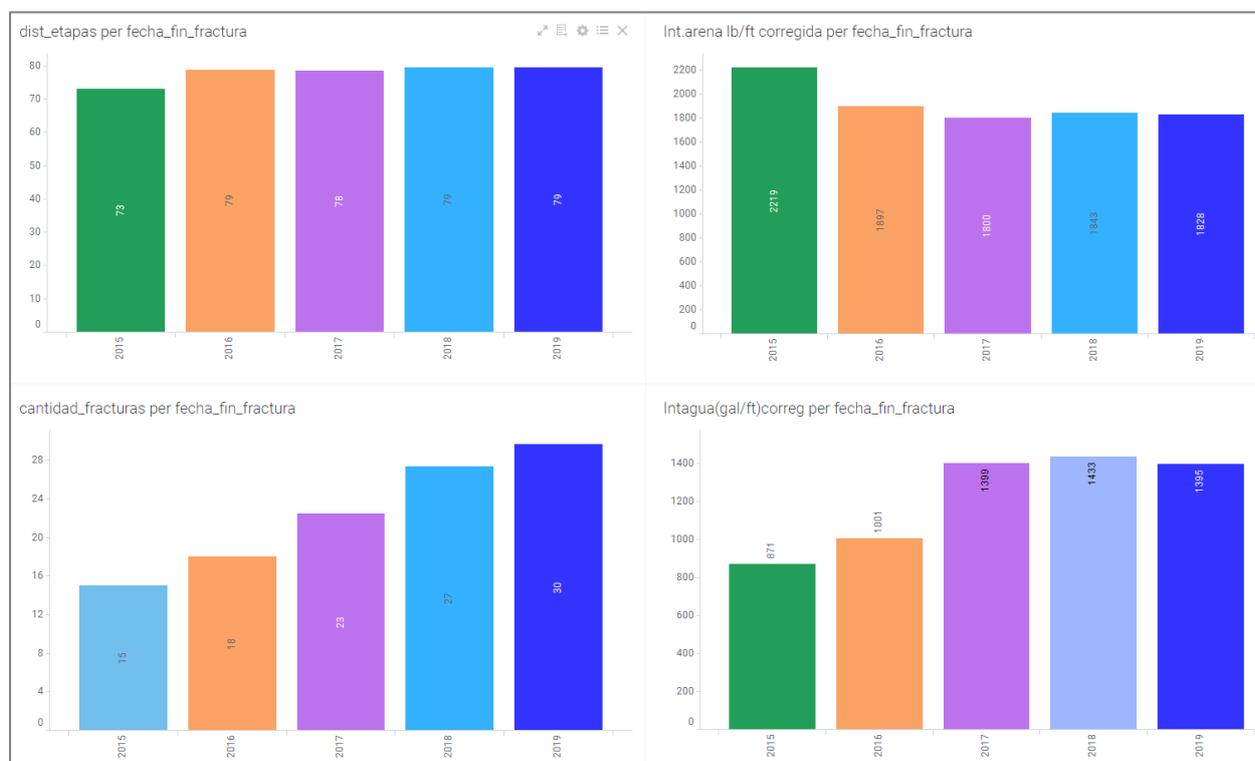


Figura 46. Evolución de los diseños de fracturas STD de pozos que navegan el intervalo Inferior. (Elaborado con datos de SEE)

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

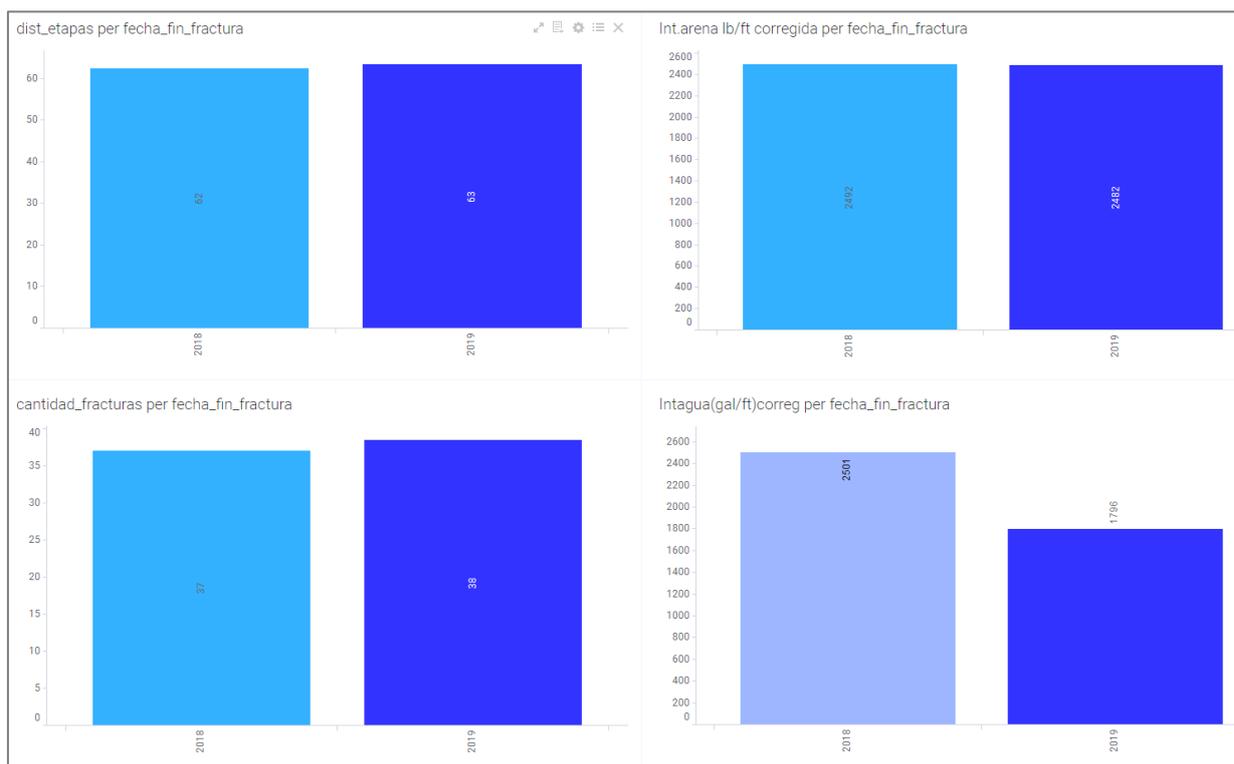


Figura 47. Evolución de los diseños de fracturas HDC de pozos que navegan el intervalo Inferior. (Elaborado con datos de SEE)

- **Medio**

Similar evolución se observa en el intervalo medio.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

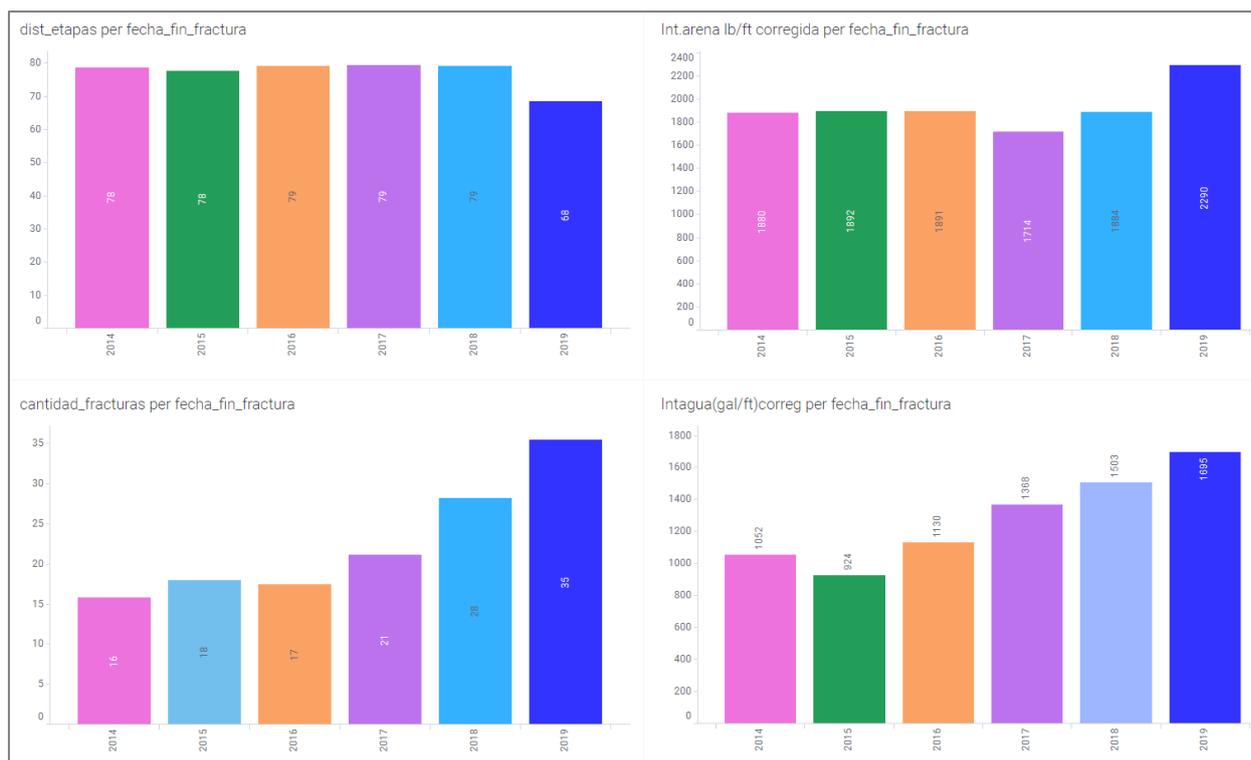


Figura 48. Evolución variables diseño de fracturas STD y HDC en pozos que navegan en el intervalo Medio. (Elaborado con datos de SEE)

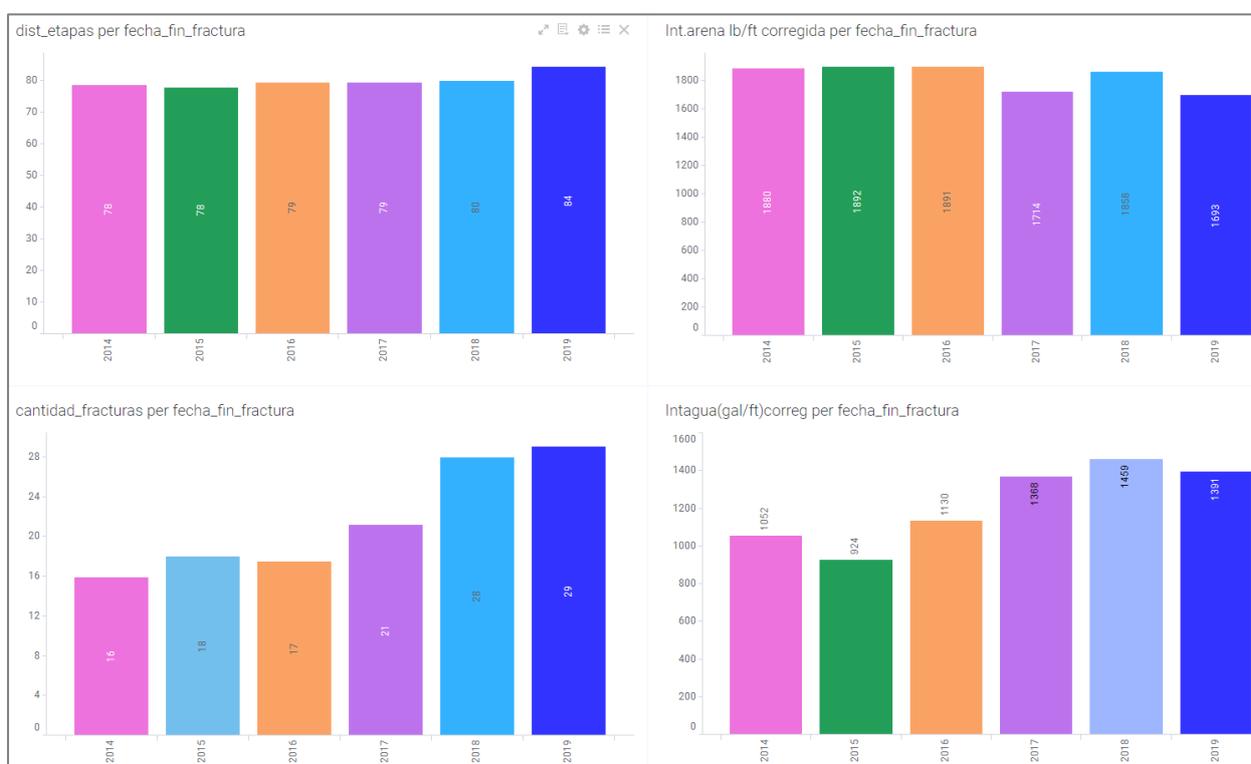


Figura 49. Evolución variables diseño de fracturas STD en pozos que navegan en el intervalo Medio. (Elaborado con datos de SEE)

Se puede identificar un intervalo de intensidad de fluido y arena inyectados un poco más estable desde el 2017.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

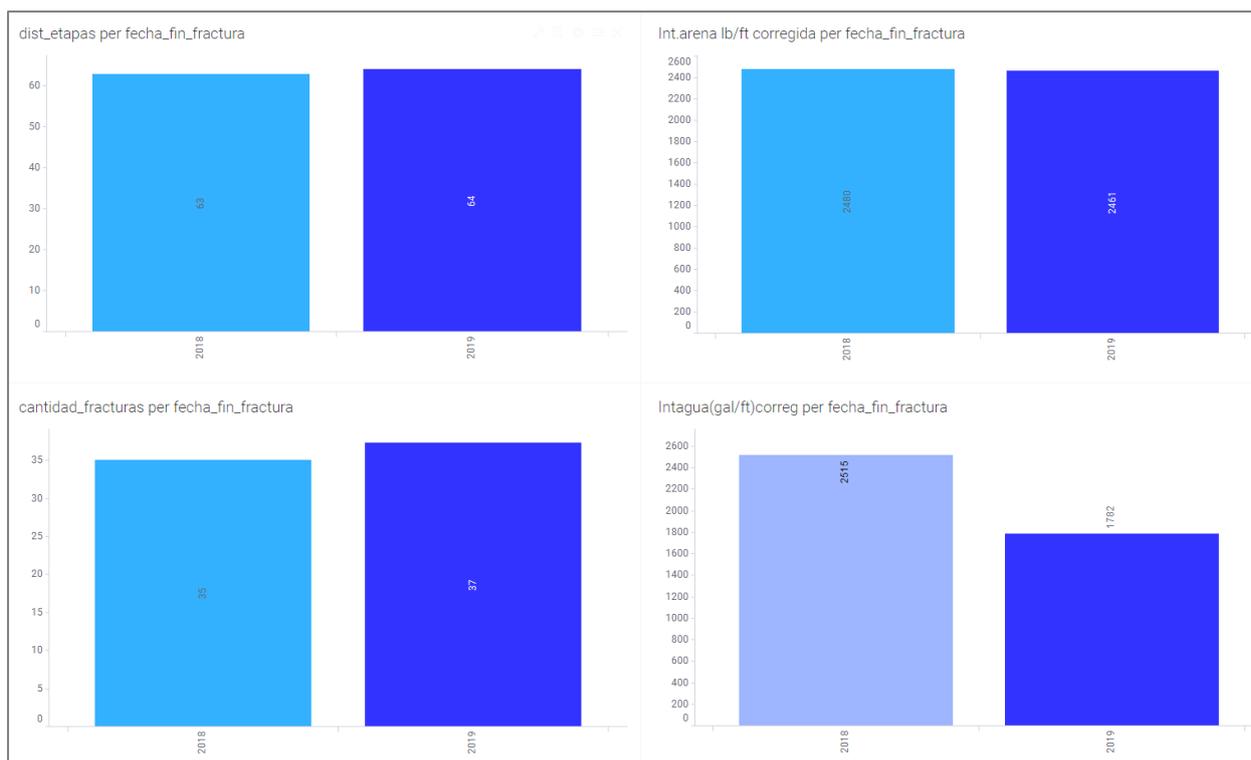


Figura 50. Evolución variables diseño de fracturas HDC en pozos que navegan en el intervalo Medio.  
(Elaborado con datos de SEE)

- **Superior.**

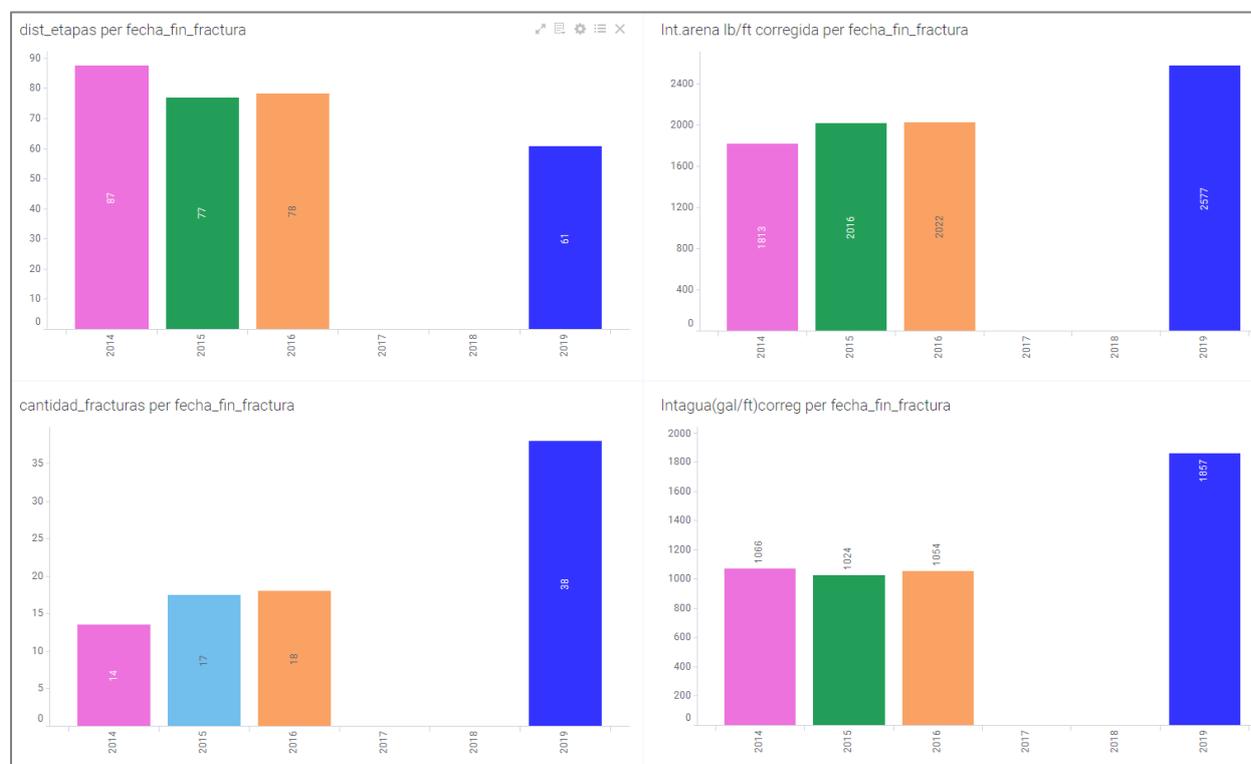


Figura 51. Evolución variables diseño de fracturas STD y HDC en pozos que navegan en el intervalo Superior.  
(Elaborado con datos de SEE)

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

En este caso podemos identificar que hasta el año 2016 solo se realizaron completaciones STD, y en año 2019 se realizó solo un pozo que fue completado según HDC. Según la información que se muestra en la. En este caso se podría utilizar el periodo completo para el análisis o estudio de analogía para evaluar el comportamiento de pozos completados STD.

Concluimos así que para el siguiente estudio de analogía o curva tipo conviene centrarnos en los valores durante los años 2018 a 2019 en los pozos completados a Inferior. Desmenuzando luego también entre tipo de completaciones STD o HDC.

Luego para los pozos completados a los intervalos medios, donde se han completado una mayor cantidad de pozos se podría considerar 2017 a 2019.

Finalmente, para los pozos completados a Superior se sugiere tomar todo el intervalo existente sacrificando un poco homogeneidad y analogía por cantidad, incluso podría ampliarse el área e incluir a las áreas vecinas para lograr una población más representativa a la hora de soportar el estudio probabilístico.

En la siguiente Tabla se resumen la información de terminaciones HDC que son el principal objetivo de este estudio.

Tabla Resumen de las Terminaciones HDC

	Intervalo Inferior		Intervalo Medio	
	2018 (17 p)	2019 (16 p)	2018 (12 p)	2019 (9 p)
Número de etapas por pozo	37	38	35	37
Distancia entre etapas [m]	62	63	63	64
Intensidad de arena normalizada [lb/ft]	2492	2482	2480	2461
Intensidad de fluido normalizada [gal/ft]	2501	1796	2515	1782

Para la definición del pozo tipo, en base al análisis de los datos presentados se puede concluir lo siguiente:

- Objetivo VM Inferior: Se han perforado con este objetivo 43 pozos, el 67% de estos entre 2018 y 2019, cuando los parámetros de diseño de fracturas son comparables. Se usarán en el estudio los datos de los pozos correspondientes a esas campañas.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

Una evaluación adicional se hará discriminando entre completaciones *standard* y HDC.

- Objetivo VM Medio: Se han completado con estos objetivos 120 pozos, distribuidos en todo el intervalo. Para reducir la influencia de los cambios tecnológicos se analizará la población de datos desde 2017, que cubre el 50% del total.
- Objetivo VM Superior: Corresponde al intervalo menos perforado, con 12 pozos entre 2018 y 2019. No hay una población que permita discriminar grupos por lo que se analizará el total de la muestra.

Como ejemplo de aplicación se resolverá el pozo tipo para el objetivo Vaca Muerta Inferior con terminaciones *standard* y HDC, y se considera que los otros casos son análogos y se reservan para problemas concretos.

## 7 Estimación de reservas basado en métodos declinación

Se declinaron cada uno todos los pozos horizontales con más de 6 meses de meses después de alcanzar el pico de producción, aplicando un método de Arp modificada. Como se explicó con anterioridad. Declinación hiperbólica y luego de alcanzar una declinación mensual efectiva menor de 10 % se aplica una declinación exponencial. Para evitar así ser una estimación optimista.

En el caso de pozos con historia inferior a 3 años se limitó el factor de declinación  $b$  a 1.



Figura 52. P10-P50-P90 Pozo correspondiente a un grupo de pozos de similar completacion.

## 8 Estudio probabilístico de las variables de productividad críticas y generación de las Curvas Tipo.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

Se desarrollará a continuación una metodología para generar las curvas tipo en base a un análisis probabilístico de las variables críticas tomando como población el intervalo considerado representativo.

Como se analizó anteriormente las variables críticas de productividad que analizaremos serán: el pico de producción, acumulada a 180 días, estimación de reservas hasta el límite económico utilizando método de declinación.

No se tomará en cuenta la declinación del primer año porque no se cuenta con datos de presión de fondo de los pozos, lo que permitiría calcular el índice de productividad.

Como se demostró anteriormente es necesario para estudios de analogía separar por profundidad u objetivos de reservorio, en este caso solo se ha discriminado por niveles de profundidad ya que se observó una mayor productividad con la profundidad. Lo que parece estar relacionado con el mayor contenido de TOC y propiedades geológicas que escapan al alcance de este estudio. Esta clasificación Inferior, Medio y Superior; podría estar relacionado o coincidir con los objetivos de reservorio que las operadoras identifican o no. Se agrupo también como se explicará por similar periodo de diseño de fracturas.

Se puede observar en el siguiente gráfico, las curvas de distribución probabilísticas de las variables de productividad de todos los pozos horizontales de petróleo a Vaca Muerta en el área de Loma Campana, diferenciando por color los intervalos según profundidad desde el año 2012 hasta la fecha.

Se confirma mayor productividad para los horizontes más profundos. El intervalo Medio se ha dividido en dos regiones, Oeste y Este ya que manifiestan muy diferente comportamiento y es recomendable separarlos para poder crear pozos tipos representativos de cada región.



Figura 53. Curvas probabilísticas de las variables productividad incluyendo información de todos los pozos horizontales perforados en objetivos Vaca Muerta en el área LC entre 2012 -2019. (Elaborado con datos de SEE. EUR estimadas con declinaciones generadas para este estudio)

Las dispersiones medidas por la relación  $P_{90}/P_{10}$  se mantienen en el rango de 2,0 a 3,0, aunque muestran menos dispersión. Se evidencia la mejora del desempeño de los pozos a medida que avanza la actividad, especialmente en el objetivo Inferior con valores de caudal máximo inicial a  $P_{50}$  de 670 bod, mientras que los objetivos Medio Oeste, 540 y Medio Este, 310 bod. No se tienen suficientes datos de pozos al objetivo Superior para sacar conclusiones. La  $P_{50}$  de acumuladas a 180 días mejora en esta población para el objetivo Inferior y se mantiene en los medios, con valores de respectivamente 175, 130, 110 KBO. Como no hay diferencias en el conjunto, la incidencia del año de las campañas de perforación en cada objetivo se investigará en cada caso para definir la muestra.

Sin embargo, será más representativo según lo analizado focalizarnos en los últimos años, reteniendo solo la información de los años 2017 2018 y 2019, periodo en el que se demostró que los diseños de fractura fueron más estables observamos como los valores de  $P_{10}$   $P_{50}$   $P_{90}$  de cada variable, cambian considerablemente.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

También debido a que el desarrollo por intervalo se ha dado cronológicamente diferente se considera necesario abrir el análisis por zona para realizar el análisis probabilístico en el intervalo de tiempo que refleje el mayor desarrollo y en una forma representativa.

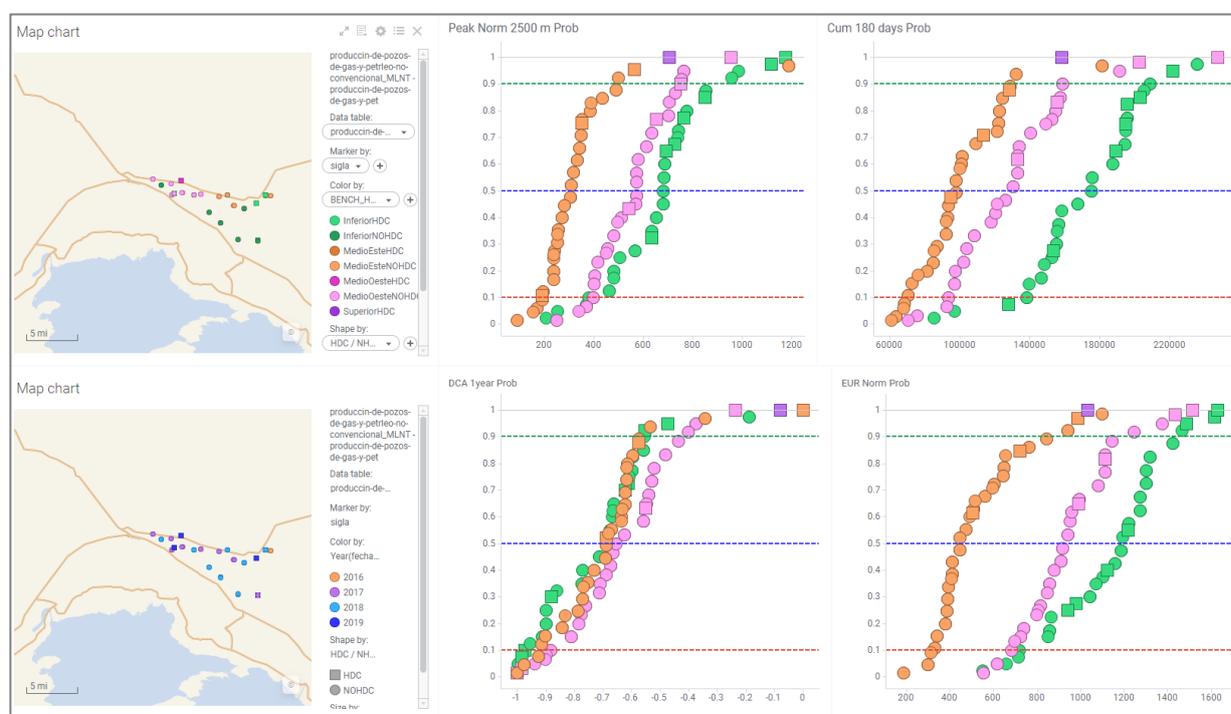


Figura 54. Curvas probabilísticas de variables productividad solo de los años 2017 2018 2019. (Elaborado con datos de SEE. EUR estimadas con declinaciones generadas para este estudio)

Para poder ver la diferencia entre terminaciones STD y HDC vamos a distinguirlas con simbología diferentes. STD representados con círculos y HDC con cuadrados.

Debido al diferente comportamiento será necesario un análisis por intervalo de profundidad o reservorio, generando así un pozo tipo para cada zona con diferentes propiedades y características de diseño de terminación agrupando por STD o HDC.

### 8.1 Estudio probabilístico de la productividad de las terminaciones en Inferior.

Se comparará en los siguientes gráficos las variables críticas de diseño para identificar los pozos similares.

En el caso de la formación Vaca Muerta como se ha detallado, los diseños fueron cambiando casi cronológicamente en todas las formaciones año en año por lo que podríamos seleccionar un periodo en el cual los diseños fueron similares.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

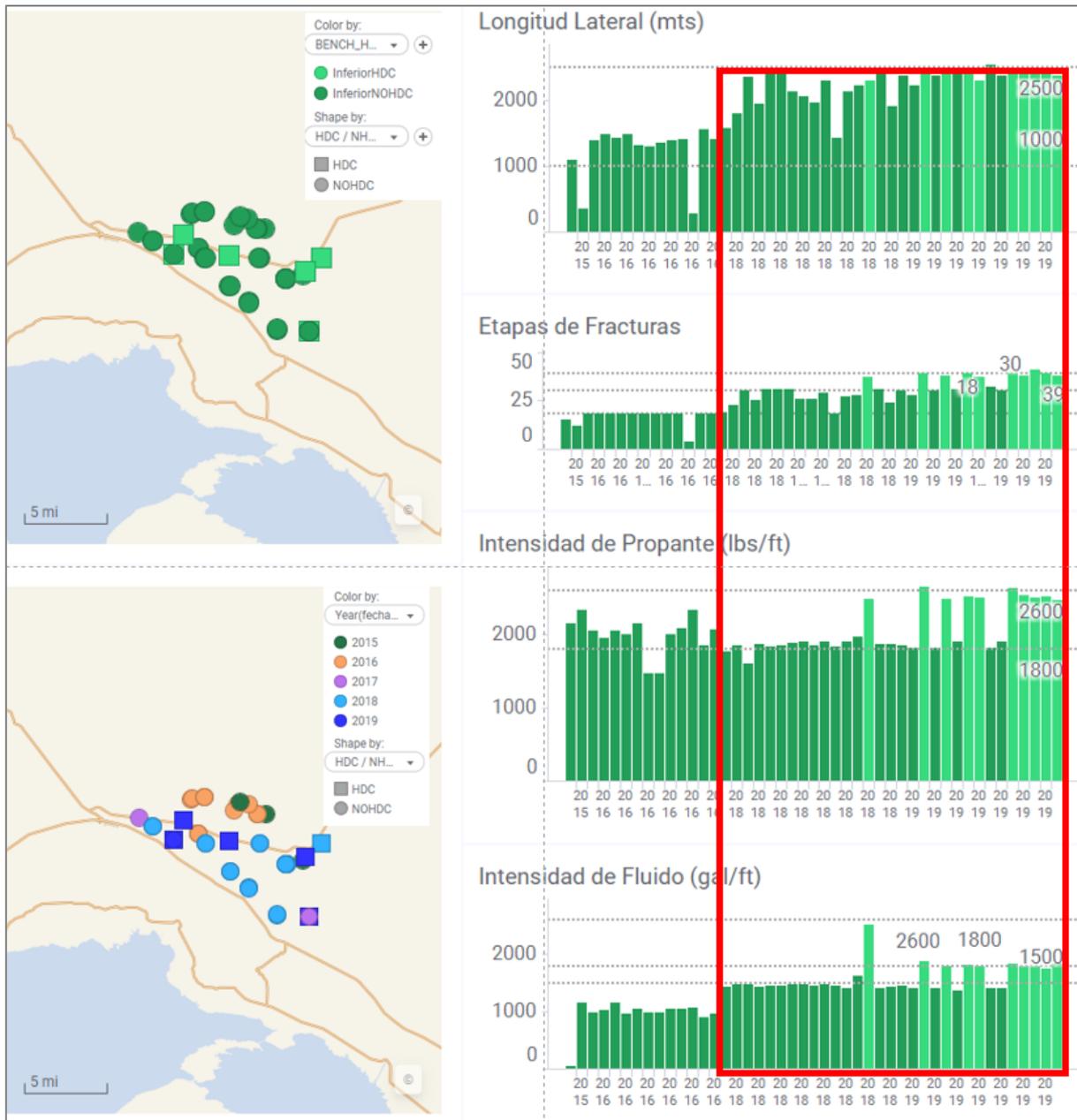


Figura 55. Selección de los pozos con objetivo VM Inferior para el presente estudio. Mapa identificando los pozos a Inferior HDC y STD. (arriba izq.) Mapa identificando los pozos a Inferior por año de completación (abajo izq.). Graficas de barras de los parámetros de completación por pozo ordenados cronológicamente. (Cada barra es un pozo). (Elaborado con datos de SEE)

Si bien la longitud es una variable de la cual podemos independizarnos al normalizar, no queremos tomar pozos demasiados cortos porque la relación no es absolutamente lineal, y se estaría siendo un poco optimista con los pozos de muy baja longitud.

Se tomará como periodo de similar Intensidad de arena y fluidos inyectados el periodo 2018 y 2019.

También podemos identificar los diseños estándar de los de alta densidad, por mayor intensidad de arena y fluidos inyectados, y por la menor distancia entre etapas.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

Como los futuros planes de diseño estarán planificándose estos últimos diseños buscaremos poder identificarlos y pronosticarlos.

Graficaremos primero las curvas de probabilidad de las variables críticas de ambas terminaciones, standard y de alta densidad superpuestas para observar como las terminaciones HDC (cuadrados) tienen una performance superior a las STD (círculos).

Se declinaron todos los pozos de acuerdo con lo descrito con anterioridad, declinaciones hiperbólicas. Método Arp. modificada, es decir se aplica la ecuación de declinación hiperbólica hasta que la declinación se hace menor al 10 % a partir de lo cual se aplica la ecuación de declinación exponencial.

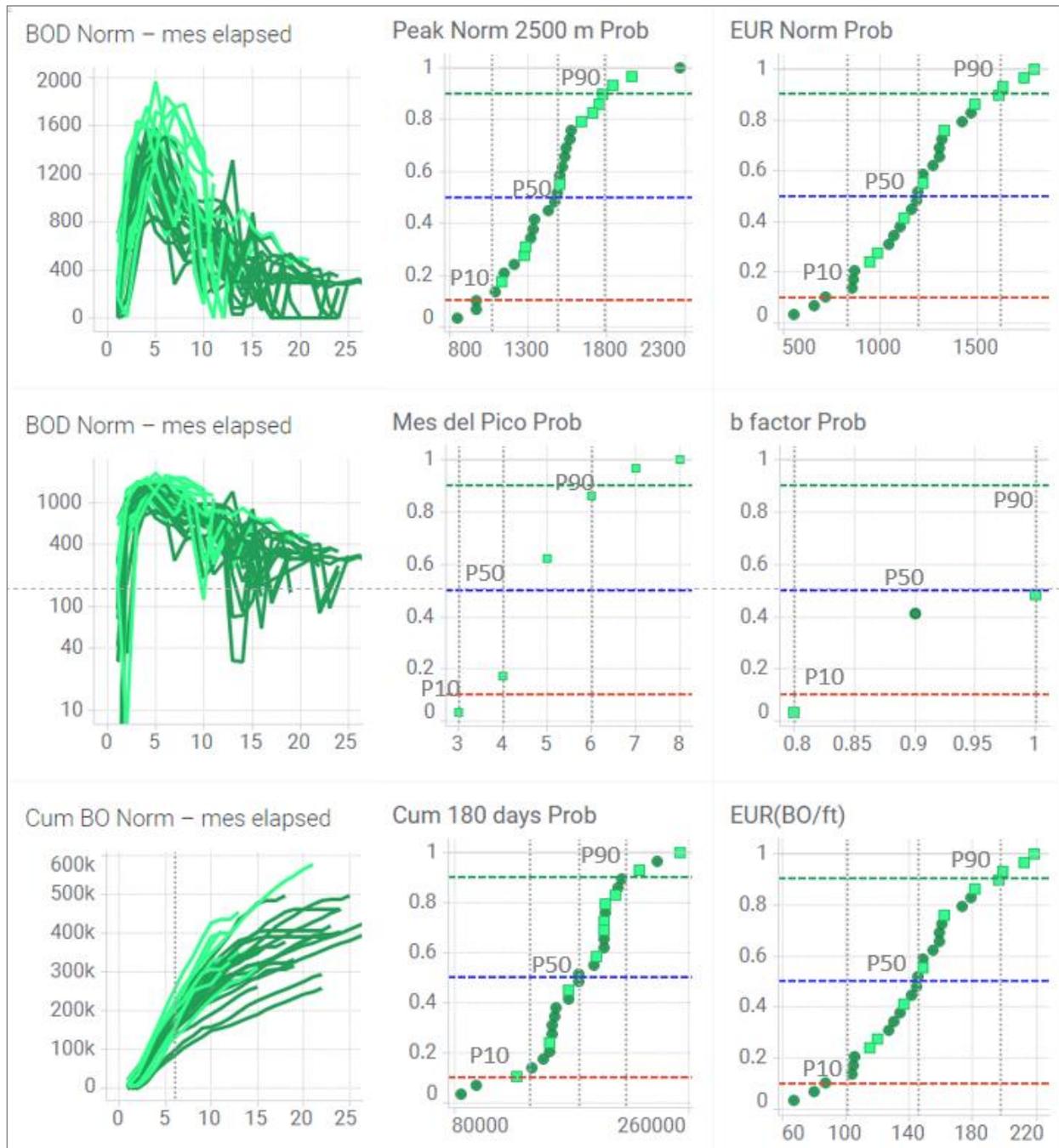


Figura 56. Distribución probabilística de las variables críticas de pozos a Inferior con terminaciones STD o HDC. (Elaborado con datos de SEE. EUR estimadas con declinaciones hiperbólicas método Arp. Modificado)

Columna izquierda: Perfiles de producción por pozo BOD y Acumuladas Normalizadas por Longitud Lateral (2500 m).  
 Columna central: distribución de los parámetros de producción Pico de producción, Mes en el que ocurre el pico, Acumulado a 180 días. Todos normalizados por Longitud lateral (2500 m)

Columna derecha: Distribución de las EUR Normalizadas por Longitud Lateral (2500 m), distribución del factor b de declinación, EUR (BO/ft): EUR / Longitud de cada pozo.

Se observa que las terminaciones de alta densidad preformaron en su gran mayoría por encima del P50 de la distribución conjunta.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

Por lo tanto, un análisis probabilístico por separado será necesario para poder distinguirlos, pero solo del periodo seleccionado apropiado para el estudio de analogía, en este caso año 2018 y 2019.

### 8.1.1 Estudio probabilístico productividad terminaciones STD en Inferior.

Se removieron pozos que fueron extraídos con régimen de extracción agresivo, según puedo deducirse de sus sobresalientes valores de caudal inicial y fuerte declinación que no son representativos de la mayoría.

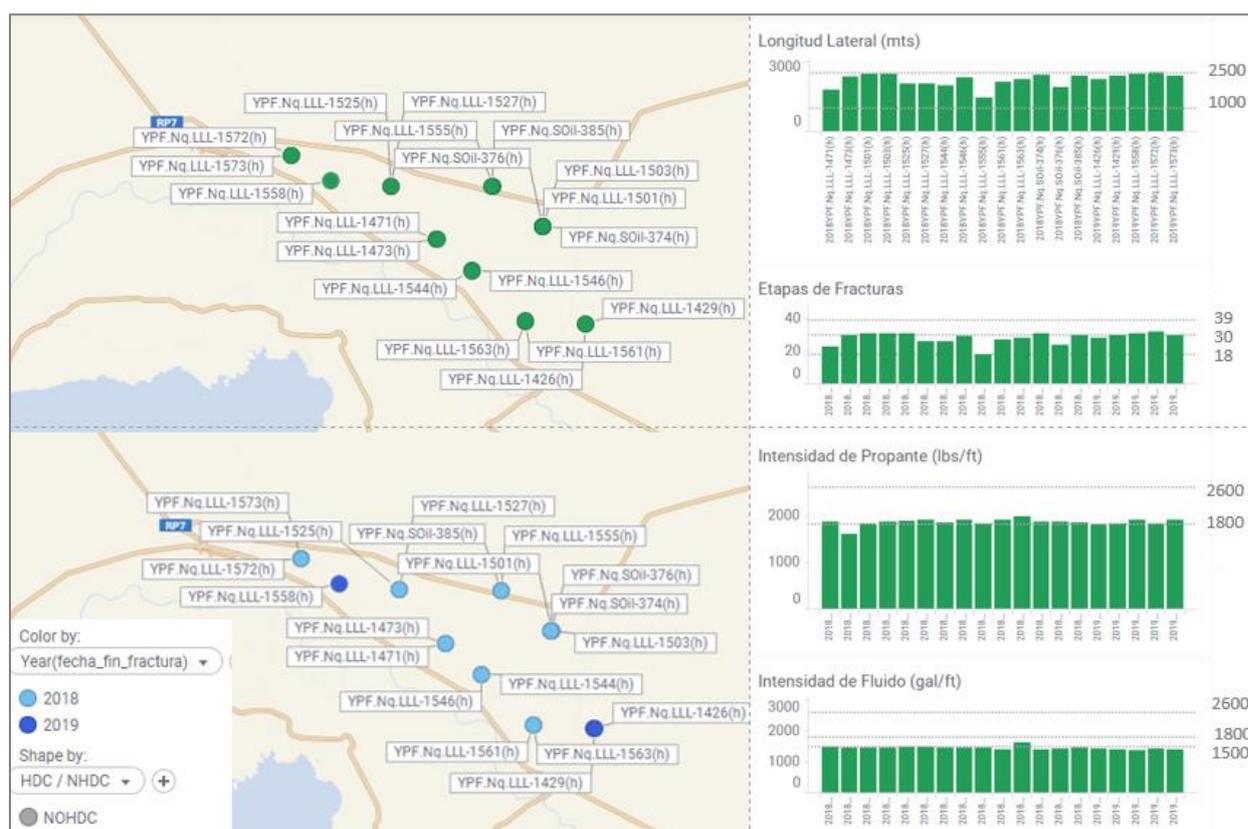


Figura 57. Ubicación (izq.) y parámetros de diseño (der.) de 19 pozos con terminaciones STD a Inferior (2018 – 2019) representativos de este periodo y tipo de completación. (Elaborado con datos de SEE).

Aislando solo la producción de estos 19 pozos, se procede al análisis probabilístico de los datos de producción y EUR estimados con las declinaciones pozo a pozo según las limitaciones descriptas.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

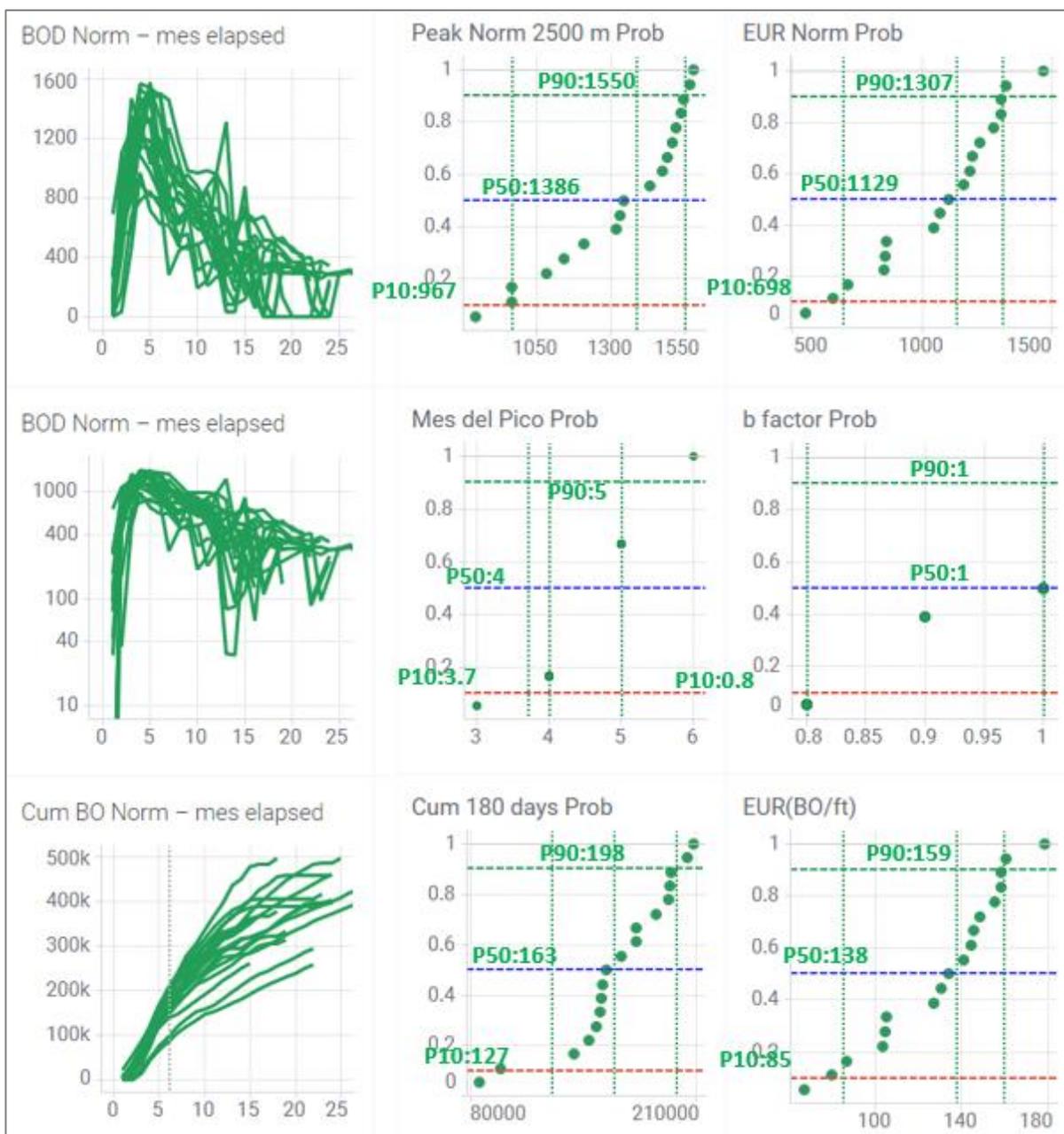


Figura 58. Distribución probabilística de las variables de productividad de las terminaciones STD a Inferior (2018-2019). (Elaborado con datos de SEE. EUR estimadas con declinaciones hiperbólicas método Arp. Modificado)

### 8.1.2 Estudio probabilístico productividad terminaciones HDC en Inferior.

Luego replicando la metodología aplicada a los pozos completados recientemente con fracturas de alta densidad podemos encontrar las distribuciones probabilísticas que representan su performance.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

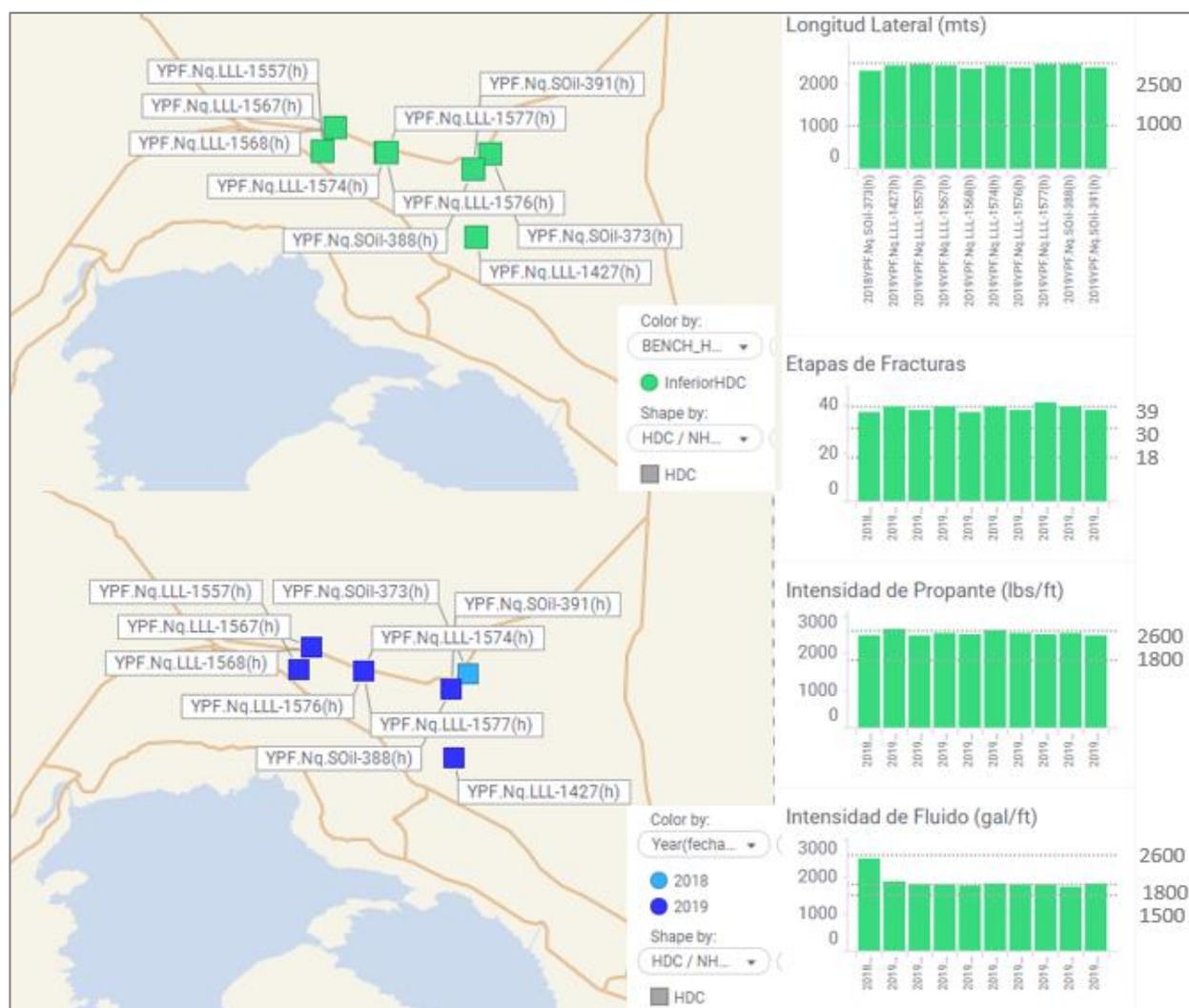


Figura 59. Ubicación de pozos a Inferior completados con fracturas de HDC. (der.)  
 Parámetros de completación por pozo HDC a Inferior, durante 2018 y 2019. (der.)  
 (Elaborado con datos de SEE)

Un solo pozo se realizó durante el 2018, y su diseño de completación que se realizó a modo piloto indicaba una relación fluido / propante igual a 1, al que se le inyectó una intensidad de fluido de 2500 gal/ft. Esta relación fue optimizada en términos económicos para el siguiente año. Por lo que en el resto de las completaciones se inyectó un promedio de 1800 gal/ft.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

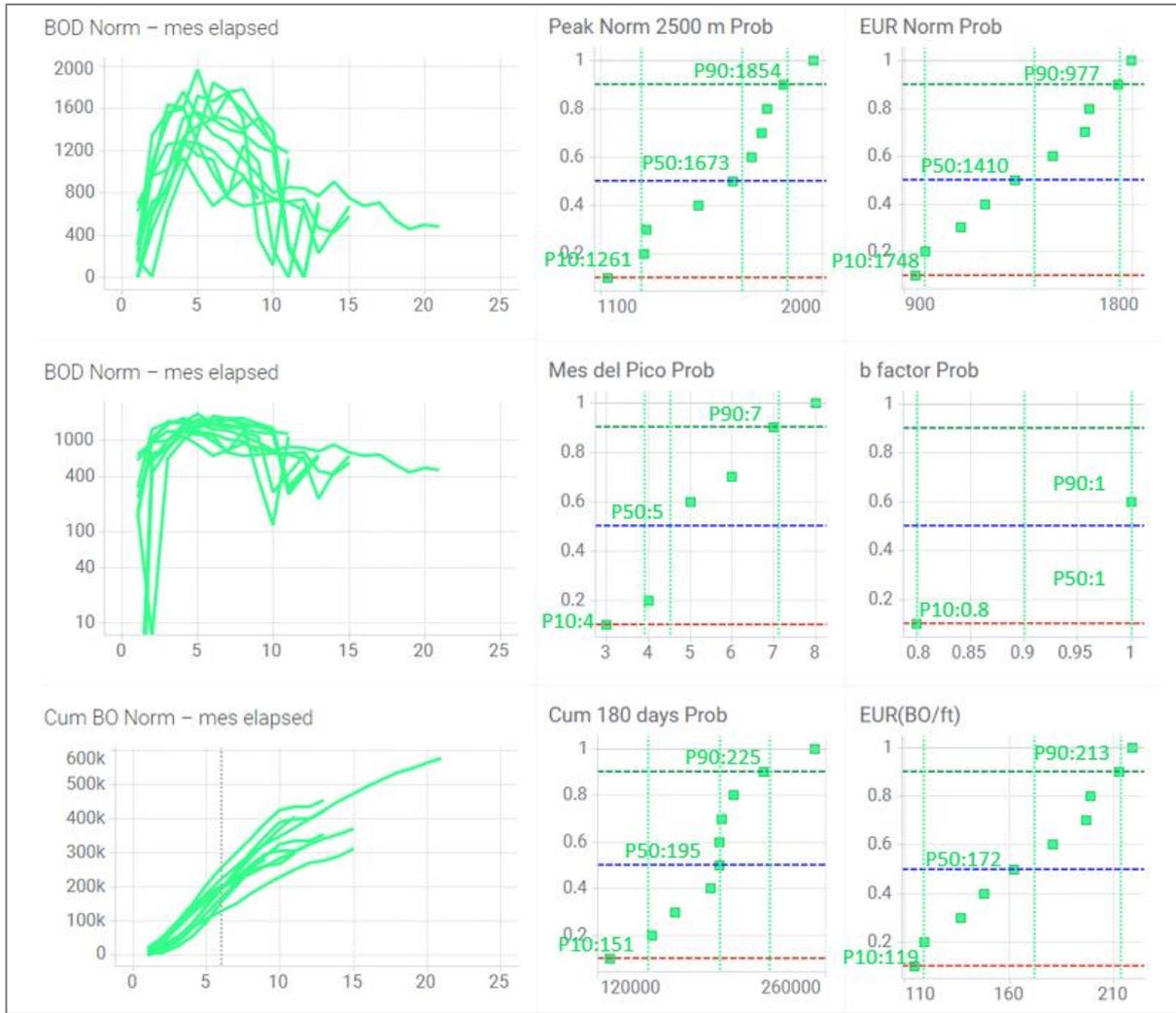


Figura 60. Análisis probabilístico de las variables de productividad de los pozos a Inferior HDC. (2018/2019). EUR estimadas con declinaciones hiperbólicas método Arp. modificado. (Elaborado con datos de SEE)

### 8.1.3 Generación de Curvas Tipo para terminaciones STD y HDC en Inferior.

En la siguiente tabla se resumen los resultados de los valores de las variables críticas obtenidas en los estudios probabilísticos presentados, que las curvas de pozos tipos P10 P50 P90 deben honrar para ser capaz de representar el comportamiento de un pozo completado STD o HDC en el nivel Inferior.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

VARIABLE	Pico			EUR		
P / STD /HDC	P10	P50	P90	P10	P50	P90
STD	967	1386	1550	698	1129	1307
HDC	1261	1673	1854	977	1410	1748
VARIABLE	Mes Pico			b		
P / STD /HDC	P10	P50	P90	P10	P50	P90
STD	3.7	4	5	0.8	1	1
HDC	4	4.5	7	0.8	1	1
VARIABLE	Acumulada 180 días			EUR (BO/ft)		
P / STD /HDC	P10	P50	P90	P10	P50	P90
STD	127	163	198	85	138	159
HDC	151	195	225	119	172	213

Figura 61. Tabla Resumen resultados del análisis probabilístico de las variables de productividad para terminaciones a Inferior STD y HDC.

En la siguiente figura se observa la construcción de las curvas tipo para los casos P10 P50 y P90 para completaciones STD honrando el resultado probabilístico antes presentado, aplicando declinaciones hiperbólicas honrando los parámetros identificados como representativos.

Las curvas tipos representadas en naranja se superponen a los valores históricos para mostrar su correlación, en la siguiente figura.

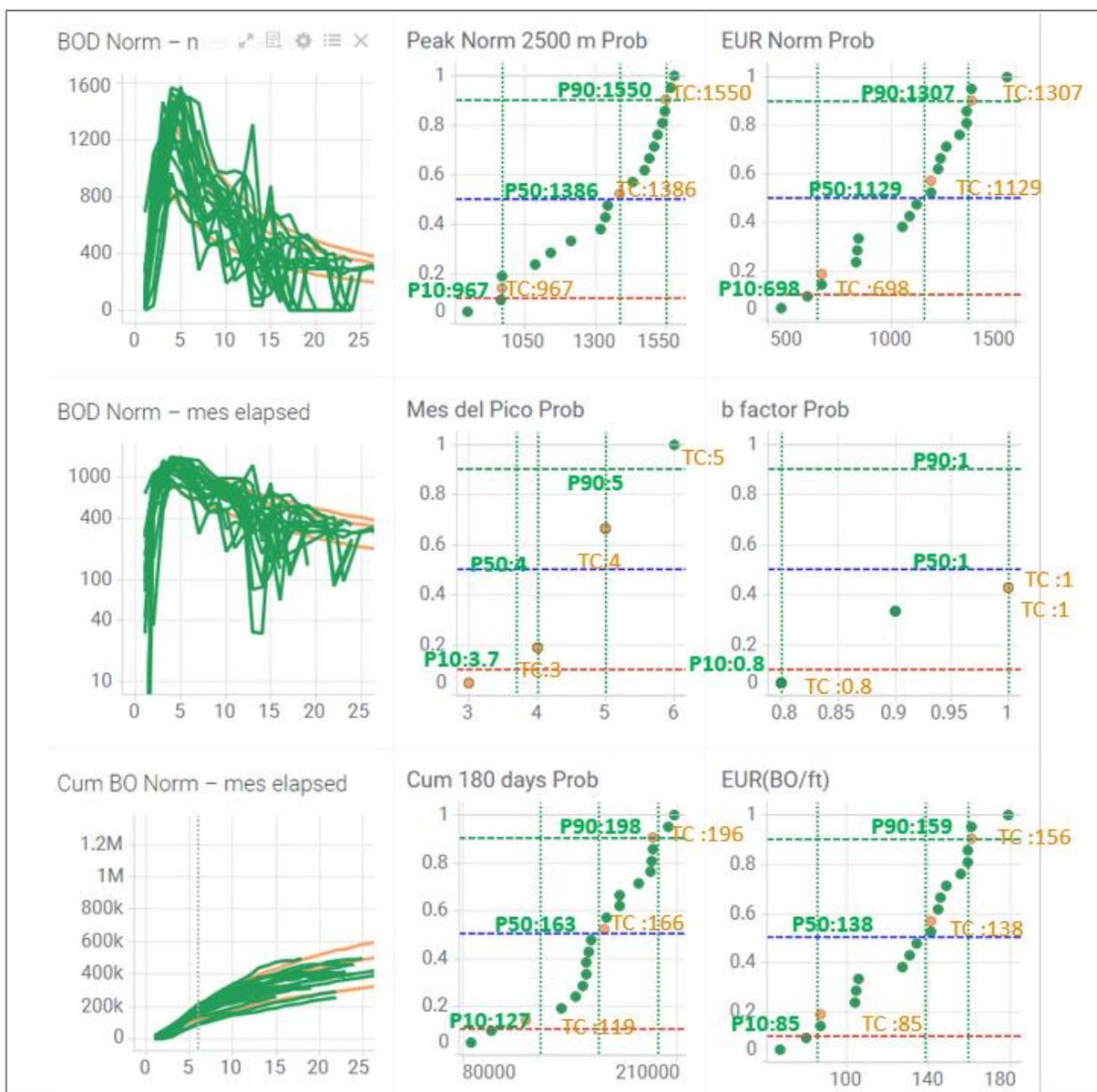


Figura 62. Curvas tipo P10, P50 y P90 para terminaciones STD a Inferior.  
(Elaborado con datos de SEE, declinaciones y pozos tipos generados para este estudio)

Se procede luego a la construcción de las curvas tipo para las completaciones HDC, aplicando la misma metodología, honrando los parámetros obtenidos en el estudio probabilístico.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

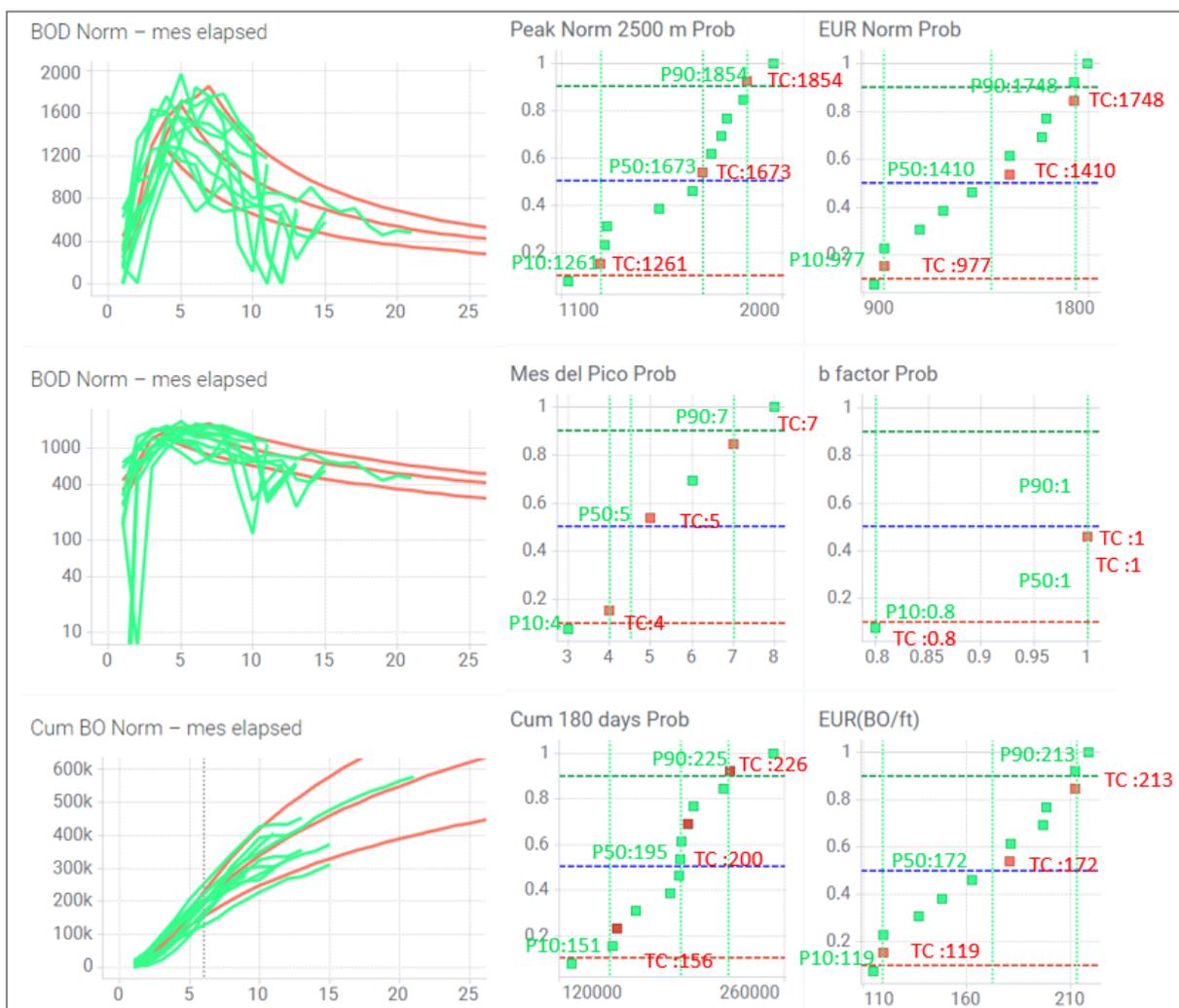


Figura 63. Curvas Tipo P10, P50 y P90 para las completaciones HDC a Inferior.  
(Elaborado con datos de SEE, declinaciones y pozos tipos generados para este estudio)

Debido a la corta historia se limitaron los factores b de declinación a 1.

Finalmente se muestran todas las curvas juntas a modo de comparación para observar que existe consistencia.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

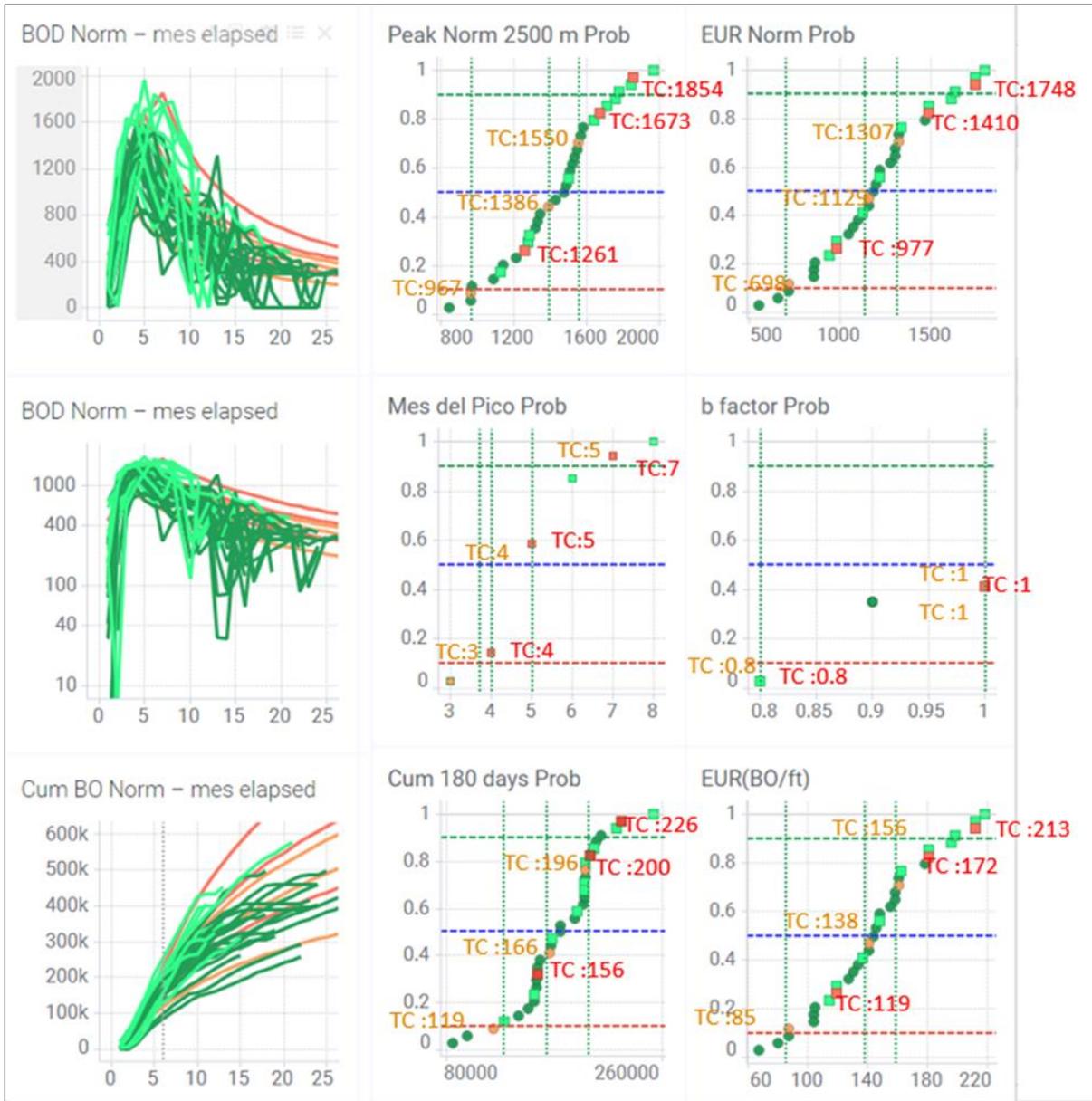


Figura 64. Curvas Tipo P10, P50 y P90 Inferior para terminaciones STD /HDC y datos históricos. (Elaborado con datos de SEE, declinaciones y pozos tipos generados para este estudio)

Se observa que los diseños de completación HDC tuvieron una mejor performance y consecuentemente las curvas tipo que los representan se ubican por encima de las correspondientes a diseños STD.

## 8.2 Estudio probabilístico de la productividad de las terminaciones en Medio Oeste

Se observo notables diferencias de productividad para las completaciones en el intervalo medio hacia el Oeste con el comportamiento observado en la zona Este. Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

Siendo los diseños similares, se adjudica esta diferencia a condiciones de reservorio, o de la roca. Sin embargo, no existen hasta el momento estudios o publicaciones oficiales que permitan un claro entendimiento de las razones. En estudio las condiciones de reservorio o geomecánicas quedan fuera del alcance del mismo. Pero si decidió separar los pozos en este intervalo por ubicación oeste y este a los fines de reducir la dispersión y generar pozos tipos más representativos.



Figura 65. Ubicación de los pozos completados en el intervalo Medio. Variables de diseño. (Elaborado con datos de SEE)

Se podría considerar que los diseños de fractura fueron más homogéneos a partir del año 2017, especialmente en intensidad de fluido y arena inyectados. Por lo que se considera recomendable seleccionar este periodo para el estudio probabilístico y la generación de pozo tipo.

Haciendo foco en este periodo de tiempo se obtienen las curvas de distribución conjuntas de terminaciones STD y HDC.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

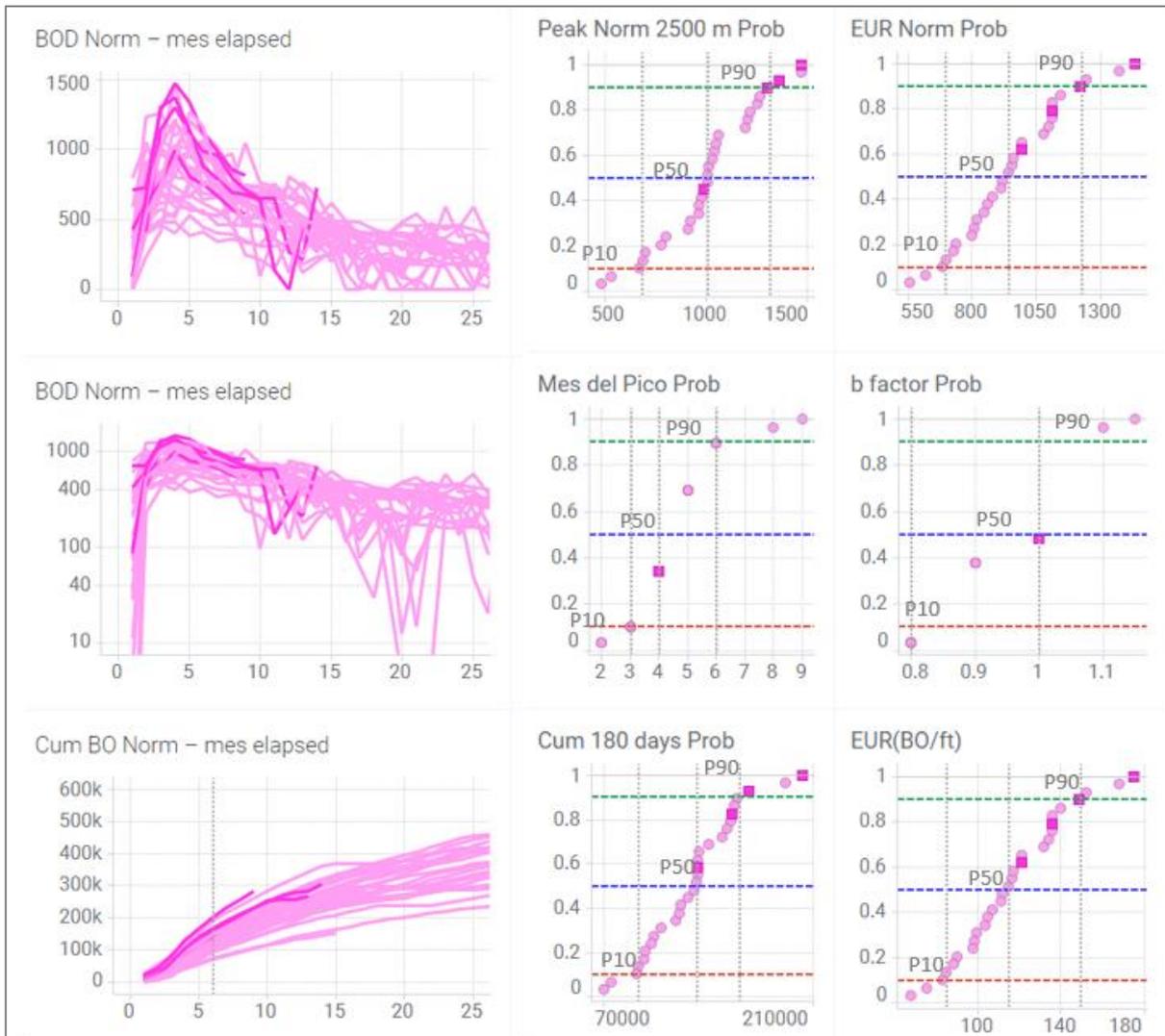


Figura 66. Distribuciones probabilísticas variables de productividad para terminaciones HDC y STD a Orgánico Medio Oeste. (Elaborado con datos de SEE, declinaciones y pozos tipos generados para este estudio)

Las terminaciones HDC tuvieron una performance por encima del P50. Por lo que nuevamente es recomendable abrir el análisis en HDC y STD para poder crear curvas tipos representativas de ambas y que permitan captar la diferencias y poder realizar evaluaciones económicas que incorporen estas diferencias.

Puede observarse que, si bien es escasa la población disponible de terminaciones HDC, estos pozos han demostrado un performance por encima del P50 en las curvas de distribución conjunta.

Teniendo en cuenta que las futuras terminaciones a esta formación debido al buen resultado de estos diseños son de esperar que sean en su gran mayoría HDC, se recomienda generar un pozo tipo o curva que represente el HDC y para ello un análisis por separado para poder cuantificar la ganancia en productividad entre STD y HDC.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

## 8.2.1 Estudio Probabilístico de las terminaciones STD en Medio Oeste.

Se analizará la historia y proyección de 18 pozos terminados con diseño estándar, solo dos pozos fueron removidos por presentar caudales iniciales muy por encima del resto de los pozos, por lo que se asume fueron sometidos a un régimen de extracción diferente al resto y no se consideraron representativos para el siguiente estudio de analogía (LLL-1281 y 1353. No se dispone de las presiones dinámicas para poder completar el análisis.)

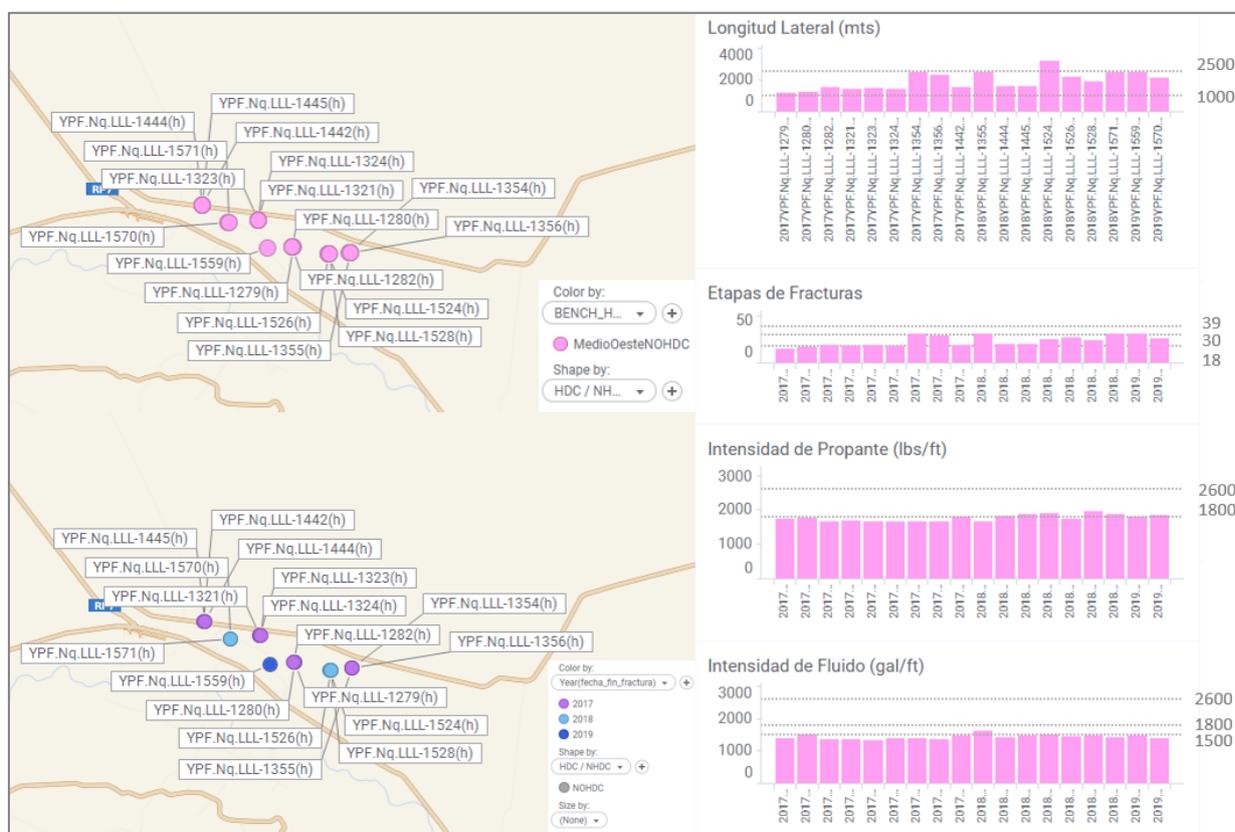


Figura 67. Ubicación (izq.) y parámetros de diseño de las terminaciones STD a Medio Oeste 2017-2019 (der.) (Elaborado con datos de SEE, declinaciones y pozos tipos generados para este estudio)

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

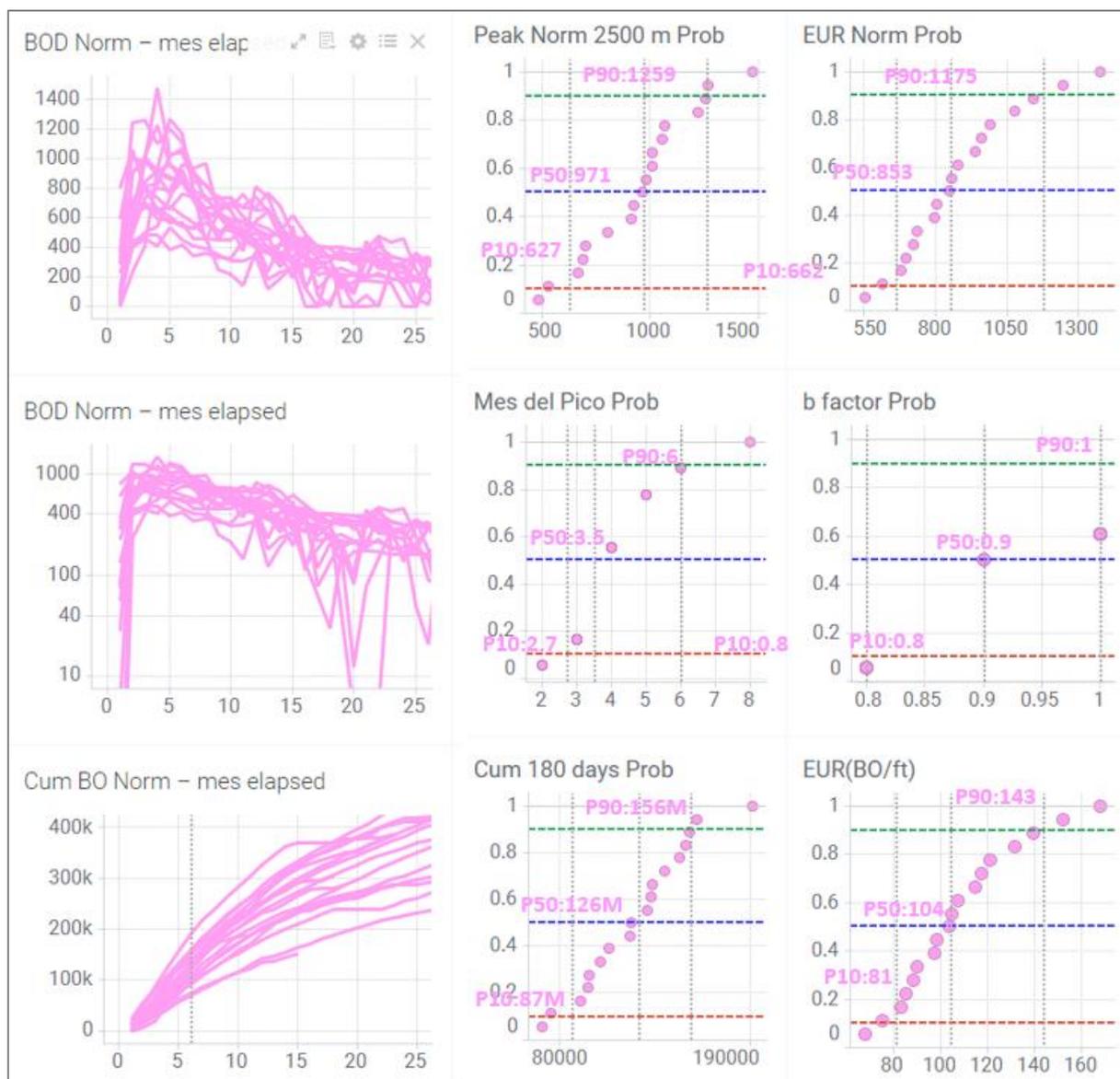


Figura 68. Distribuciones probabilísticas de las variables de productividad de las terminaciones HDC a Medio Oeste, 2017- 2019. (Elaborado con datos de SEE, declinaciones y pozos tipos generados para este estudio)

## 8.2.2 Estudio Probabilístico de las terminaciones HDC en Medio Oeste.

A pesar de disponer de pocas completaciones en Medio Oeste HDC, debido a su mayor productividad se decidió que era importante generar una curva tipo diferente que los distinga.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

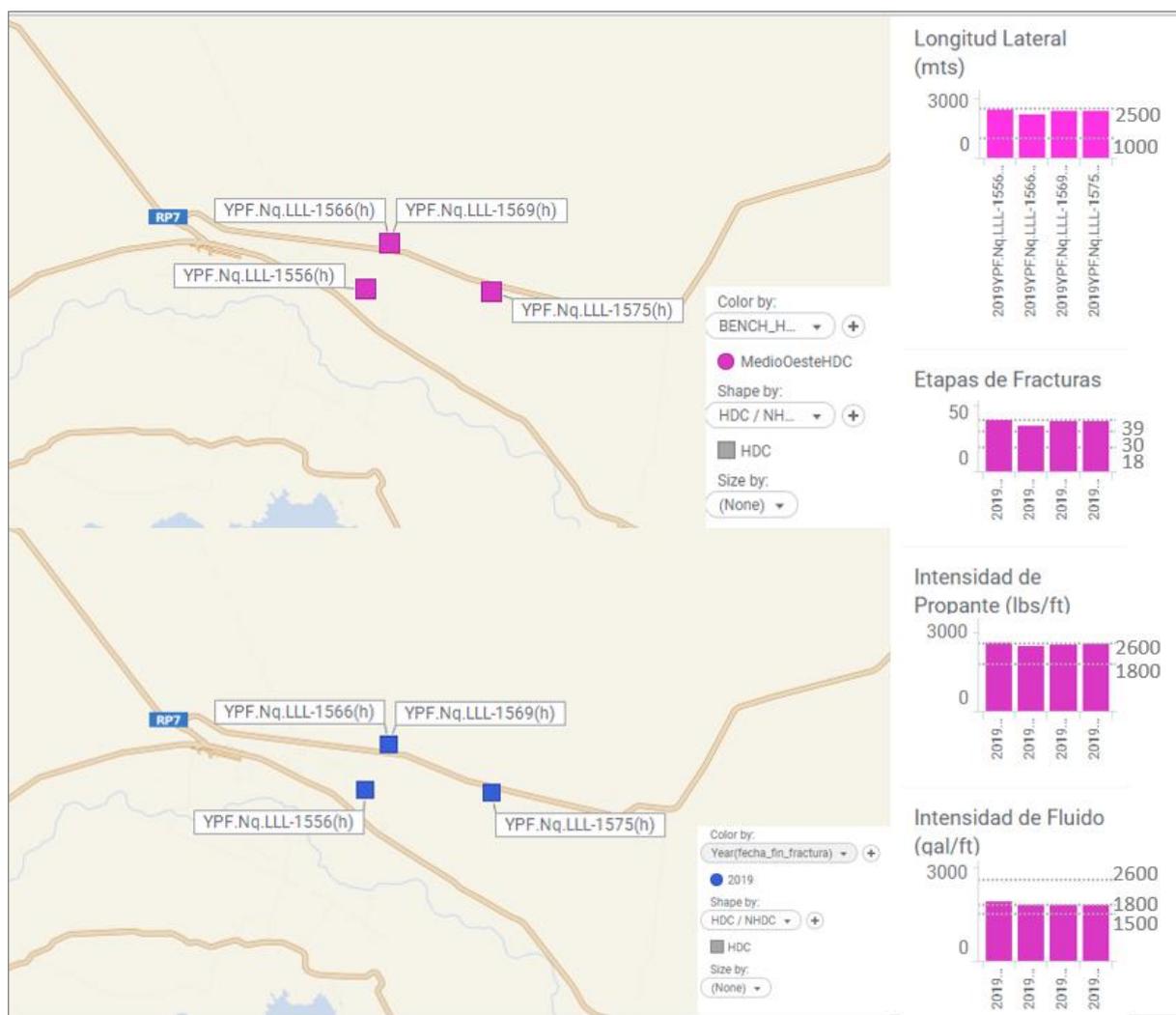


Figura 69. Ubicación y parámetros de diseño de terminaciones HDC en Medio Oeste (2019).  
(Elaborado con datos de SEE, declinaciones y pozos tipos generados para este estudio)

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

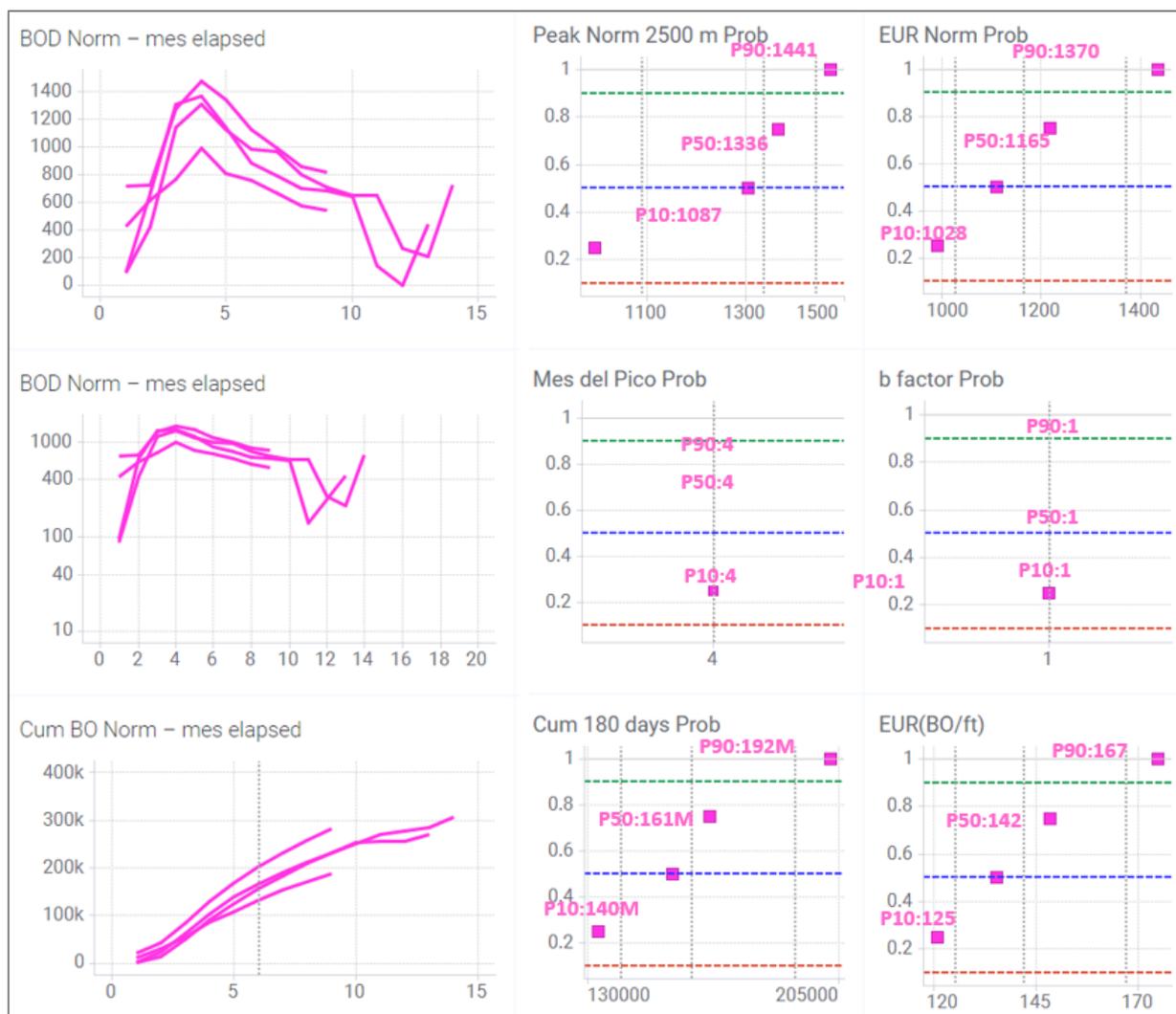


Figura 70. Curvas probabilísticas productividad terminaciones HDC en Medio Oeste.  
(Elaborado con datos de SEE, declinaciones y pozos tipos generados para este estudio)

### 8.2.3 Generación de Curvas Tipo para terminaciones STD y HDC en Medio Oeste.

En la siguiente tabla se resumen los valores de las variables críticas obtenidas en estudio probabilístico presentado, que las curvas de pozos tipos P10 P50 P90 deben honrar para ser capaz de representar el comportamiento de un pozo completado STD o HDC en el nivel Medio Oeste.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

MEDIO OESTE						
VARIABLE	Pico			EUR		
P / STD /HDC	P10	P50	P90	P10	P50	P90
STD	627	971	1259	662	853	1175
HDC	1087	1336	1441	1028	1165	1370
VARIABLE	Mes Pico			b		
P / STD /HDC	P10	P50	P90	P10	P50	P90
STD	2.7	3.5	6	0.8	1	1.15
HDC	4	4	4	1	1	1
VARIABLE	Acumulada 180 días			EUR (BO/ft)		
P / STD /HDC	P10	P50	P90	P10	P50	P90
STD	87	126	156	81	104	143
HDC	140	161	192	125	142	167

Figura 71. Tabla Resumen de los resultados del análisis probabilístico para terminaciones a Medio Oeste.

En las siguientes figuras se observa la construcción de las curvas tipo para terminaciones STD y HDC honrando los resultados del estudio probabilístico antes presentado.

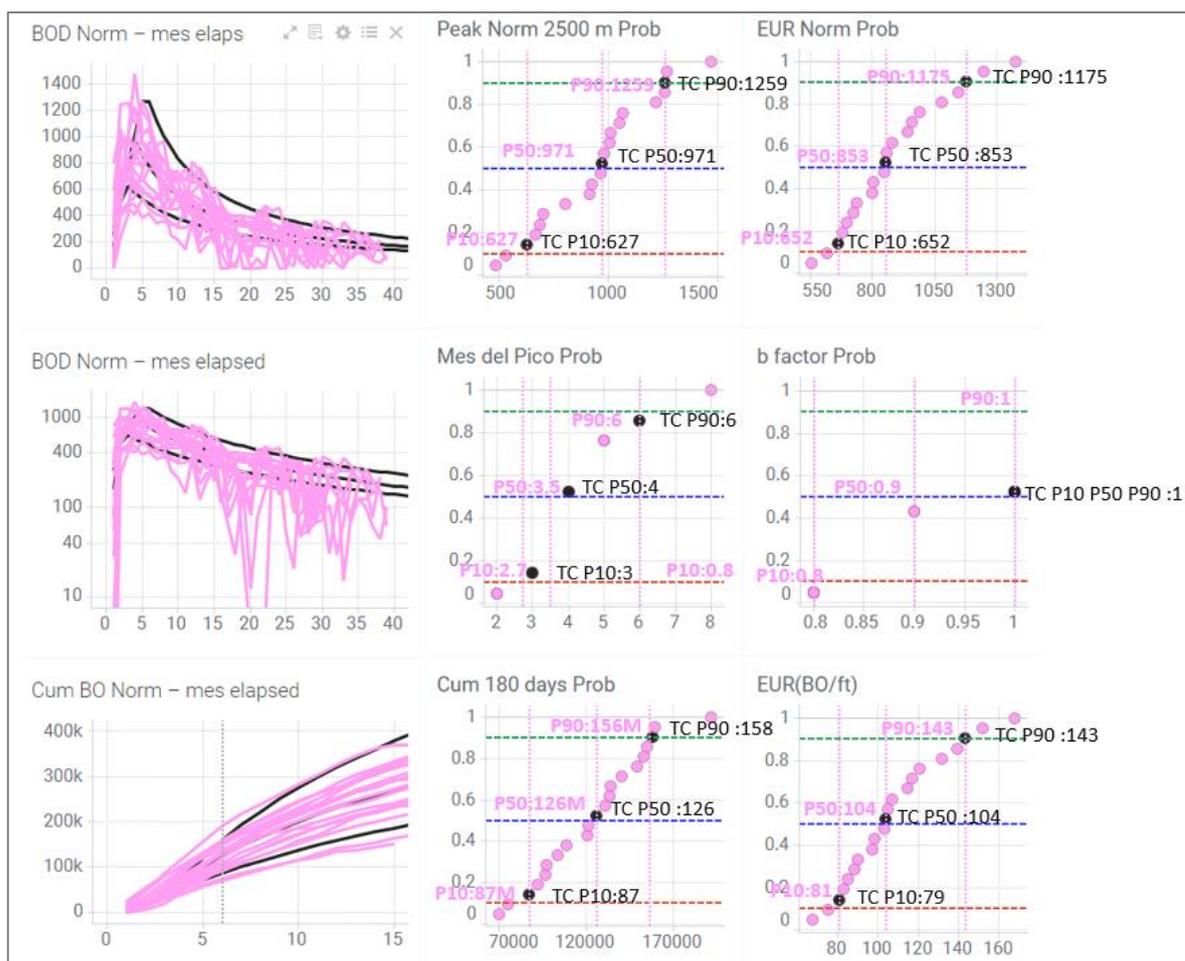


Figura 72. Curva tipo terminaciones STD a Medio Oeste. (Elaborado con datos de SEE, declinaciones y pozos tipos generados para este estudio)

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

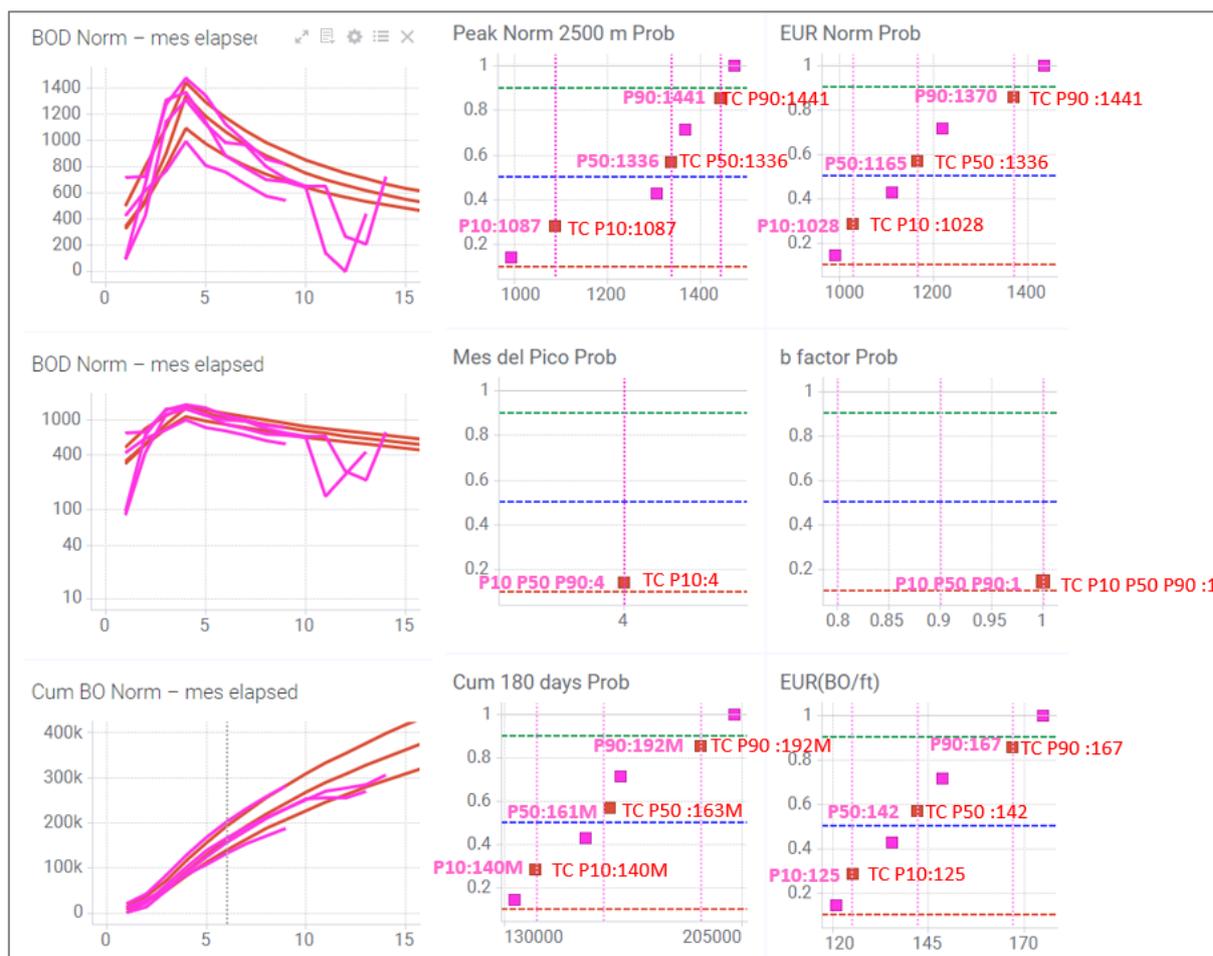


Figura 73. Curvas tipo terminaciones HDC Medio Oeste. (Elaborado con datos de SEE, declinaciones y pozos tipos generados para este estudio)

A pesar de la corta historia de las terminaciones HDC en Medio, si tomamos los picos de producción y las acumuladas de los primeros 6 meses que son ya datos duros, y utilizando un factor b de declinación igual a 1 podríamos considerar que las EUR estimadas no serían optimistas.

La producción sufrió un cierre de varios meses debido a razones operativas y a las emergencias de pandemia mundial. Sin embargo, la misma se fue recuperando a los valores esperados.

Se muestra a continuación todas las curvas superpuestas, remarcando con líneas negras los P10 P50 P90 STD, para observar que tanto los datos históricos como las curvas tipo de HDC marcadas en rojo, se ubican en su gran mayoría por encima del P50.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

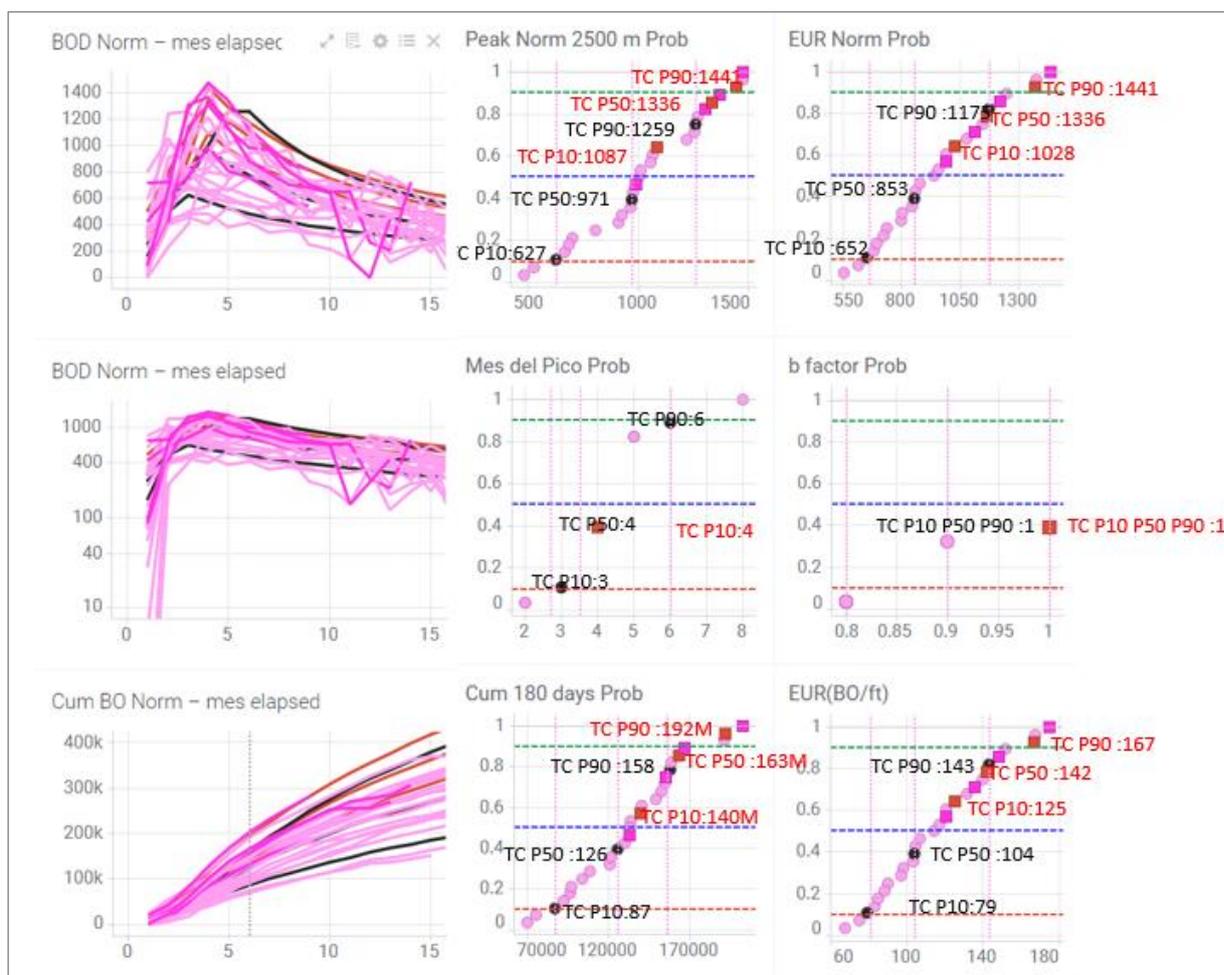


Figura 74. Curvas tipo terminaciones STD y HDC para Medio Oeste.  
(Elaborado con datos de SEE, declinaciones y pozos tipos generados para este estudio)

### 8.3 Estudio probabilístico de la productividad de las terminaciones a Medio Este

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

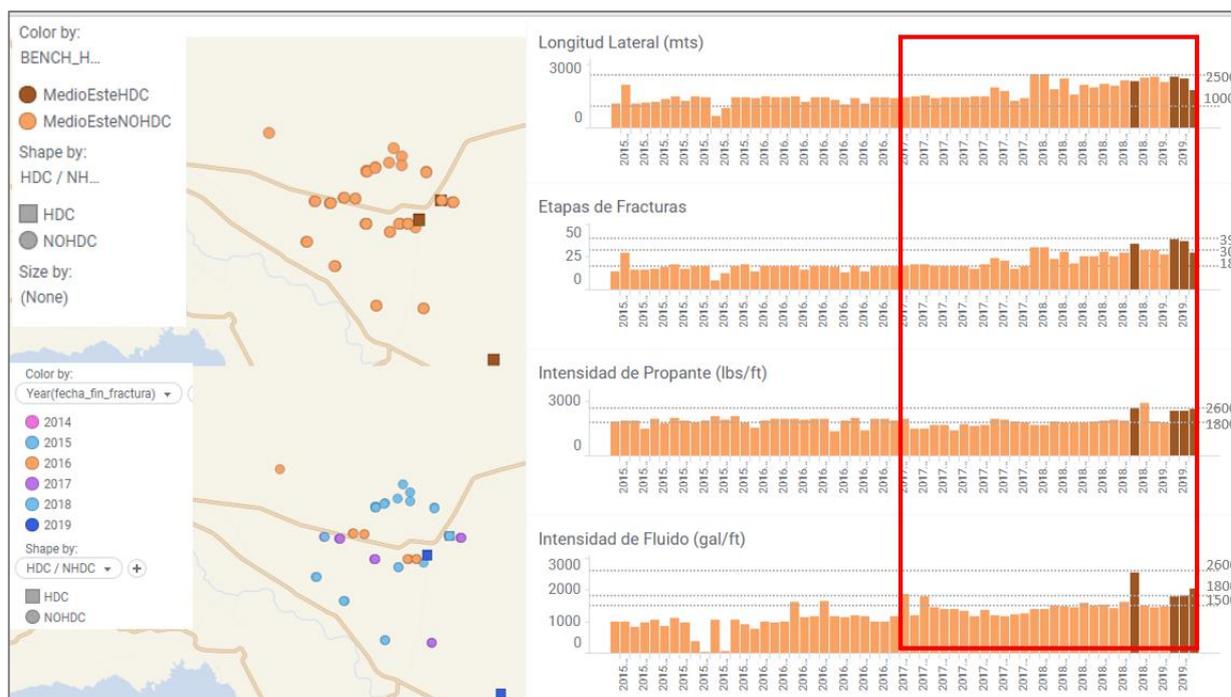


Figura 75. identificación del periodo de estudio de analogía para los pozos a Medio Este.  
(Elaborado con datos de SEE, declinaciones y pozos tipos generados para este estudio)

Similar al periodo selección en las terminaciones a Medio Oeste, en las terminaciones a Medio Este, se identifica como periodo homogéneo, para estudiar el comportamiento de terminaciones análogas a partir del 2017 a la fecha, separando entre STD y HDC.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

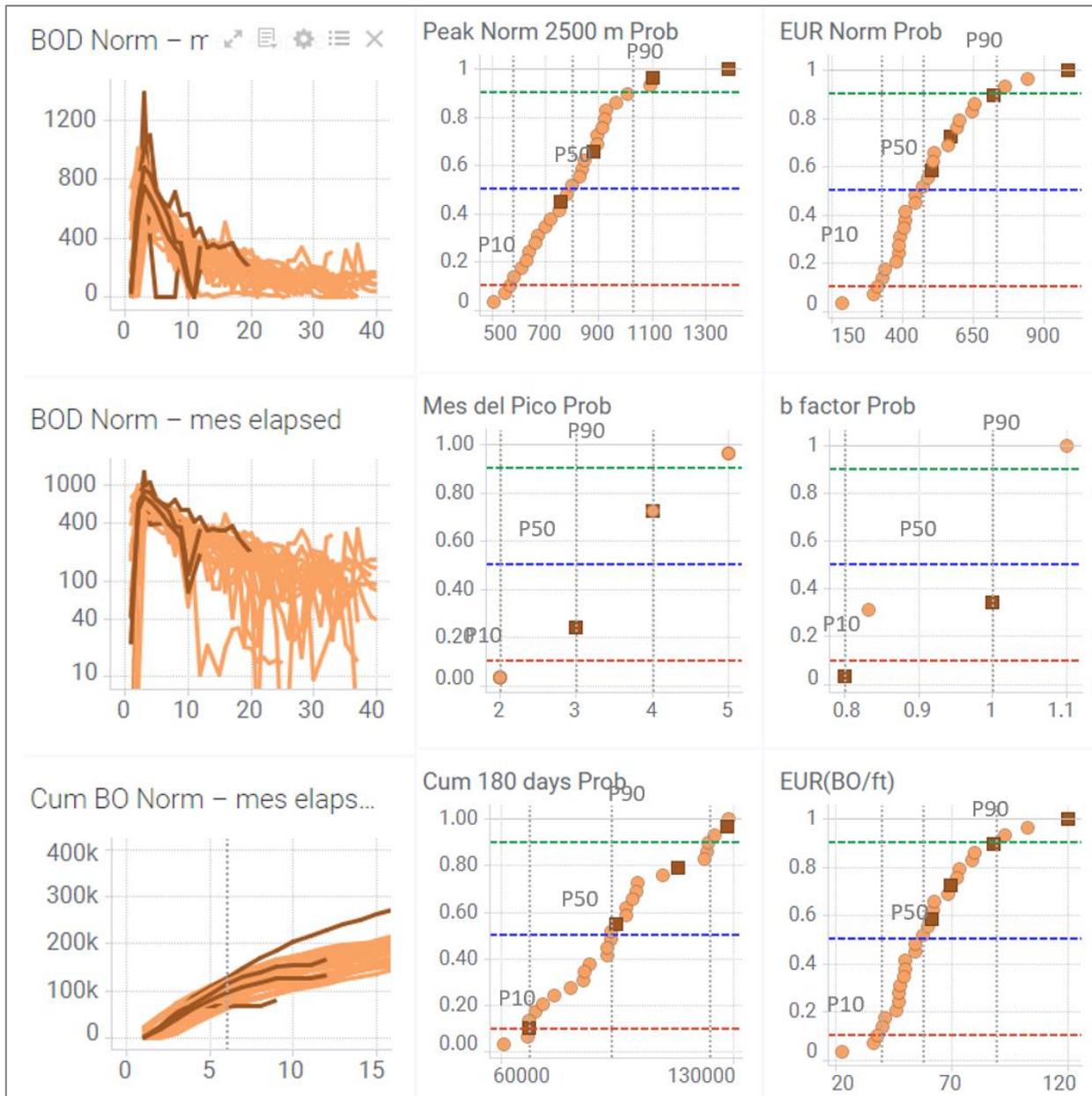


Figura 76. Distribución probabilística de las variables críticas de pozos a Medio Este STD o HDC.  
(Elaborado con datos de SEE, declinaciones y pozos tipos generados para este estudio)

Se observa que la productividad en términos de Máximo caudal mensual inicial, de las 4 terminaciones HDC nuevamente preforman por encima del P50 de la distribución conjunta de HDC y STD. Sin embargo, la Acumulada a 180 días de algunos resultado más cerca al P10, se identificaron algunos problemas operativos y de interferencia en la región que podrían estar afectando estos resultados, pero se creen son temporales y no afectaran la EUR.

En particular en este intervalo que ha demostrado una menor performance tanto en STD como en HDC, será importante generar pozos tipos para ambas terminaciones ya

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

que siendo las terminaciones HDC más caras es razonable que los operadores puedan preferir seguir haciendo STD o quieran evaluarlas a profundidad.

### 8.3.1 Estudio Probabilístico de las terminaciones STD en Medio Este.

Se analizará la historia y pronóstico de 25 pozos terminados con diseño estándar en el intervalo identificado como Medio en la zona Este. Se removieron dos pozos, explotados con régimen diferente según puede interpretarse por sus caudales mensuales del primer año, el mes del caudal máximo; comportamientos que fue considerados no representativos (LLL-353, LLL-1470).

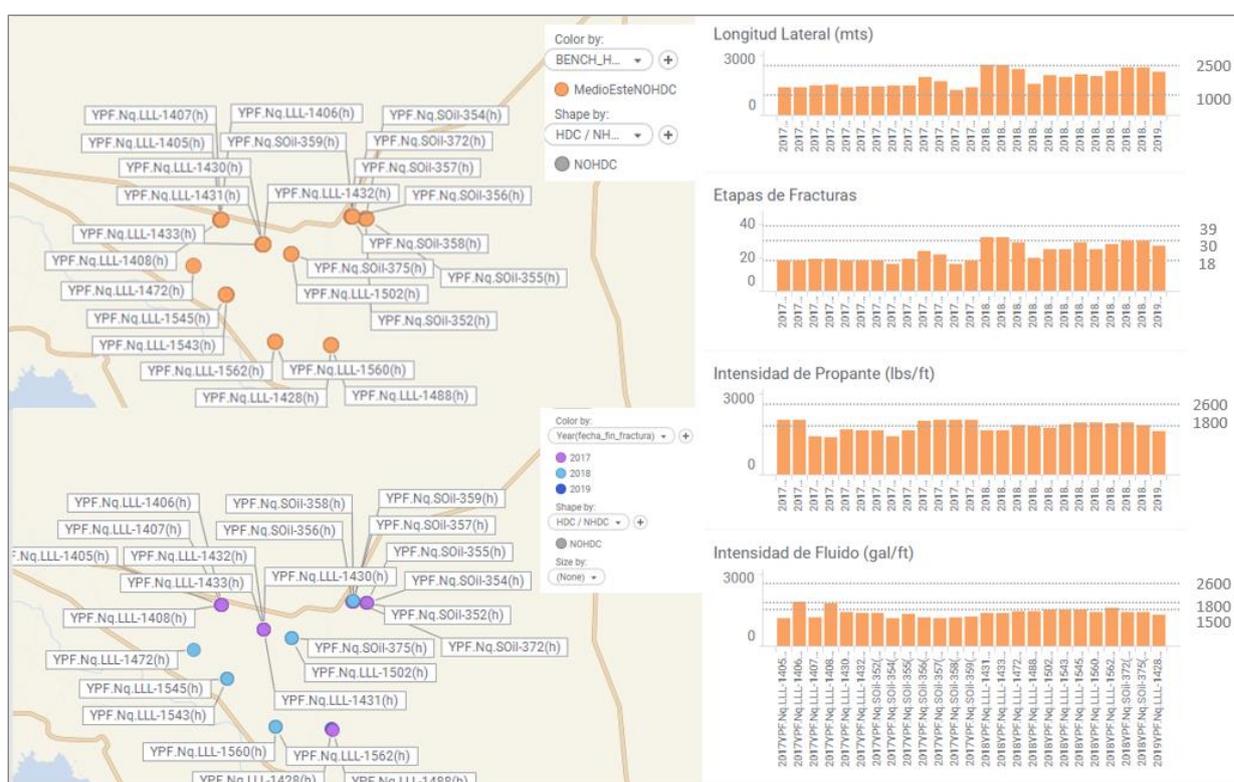


Figura 77. Ubicación y parámetros de diseño de las terminaciones ST a Medio Este. (Elaborado con datos de SEE, declinaciones y pozos tipos generados para este estudio)

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

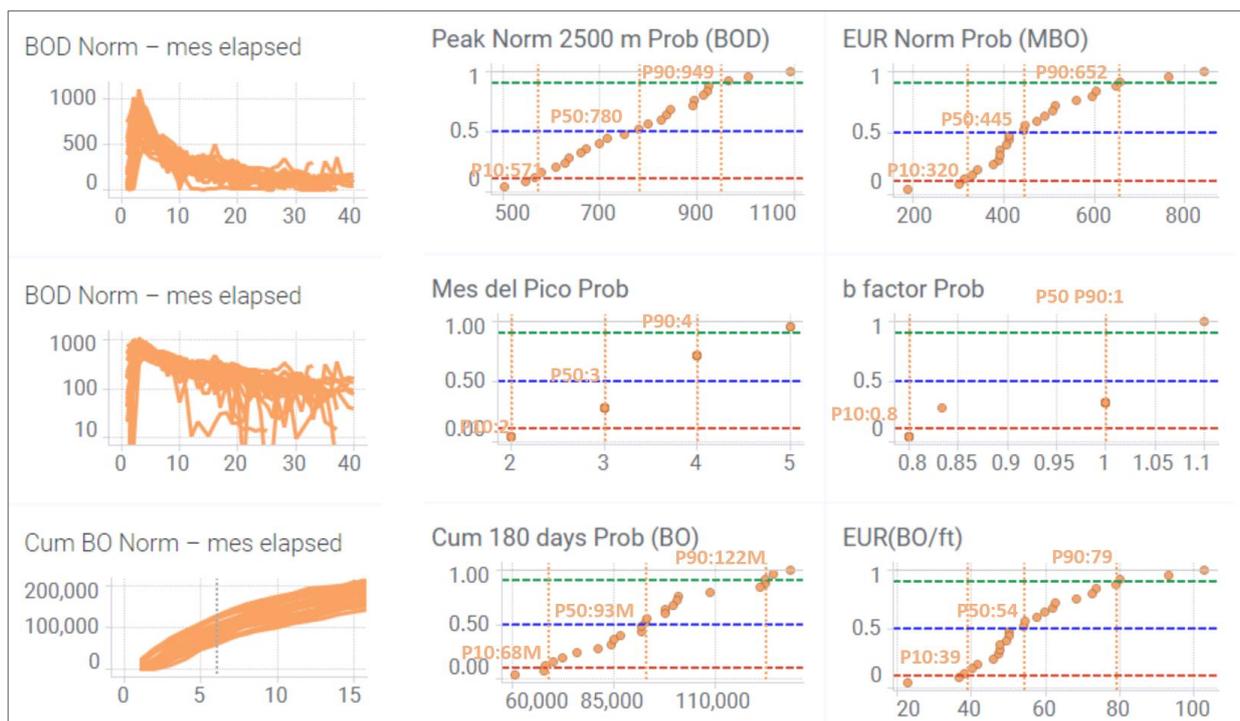


Figura 78. Distribuciones Acumuladas de las variables de productividad de las terminaciones STD a Medio Este. (Elaborado con datos de SEE, declinaciones y pozos tipos generados para este estudio)

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

### 8.3.2 Estudio Probabilístico de las terminaciones HDC en Medio Este.

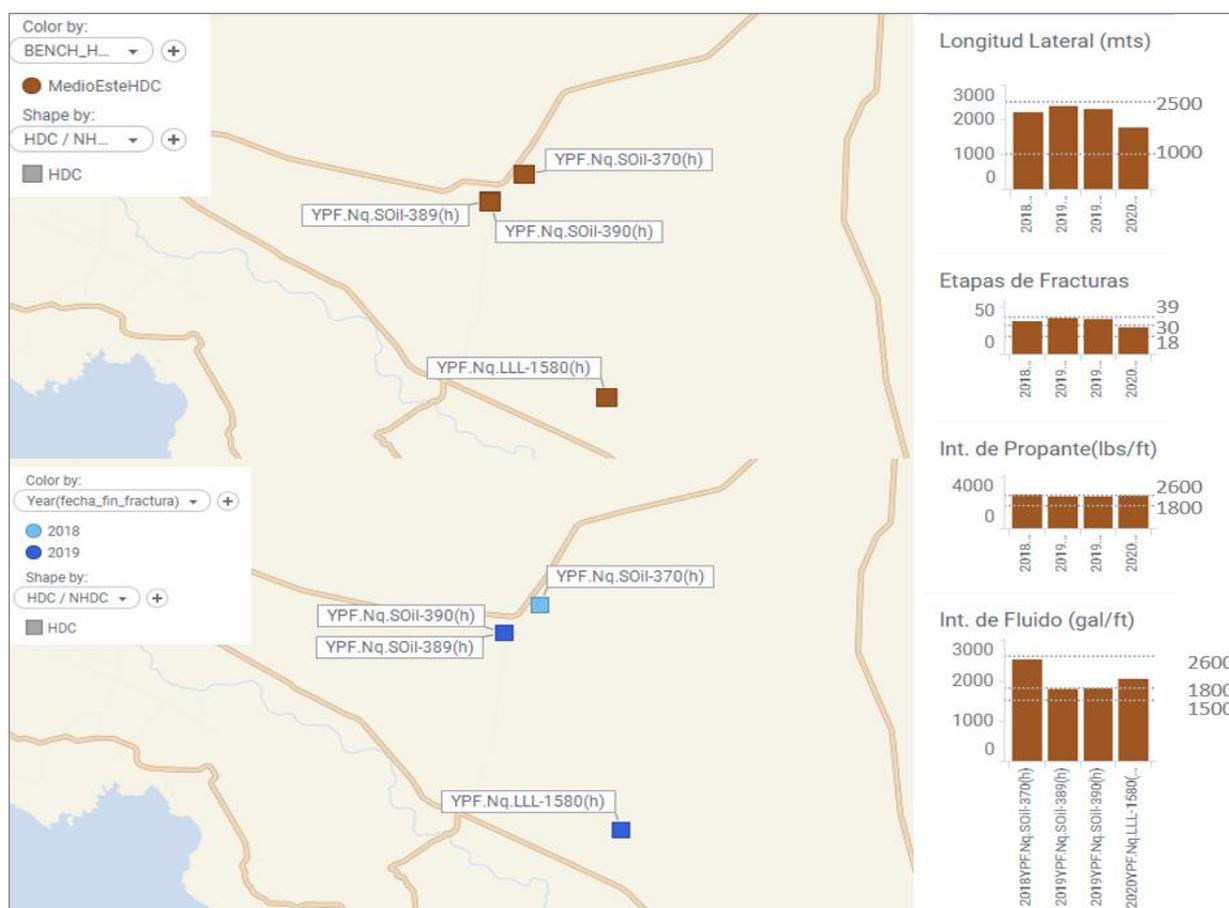


Figura 79. Ubicación y parámetros de diseño de terminaciones HDC en Medio Este  
(Elaborado con datos de SEE, declinaciones y pozos tipos generados para este estudio)

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

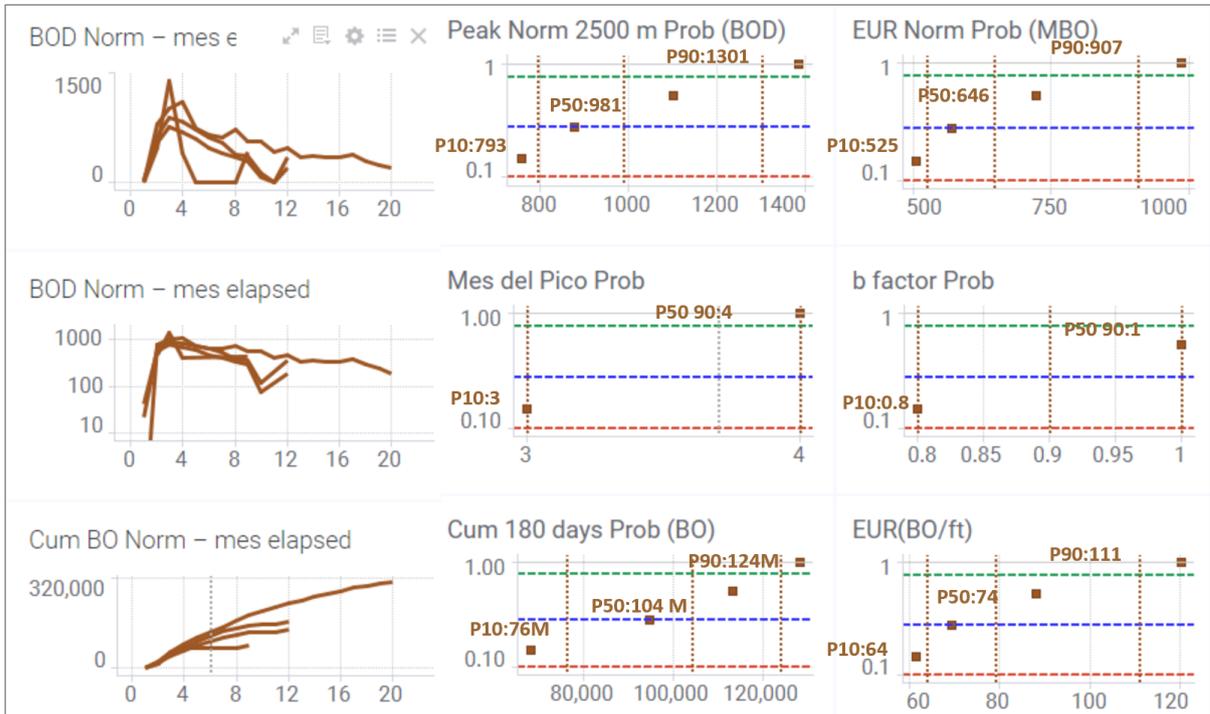


Figura 80. Distribuciones acumuladas de las variables de productividad de las terminaciones HDC a Medio Este. (Elaborado con datos de SEE, declinaciones y pozos tipos generados para este estudio)

### 8.3.3 Generación de Curvas Tipo para terminaciones STD y HDC en Medio Este.

En la siguiente tabla se resumen los valores de las variables críticas obtenidas en estudio probabilístico presentado, que las curvas de pozos tipos P10 P50 P90 deben honrar para ser capaz de representar el comportamiento de un pozo completado STD o HDC en el intervalo Medio Este.

MEDIO ESTE						
VARIABLE	Pico			EUR		
P / STD /HDC	P10	P50	P90	P10	P50	P90
STD	571	780	949	320	445	652
HDC	793	989	1301	525	646	907
VARIABLE	Mes Pico			b		
P / STD /HDC	P10	P50	P90	P10	P50	P90
STD	2.0	3.0	4.0	0.8	1	1
HDC	3	4	4	0.8	1	1
VARIABLE	Acumulada 180 días			EUR (BO/ft)		
P / STD /HDC	P10	P50	P90	P10	P50	P90
STD	69	93	122	39	54	79
HDC	76	104	124	64	79	111

Figura 81. Tabla Resumen resultados estudio probabilística productividad Medio Este STD y HDC.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

A continuación, se muestra la generación de las curvas tipo representativas de terminaciones STD en el intervalo Medio Este honrando los resultados del estudio probabilístico.

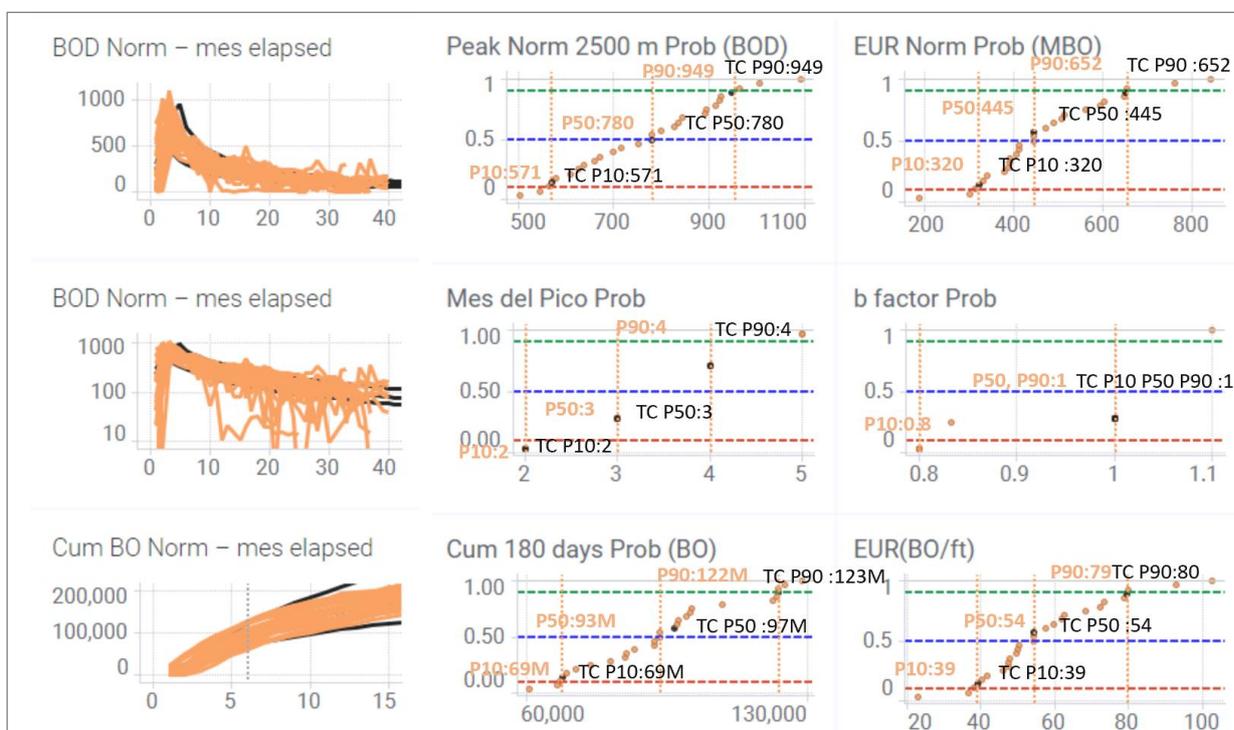


Figura 82. Curvas Tipo terminaciones STD en el intervalo Medio Este.  
(Elaborado con datos de SEE, declinaciones y pozos tipos generados para este estudio)

En el caso de las terminaciones HDC se honraron muy bien los caudales máximos y los valores estimados de EUR. Debido a algunos problemas operativos las acumuladas a 180 días, no son tan representativas del comportamiento esperado, por lo tanto y en envista de los recientes datos de producción se les dio más peso a los valores de EUR.

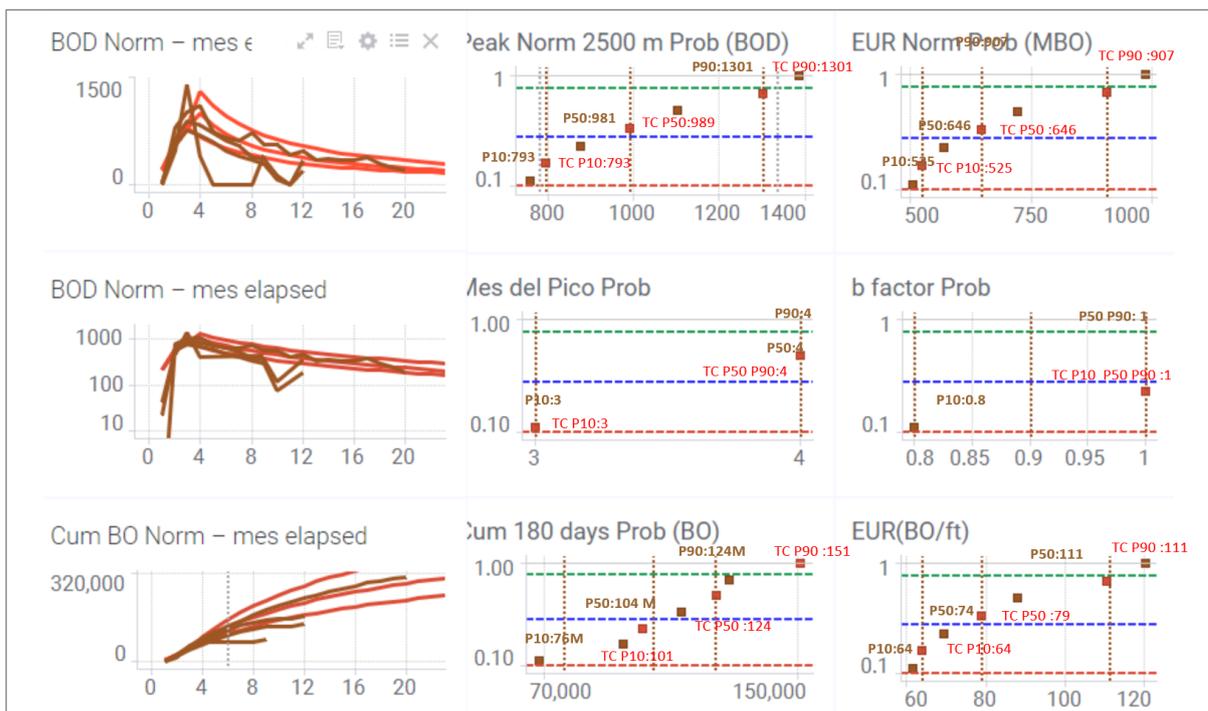


Figura 83. Curvas tipo HDC al intervalo Medio Este.  
 (Elaborado con datos de SEE, declinaciones y pozos tipos generados para este estudio)

En la Figura siguiente se observan en líneas punteadas los P10 P50 P90 STD, y que tanto los datos históricos como las curvas tipo de HDC se ubican en su gran mayoría por encima del P50.

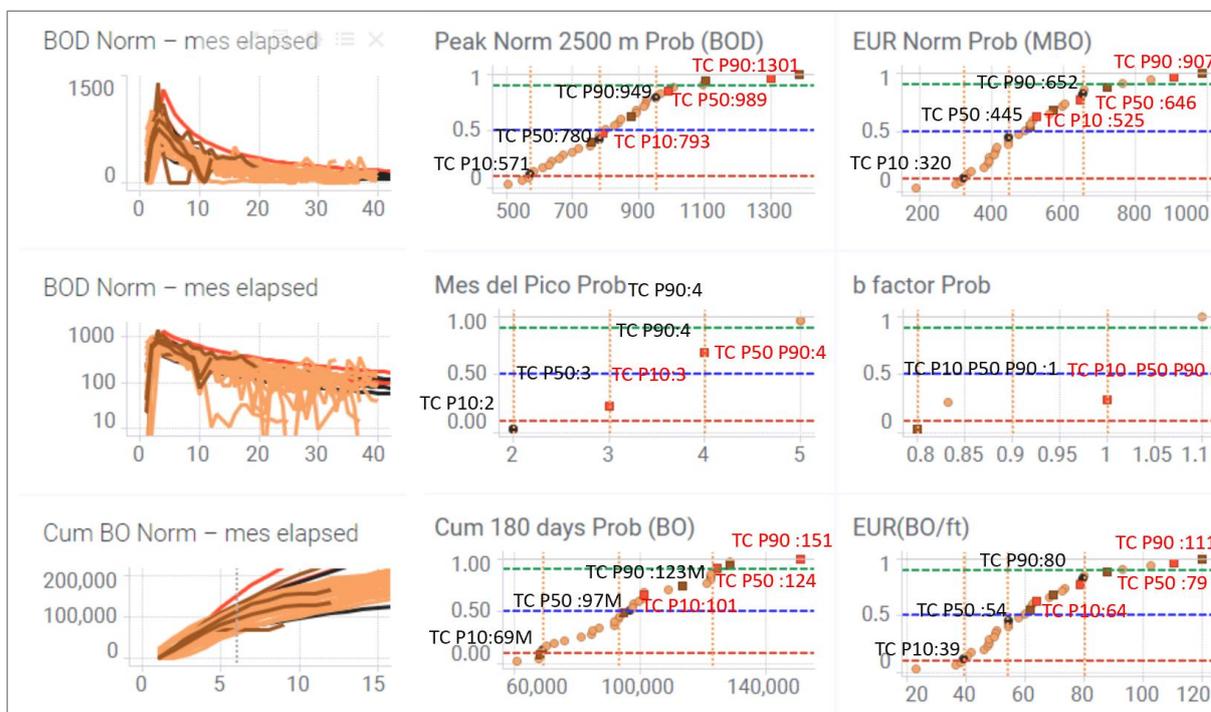


Figura 84. Curvas tipo terminaciones STD y HDC en Medio Este.  
 (Elaborado con datos de SEE, declinaciones y pozos tipos generados para este estudio)

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

## 8.4 Estudio probabilístico de la productividad de las terminaciones a Superior

El desarrollo en los intervalos superiores ha sido más lento que a los otros intervalos, durante los años 2017 y 2018 no hubo perforaciones a los mismos.

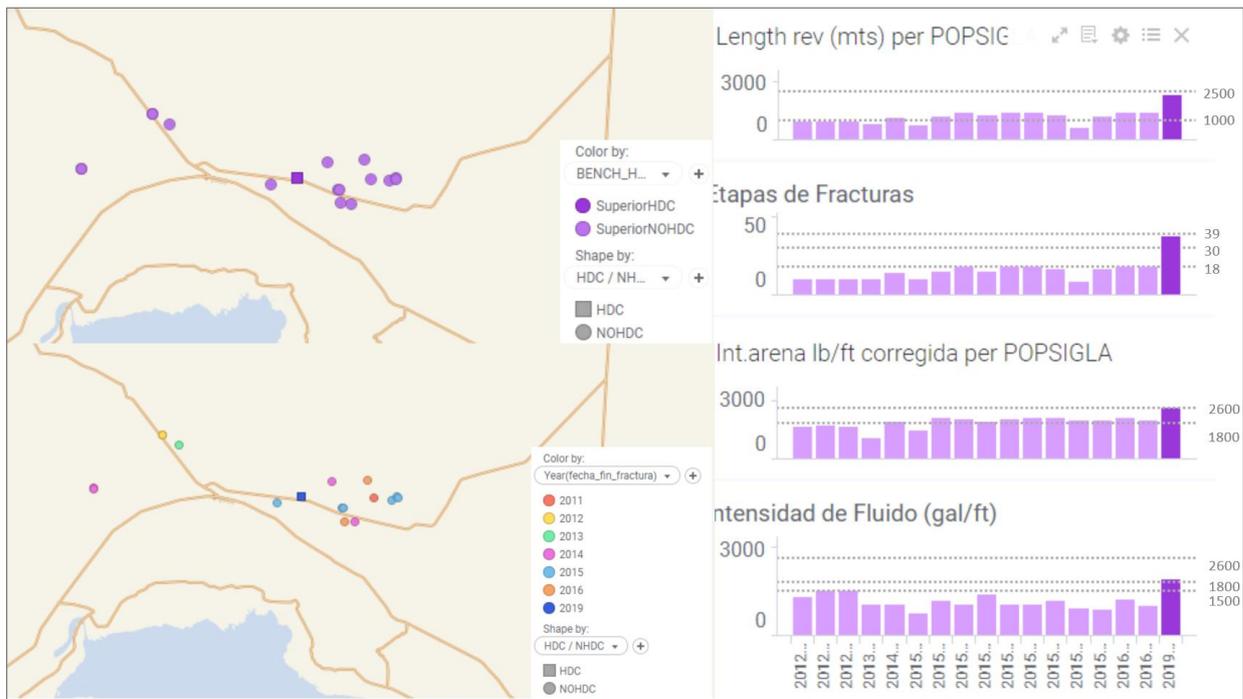


Figura 85. Ubicación de las terminaciones STD y HDC a los intervalos Superior en el área de Loma Campana. (Elaborado con datos de SEE, declinaciones y pozos tipos generados para este estudio)

Los diseños de las fracturas en los niveles Superiores han sido muy heterogéneos, como puede observarse en términos de longitudes, número de etapas, intensidades de arena y fluido inyectadas. También, la geología de este objetivo es más compleja que en los intervalos Inferiores y Medio. Las facies de los intervalos Superiores no son tan continuas lateralmente lo que hace difícil identificar analogías.

A los fines de considerar una población lo más homogénea posible de terminaciones, se eligieron aquellos pozos terminados con intensidad de arena superior a 1800 lbft y de intensidad de fluido cercano al valor de 1500 lbft lo que corresponde a los diseños recientes y evidentemente más eficientes y con mejores resultados. A los fines de ampliar la población se decidió incluir pozos de las áreas vecinas, completados recientemente.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

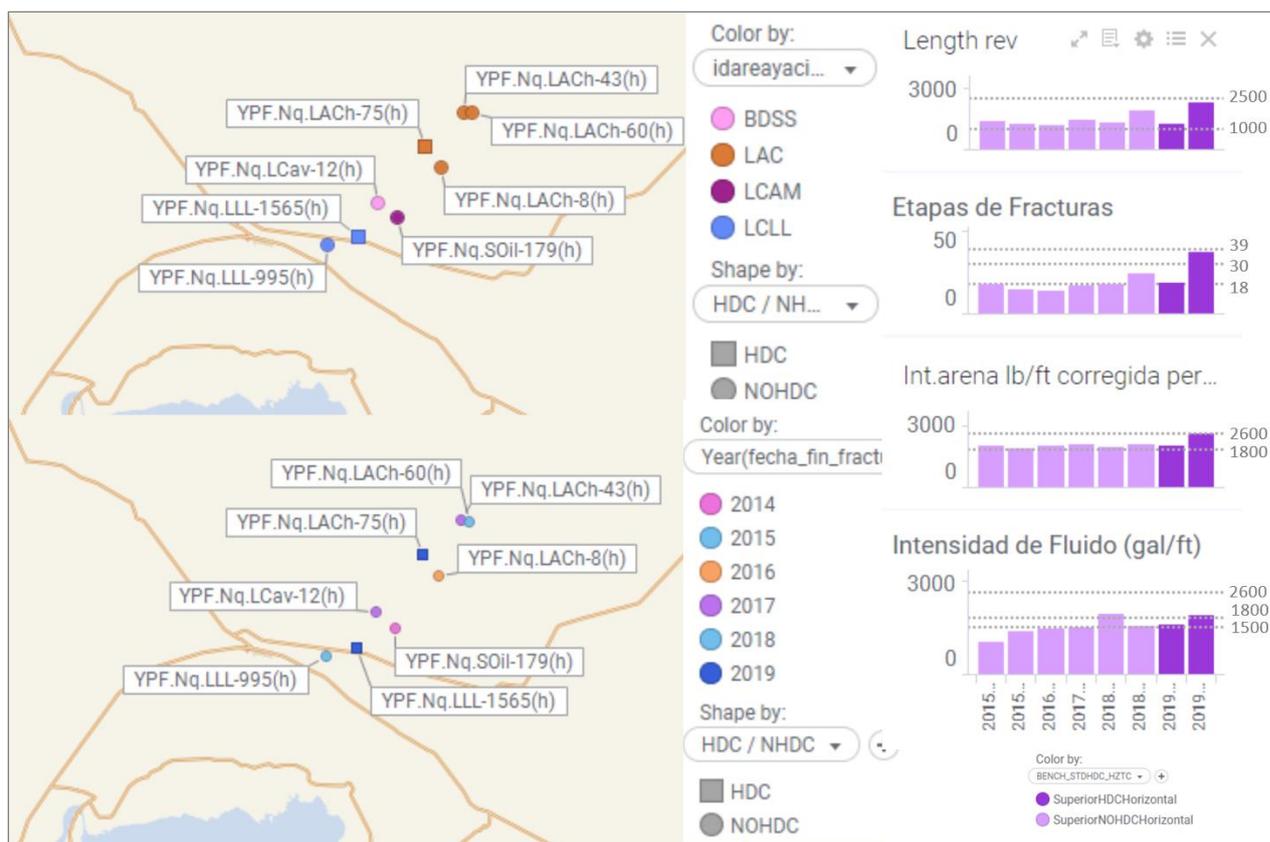


Figura 86. Ubicación por área (der. Arriba), Ubicación por año (izq. Abajo). Diseño de terminaciones a los intervalos Superiores en las áreas de Loma Campana, Bandurria, La Amarga Chica, La Caverna STD y HDC. (2015-2019) (graficas barras a la derecha) (Elaborado con datos de SEE)

Se procede a declinar la historia disponible de la SEE de cada uno de estos pozos y se completa el estudio probabilístico de la misma manera que se hizo para los otros intervalos.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

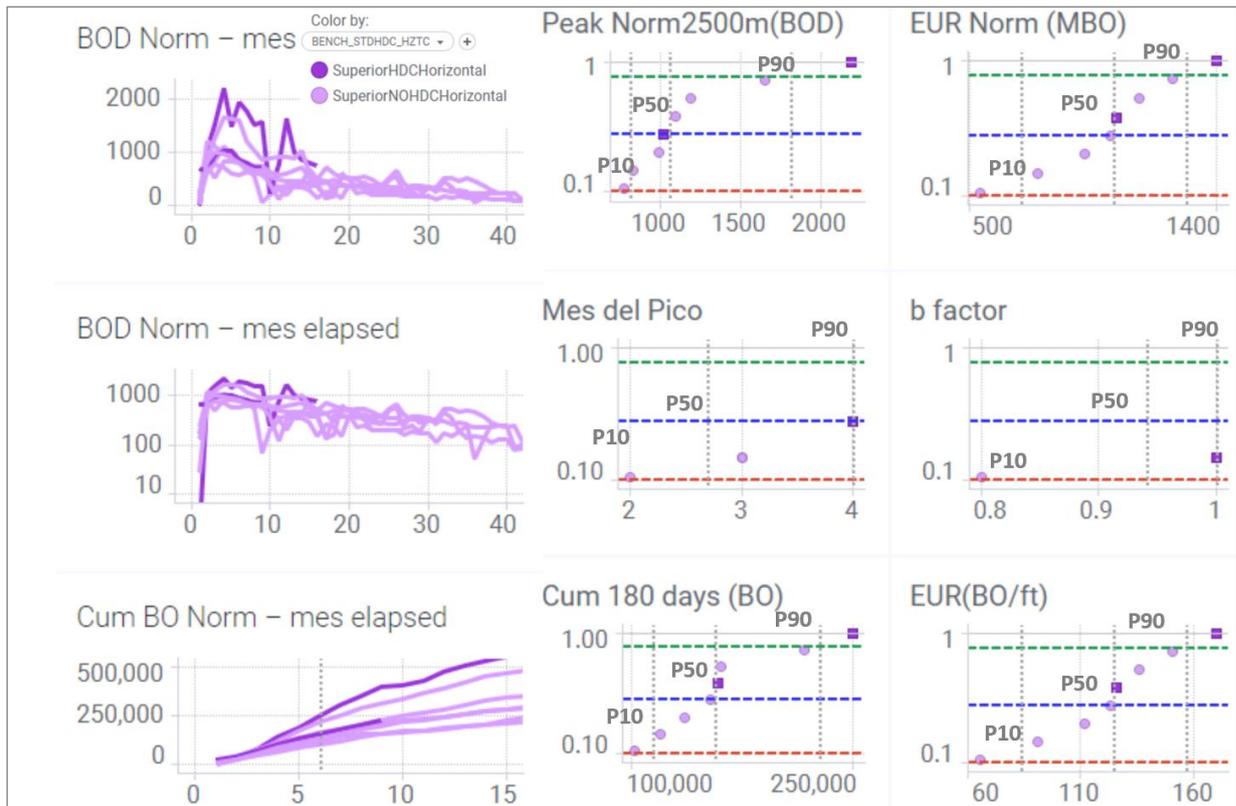


Figura 87. Terminaciones STD y HDC análogas en los intervalos superiores.  
(Elaborado con datos de SEE, declinaciones y pozos tipos generados para este estudio)

Se puede observar en la población seleccionada como terminaciones análogas que las terminaciones HDC se encuentran por encima de 50 %. Sin embargo, siendo la geología mucho más compleja es difícil poder distinguir si el mejor resultado se debe solo a la mejora en el diseño o a la presencia de mejores facies. Con la limitación de contar solo con dos pozos al momento de este estudio.

#### 8.4.1 Estudio Probabilístico de las terminaciones STD en Superior.

Según la analogía explicada para los completaciones STD en Superior, se realizó el siguiente estudio probabilístico.

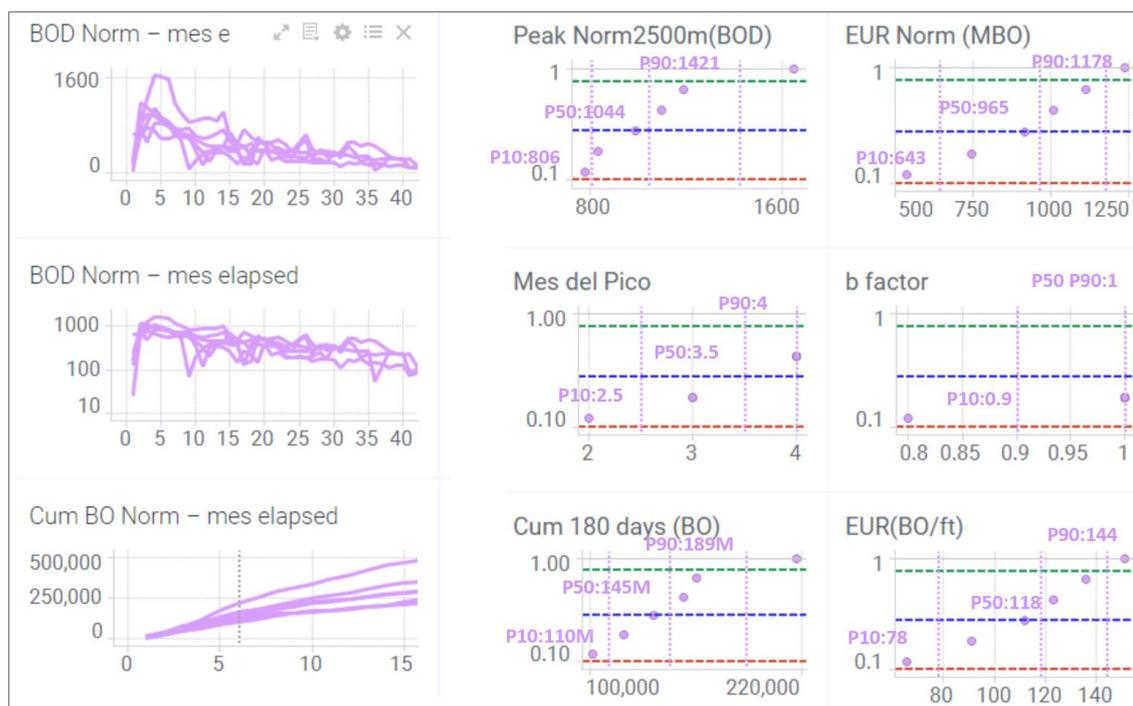


Figura 88. Distribuciones acumuladas de las variables de productividad de las terminaciones STD a Superior. (Elaborado con datos de SEE, declinaciones y pozos tipos generados para este estudio)

#### 8.4.2 Estudio Probabilístico de las terminaciones HDC en Superior.

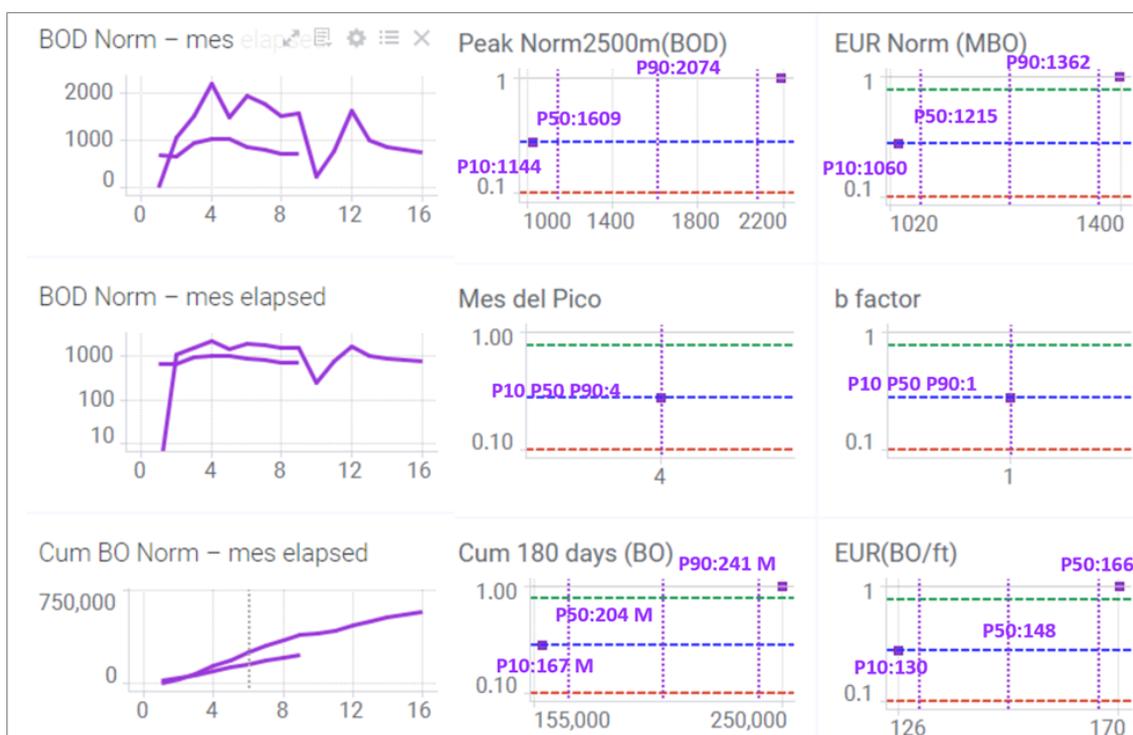


Figura 89. Distribuciones acumuladas de las variables de productividad de las terminaciones HDC a Superior. (Elaborado con datos de SEE, declinaciones y pozos tipos generados para este estudio)

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

En la siguiente tabla se resumen los valores de las variables críticas obtenidas en estudio probabilístico presentado, que las curvas de pozos tipos P10 P50 P90 deben honrar para ser capaz de representar el comportamiento de un pozo completado STD o HDC en el intervalo Superior.

SUPERIOR ANALOGIA LC BANDURRIA LA AMARGA CHICA						
VARIABLE	Pico			EUR		
P / STD /HDC	P10	P50	P90	P10	P50	P90
STD	806	1044	1421	643	965	1178
HDC	1144	1609	2074	1060	1215	1362
VARIABLE	Mes Pico			b		
P / STD /HDC	P10	P50	P90	P10	P50	P90
STD	2.5	3.5	4	0.9	0.9	1
HDC	4	4	4	1	1	1
VARIABLE	Acumulada 180 días			EUR (BO/ft)		
P / STD /HDC	P10	P50	P90	P10	P50	P90
STD	110	145	189	78	118	144
HDC	167	204	241	130	148	166

Figura 90. Resultados del estudio probabilístico de las terminaciones STD y HDC de Superior.

### 8.4.3 Generación de Curvas Tipo para terminaciones STD y HDC en Superior.

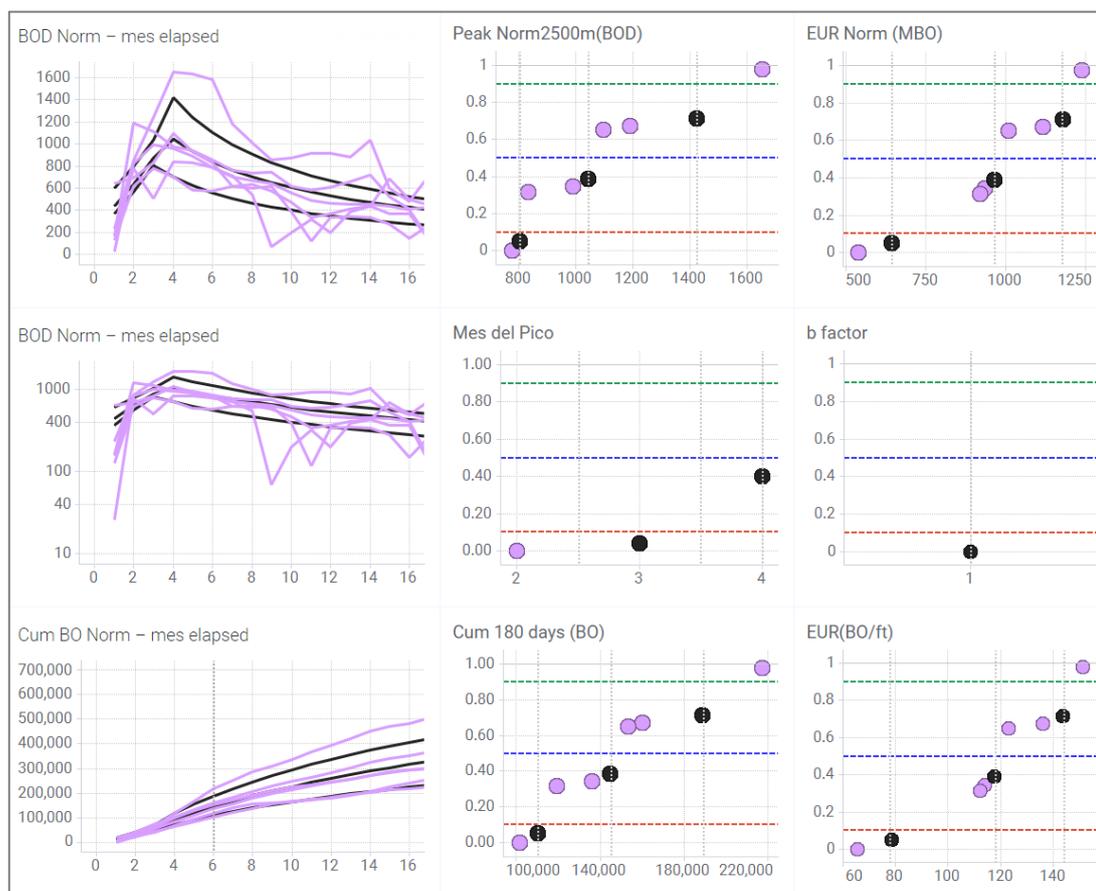


Figura 91. Curvas P10, P50, P90 para terminaciones STD a Superior.

(Elaborado con datos de SEE, declinaciones y pozos tipos generados para este estudio)

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

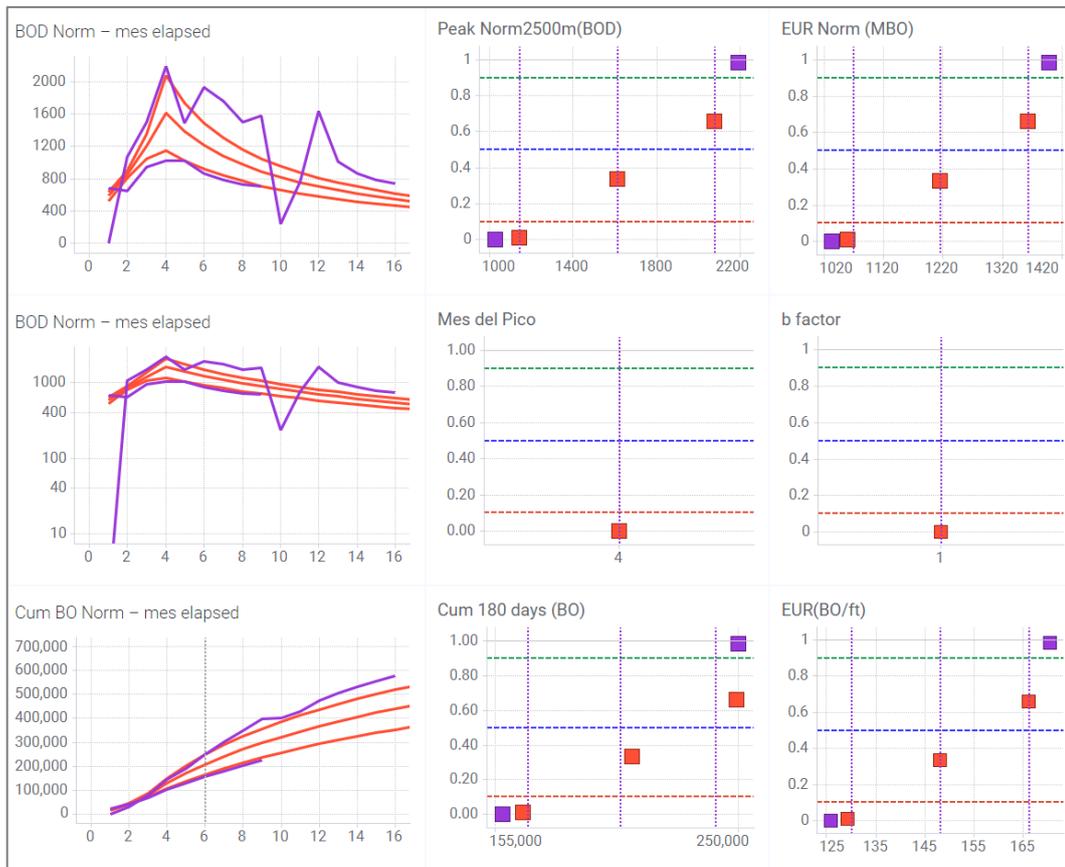


Figura 92. Curvas P10, P50, P90 Pozo Tipo HDC a Superior.  
(Elaborado con datos de SEE, declinaciones y pozos tipos generados para este estudio)

Se procede a la superposición de las curvas históricas y tipo STD y HDC para comparar coherencia.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

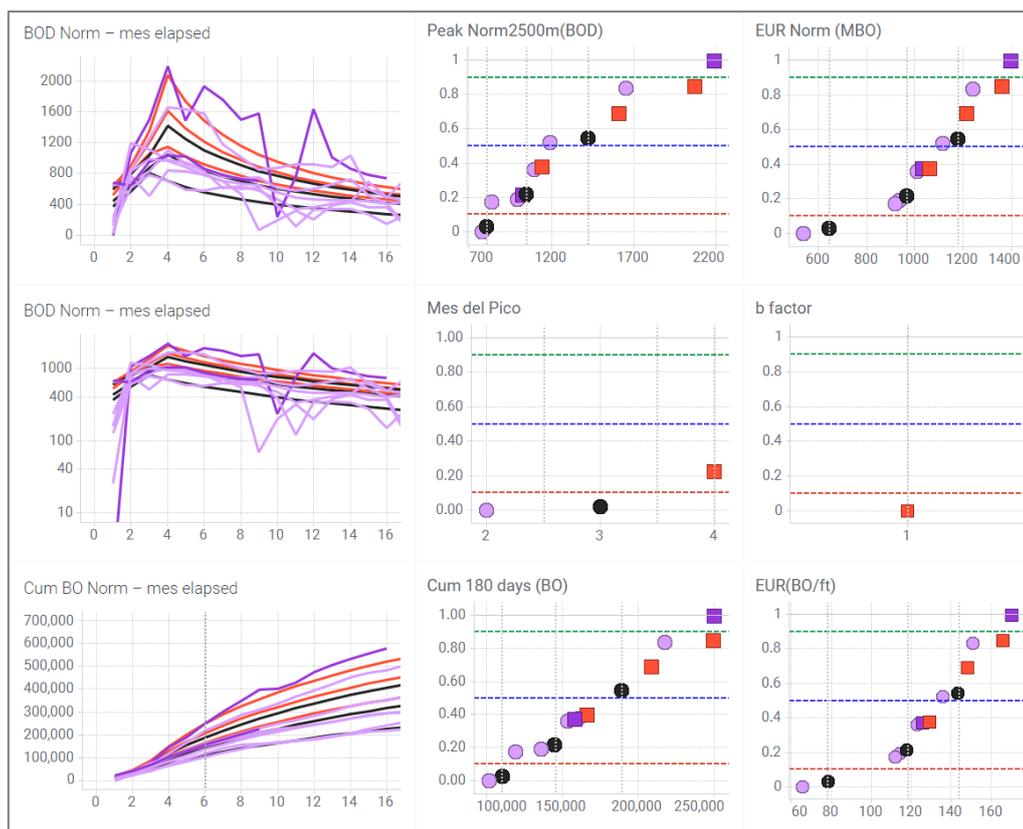


Figura 93. Curvas Pozo Tipo HDC y STD a Superior.  
(Elaborado con datos de SEE, declinaciones y pozos tipos generados para este estudio)

Se puede observar claramente los beneficios del HDC en el objetivo superior.

## 8.5 Resumen de Pozos Tipos

En la siguiente Tabla se presenta un Resumen de los Pozos Tipos generados para cada intervalo según el tipo de completación STD o HDC.

INFERIOR						
VARIABLE	Pico			EUR		
P / STD /HDC	P10	P50	P90	P10	P50	P90
STD	967	1386	1550	698	1129	1307
HDC	1261	1673	1854	977	1410	1748

MEDIO OESTE						
VARIABLE	Pico			EUR		
P / STD /HDC	P10	P50	P90	P10	P50	P90
STD	627	971	1259	662	853	1175
HDC	1087	1336	1441	1028	1165	1370

MEDIO ESTE						
VARIABLE	Pico			EUR		
P / STD /HDC	P10	P50	P90	P10	P50	P90
STD	571	780	949	320	445	652
HDC	793	989	1301	525	646	907

SUPERIOR ANALOGIA LC BANDURRIA LA AMARGA CHICA						
VARIABLE	Pico			EUR		
P / STD /HDC	P10	P50	P90	P10	P50	P90
STD	806	1044	1421	643	965	1178
HDC	1144	1609	2074	1060	1215	1362

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

## 9 Conclusiones y Recomendaciones

La metodología desarrollada en este trabajo para la aplicación concreta del análisis de la productividad de los pozos de Vaca Muerta, apoyada en un análisis de datos con métodos de normalización y estadísticos es robusta y suficientemente flexible para ser aplicado a otros bloques y, si bien el ejemplo resuelto se refiere a pozos de petróleo, es aplicable también a pozos de gas.

Se concluye que las variables críticas para la producción de los pozos, luego de identificado geológicamente como “sweet spot” o buen objetivo de shale son: Longitud lateral efectiva, cantidad fractura, distancia entre etapas de fracturas, volumen de fluido y arena inyectados por pie.

Se identificaron como variables críticas de productividad de los pozos, caudal inicial bld, acumulada a 180 días, parámetros de declinación, EUR a 30 años.

Se realizó en primer momento un análisis de las correlaciones sin normalización y se concluyó que una normalización de la producción por longitud lateral efectiva, como también la intensidad de fluido y arena son necesarias para eliminar el sesgo de la heterogeneidad. Metodología utilizada a nivel mundial para shale e imprescindible para realizar un estudio comparativo justo entre pozos.

Se estudió la relación entre las variables de diseño de fractura y la productividad de los pozos y se prueba, dentro del rango analizado, que mayores desplazamientos laterales e intensidades de tratamiento han producido mejores resultados en términos de producción inicial máxima, producción acumulada a 180 días y acumulada al fin de la vida útil, aunque deberá probarse si la continuación de la tendencia actual a perforar pozos más largos con mayor número de etapas que resulta en incrementos de valor se sostiene en el tiempo con las futuras perforaciones y al completar el desarrollo en todos los niveles identificados como target y en toda la extensión del área Vaca Muerta. Ya que se tuvieron en el año 2019 serios problemas de interferencias y frac hits que están aún en estudio y podría llevar a la necesidad de modificar los diseños de completación como los planes finales de desarrollo. Por lo que se recomienda actualizar este estudio con los resultados a nuevos cambios en los diseños de fractura. No se ha encontrado aún una longitud máxima a partir de la cual la productividad normalizada de los pozos expresada en bld/ft, muestre una disminución. Sin embargo, aún no se ha superado los

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

4000 m. Distancia que, si ha sido superado en los desarrollos en EE. UU., donde si identificaron límites técnicos económicos. Y aun se tiene en Argentina poca historia de los pozos más largo, para poder validar los parámetros de declinaciones utilizados en las proyecciones a largo plazo.

Se identificaron y se agruparon como variables standard las completaciones con menor intensidad de fluido y fractura de 1500 blft y 1800 lbft, cantidad de etapas de fracturas 18-20 distancia entre etapas 83 metros. Y como terminaciones de alta densidad las de intensidad de fluido y fractura superiores a 2500 blft y 2500 lbft, cantidad de etapas de fracturas a 39, distancia entre etapas 62 metros.

Se concluyo que la respuesta al más reciente y optimizado diseño: longitud 2500 m, etapas de fracturas 39, intensidad de fluido 1800 lb/ft y de arena 2500 lb /ft varían con las condiciones de geología de cada objetivo y operativas. Se puede concluir que los diseños de alta Densidad son más eficientes que los de menor densidad.

Así pudo observarme incluso en un similar nivel de profundidad, llamado aquí intermedio, un comportamiento muy diferente en el oeste respecto del este. Al punto que resulta antieconómico en algunas zonas. Por lo tanto, para este intervalo en particular se sugiere un estudio más detallado de las condiciones geológicas y geomecánicas como también el éxito en la navegación del pozo, factores que escapan a los alcances de este estudio.

Ha de tenerse en cuenta que la tecnología avanza constantemente, por lo que los resultados presentados aquí corresponden a la tecnología disponible en el momento de terminación de estos pozos. Por lo tanto, la productividad podría mejorar con la aparición de nuevas tecnologías y lo que hoy es tal vez una limitación en términos de longitud de pozo, volumen de fluido bombeado por etapas, presión de fractura y otras variables podrían superarse en el futuro.

También se consideró imprescindible separar los objetivos por profundidad ya que condiciones críticas como Presión, contenido orgánico, cuyo estudio escapa a los alcances de este estudio varían con la profundidad. (Smye et al, 2020)

Se considera necesario generar una visualización areal, para identificar diferencias regionales. Así para el intervalo identificado como Medio se observaron notables diferencias en la productividad en zona oeste con respecto de la zona este como

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

respuestas al mismo tratamiento de terminación, longitud lateral, número de etapas, distancia entre etapas, intensidad de fluido y arena; aplicados simultáneamente en los mismos periodos de tiempo.

Se recomienda también revisar el impacto en la productividad que tiene el factor de éxito en la navegación en el objetivo propuesto, el avance en tecnología en los últimos años ayudo a aumentar el mismo. (Baihly et al, 2010)

Se recomienda estudiar diseños diferentes por niveles de profundidad, que podrían estarían asociados a las diferencias en Presión, y propiedades geomecánicas de las rocas para de esta manera tratar de mejorar aquellos que aún no son económicos.

Finalmente se presentó una tabla resumen de los pozos tipos encontrados en Caudal inicial, Acumulada a 180 días, EUR a 30 años.

En todo el trabajo se han usado datos de acceso público, una fortaleza del actual estado de avance en Vaca Muerta, y se recomienda enfáticamente que se extienda el alcance a datos dinámicos, lo que permitiría con metodologías análogas la verificación empírica de los pozos tipo generados.

## 10 Referencias

- Ahmed Ouenes, SIGMA3 Integrated Reservoir Solutions Inc. Distribution of Well Performances in Shale Reservoirs and Their Predictions Using the Concept of Shale Capacity. (2014) SPE 167779.
- <https://www.energianeuenquen.gob.ar/organismo/vacamuerta.html>. (26 de septiembre, 2021).
- Scott Sanderson, Tomy Bonny, Andrew Slaughter, Vivek Bansal. Deloitte Consulting LP. "Deciphering the performance puzzle in shales. Moving the US shale revolution forward". (2019). Deloitte Insights. [https://www2.deloitte.com/content/dam/insights/us/articles/6417\\_US-Shale-playbook/6383\\_Shale-Playbook/DI\\_Shale-Playbook-Article1.pdf](https://www2.deloitte.com/content/dam/insights/us/articles/6417_US-Shale-playbook/6383_Shale-Playbook/DI_Shale-Playbook-Article1.pdf). (26 de septiembre, 2021)
- Ishank Gupta, Chandra Rai, Carl Sondergeld, Deepak Devegowda. "Variable Exponential Decline: Modified Arps to Characterize Unconventional-Shale Production Performance". (2018). SPE-194005-PA.
- Katie M. Smye, Svetlana Ikonnikova, Qian Yang, Guin McDaid, Emery Goodman. "Geologic Variability and Well Productivity in U.S. Oil Plays: The Efficiency of Completion Intensity and New Designs in Various Geologic Contexts." (2020). URTEC-2020-3317-MS.
- M. D. Vallejo; N. Villarroel; G. Cuadros; C. Shrivastava; R. L. Brown; E. F. Lombardo; C. A. Hernandez; M. Chandia; P. Delgado. "Assessing a New LWD Technology of Borehole Imaging for Unconventional Reservoirs: A Case Study from Vaca Muerta, Argentina". (2020). URTEC-2020-1537-MS

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.

- J. D. Baihly; R. Malpani; C. Edwards; S. Y. Han; J. C. Kok; E. M. Tollefsen; C. W. Wheeler. "Unlocking the Shale Mystery: How Lateral Measurements and Well Placement Impact Completions and Resultant Production". (2010). SPE-138427-MS.
- Brent Biseda. "Modified Arps Equation for Changing B-factor". (2018). SPE-191795-18ERM-MS.
- Stephane Pichon, Federico Gaston Cafardi Orihuela, Emilio Lagarrigue, and Gustavo Cavazzoli, Schlumberger. "When, Where, and How to Drill and Complete Pads of Multiple Wells? Four-Dimensional Considerations for Field Development in the Vaca Muerta Shale". (2018). SPE-191836-MS.
- Pablo Esteban Johanis, Halliburton. Type Curves for Vaca Muerta Horizontal Wells. (2018). SPE-191838-MS.
- Oubaida Taji and Doruk Alp, Middle East Technical University Northern Cyprus Campus. "Comparison of Type Well Generation Methods for Unconventional Reservoirs". (2020.) SPE 205022.
- Gabriela González, Patricio Desjardins, María Dolores Vallejo, Federico González Tomassini, Diego Kietzmann, Laura Gómez Rivarola, Denis Marchal, Ricardo Fabián Domínguez. "Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta". (2016). IAPG.
- Hernan Bujis, Jorge Ponce. "An Engineered Approach to Hydraulically Fracture the Vaca Muerta Shale". (2018). SPE.
- [http://www.inlab.com.ar/2013\\_01\\_Efect\\_Cap\\_Grav\\_sobre\\_fw.pdf](http://www.inlab.com.ar/2013_01_Efect_Cap_Grav_sobre_fw.pdf). (26 de septiembre, 2021).
- Boyd Russell; Randy Freeborn; Wayne Keinick. "A Practical Guide to Unconventional Petroleum Evaluation". (2012). SPE.

Metodología para pronosticar la productividad por los pozos de la formación Vaca Muerta considerando los cambios futuros en los planes de diseño de fracturas.