



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, __5 de noviembre de 2019_____

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

___Rafael Eduardo Fierro Díaz_____, con C.C. No. ___1075304438_____,

___Juan Sebastián Guerrero Rincón_____, con C.C. No. ___1075297595_____,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

titulado___ recuperación del potencial de producción de aceite en pozos de un campo maduro aplicando modificadores de movilidad de fluidos (FMM) en tratamientos con crudo_____.

Presentado y aprobado en el año __2019__ como requisito para optar al título de

___Ingeniero de Petróleos ___;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores” , los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

Vigilada Mineducación



**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS**



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Fierro Díaz	Rafael Eduardo
Guerrero Rincón	Juan Sebastian

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Aranda Aranda	Ervin
Lucuara Zambrano	German

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
----------------------------	--------------------------

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2019

NÚMERO DE PÁGINAS: 141

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas Fotografías Grabaciones en discos Ilustraciones en general Grabados
Láminas Litografías Mapas Música impresa Planos Retratos Sin ilustraciones Tablas
o Cuadros



SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser *LAUREADAS* o *Meritoria*):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>San Francisco</u>	<u>San Francisco</u>
2. <u>Estimulación con crudo inhibido</u>	<u>Inhibited crude stimulation</u>
3. <u>Movilidad de fluido</u>	<u>fluid mobility</u>
4. <u>Productividad</u>	<u>Productivity</u>
5. <u>Recobro secundario</u>	<u>Secondary Recovery</u>
6. <u>Surfactante</u>	<u>Surfactant</u>

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Un campo maduro que tiene recobro secundario con inyección de agua desde el inicio del desarrollo del campo presentando canalizaciones y altos cortes de agua.

Con el fin de recuperar el potencial de producción de los pozos, en los últimos años se han realizado trabajos de estimulación con el objetivo de mejorar las condiciones de movilidad del aceite, teniendo como fluido base el crudo del mismo campo.

Este trabajo está basado en un análisis de los tratamientos realizados desde el 2013 hasta el 2019, tanto estadístico como cualitativo y económico de los tratamientos de estimulación con crudo inhibido realizados en el campo San Francisco de la compañía Ecopetrol S.A.

Se realiza un análisis de la producción de crudo y agua con las distintas variables que intervienen en los tratamientos, así como el análisis económico de dichas estimulaciones y pruebas de laboratorio donde se hallan parámetros necesarios que ofrecen los productos más utilizados en el mercado. Finalmente se logra concluir que estas estimulaciones son efectivas y han ayudado a mejorar la productividad del campo, para mejorar la eficiencia se aconseja tratar zonas de mejor receptividad, pozos con condiciones específicas y las formulaciones de crudo inhibido mejor adaptadas.



Empty box for the description of the thesis or degree work.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

Is a mature field in secondary recovery with water injection since the very beginning of its development, presenting channeling and high water cuts.

In order to recover the production potential of the wells, stimulation work has been used in the last years with the aim of improving the conditions of oil mobility, based on crude oil from the same field.

This paper is based on an analysis of the treatments executed between 2013 and 2019, statistically, qualitatively and economically of the stimulation treatments with inhibited crude oil carried out in the San Francisco field of the company Ecopetrol S.A.

This work is based on an analysis of the production of crude oil and water cut with the different variables involved in the treatments, as well as the economic analysis of these stimulations, and laboratory tests where are found necessary parameters offered by the most used products in the market.



Finally, it is concluded that these stimulations are effective and have helped to improve the productivity of the field, to improve efficiency it is advisable to treat areas of better receptivity, wells with specific conditions and the formulations of inhibited crude that adapted the best.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Jurado: Luis Fernando Bonilla Camacho

Firma:

Nombre Jurado: Javier Andrés Martínez Pérez

Firma:

RECUPERACIÓN DEL POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE ACEITE EN POZOS DE UN
CAMPO MADURO APLICANDO MODIFICADORES DE MOVILIDAD DE FLUIDOS
(FMM) EN TRATAMIENTOS CON CRUDO

RAFAEL EDUARDO FIERRO DÍAZ
JUAN SEBASTIAN GUERRERO RINCÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2019

RECUPERACIÓN DEL POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE ACEITE EN POZOS DE UN
CAMPO MADURO APLICANDO MODIFICADORES DE MOVILIDAD DE FLUIDOS EN
TRATAMIENTOS CON CRUDO

RAFAEL EDUARDO FIERRO DÍAZ
JUAN SEBASTIAN GUERRERO RINCÓN

Director:

GERMÁN LUCUARA ZAMBRANO

Codirector:

ERVIN ARANDA ARANDA

Asesor:

ESTEBAN ALEJANDRO PAREJA

Trabajo de grado para optar por el título de
Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA

2019

Agradecimientos

A Dios, quien siempre es nuestro principal apoyo y nos motiva a trabajar incansablemente.

A nuestras familias por criarnos y brindarnos tanto amor y creer en nosotros, nuestras capacidades y apoyarnos en todo el camino hasta conseguir este logro.

A nuestra universidad, por habernos permitido formarnos en ella así como a todas las personas que fueron parte de este proceso.

A Germán Lucuara Zambrano por su dirección en este proyecto, por ser una persona dispuesta a compartir sus conocimientos con nosotros y apoyarnos en cada aspecto posible, hasta convertirse en más que un director, un mentor.

A Ervin Aranda Aranda, por su dirección, por ser acertado en sus comentarios, consejos y por brindarnos su amistad.

A nuestros docentes quienes nos han dado una formación académica de primera categoría.

A Esteban Alejandro Pareja por ejercer el rol de asesor en este proyecto, sus valiosos consejos y su presteza para ayudarnos cuando lo necesitamos.

Al equipo de PE de Halliburton en cabeza de Omar y Sergio por su apoyo durante la etapa de pruebas de laboratorio.

Rafael Eduardo Fierro Diaz

Juan Sebastian Guerrero Rincón

Listado de figuras.

Figura 1. Localización del campo San Francisco.	14
Figura 2. Acceso al campo San Francisco.....	15
Figura 3. Condición hidrológica Huila Norte	16
Figura 4. Mapa geológico de la cuenca del Valle Superior del Magdalena	17
Figura 5:Esquema de un sistema agua-roca-petróleo	26
Figura 6: Roca mojada por agua.	28
Figura 7: Sistemas con diferentes mojabilidades	28
Figura 8: Clasificación de los surfactantes.	33
Figura 9 Tensiones interfaciales registradas para crudo inhibido con uso de surfactante TC vs. Agua de formación.....	36
Figura 10 Tensiones interfaciales registradas para crudo inhibido con uso de surfactante OP1 vs. Agua de formación.....	37
Figura 11 Tensiones interfaciales registradas para crudo inhibido con uso de surfactante HF vs. Agua de formación.....	39
Figura 12 Tensiones interfaciales registradas para crudo inhibido con uso de surfactante GP 1 vs. Agua de formación.....	40
Figura 13 Tensiones interfaciales registradas para crudo inhibido con uso de surfactante GP 1.1 vs. Agua de formación	41
Figura 14 Tensiones interfaciales registradas para crudo inhibido con uso de surfactante A-01 vs. Agua de formación.....	42
Figura 15 Tensiones interfaciales registradas para crudo inhibido con uso de surfactante B-01 vs. Agua de formación.....	43

Figura 16 Ejemplo de rompimiento total de la emulsión en las 3 proporciones planteadas en la prueba de compatibilidad	50
Figura 17 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 04	58
Figura 18 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 05	60
Figura 19 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 07	62
Figura 20 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 08	65
Figura 21 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 10	67
Figura 22 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 11	70
Figura 23 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 12	73
Figura 24 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 15	75
Figura 25 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 16	78
Figura 26 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 17	80
Figura 27 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 19	82
Figura 28 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 20	84
Figura 29 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 21	86
Figura 30 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 22	88
Figura 31 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 23	91
Figura 32 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 24	93
Figura 33 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 25	95
Figura 34 Incremental acumulado promedio de producción de los pozos de las mallas intervenidas.....	96
Figura 35. Relación entre trabajos realizados anualmente e incremental anual acumulado	98

Figura 36 Comportamiento de producción posterior a las estimulaciones con crudo inhibido realizadas en el campo.....	98
Figura 37 Relación entre incremental anual acumulado y formulación con la que se realizaron dichos trabajos	100
Figura 38 Comportamiento de la producción de aceite según el rango de tensión interfacial agua-crudo con que se realizó cada estimulación	101
Figura 39 comportamiento de la variación del %BSW según el rango de tensión interfacial agua-crudo con que se realizó cada estimulación	102
Figura 40 Comportamiento de la producción de aceite según el uso de inhibidor de asfaltenos en la formulación de crudo inhibido	103
Figura 41 Comportamiento de la variación del %BSW según el uso de inhibidor de asfaltenos en la formulación de crudo inhibido	103
Figura 42 Comportamiento de la producción de aceite según la geometría de pozo estimulada	104
Figura 43 Comportamiento del %BSW según la geometría de pozo estimulada.....	105
Figura 44 Diagrama de flujo que representa el proceso que lleva a la toma de decisión sobre estimular un pozo del campo usando crudo inhibido.....	108
Figura 45 Layout tipo para una estimulación con crudo inhibido tipo rigless	122
Figura 46. Curva de producción para el pozo 02.....	124
Figura 47. Curva de producción para el pozo 11	124
Figura 48. . Curva de producción para el pozo 14.....	125
Figura 49. Curva de producción para el pozo 24.....	125
Figura 50. Curva de producción para el pozo 25	126
Figura 51. Curva de producción para el pozo 30.....	126

Figura 52. Curva de producción para el pozo 42.....	127
Figura 53. Curva de producción para el pozo 46.....	127
Figura 54. Curva de producción para el pozo 53.....	128
Figura 55. Curva de producción para el pozo 59.....	128
Figura 56. Curva de producción para el pozo 60.....	129
Figura 57. Curva de producción para el pozo 61.....	129
Figura 58. Curva de producción para el pozo 66.....	130
Figura 59. Curva de producción para el pozo 69.....	130
Figura 60. Curva de producción para el pozo 87.....	131
Figura 61. Curva de producción para el pozo 92.....	131
Figura 62. Curva de producción para el pozo 94.....	132
Figura 63. Curva de producción para el pozo 97.....	132
Figura 64. Curva de producción para el pozo 98.....	133
Figura 65. Curva de producción para el pozo 100.....	133
Figura 66. Curva de producción para el pozo 111.....	134
Figura 67. Curva de producción para el pozo 129.....	134
Figura 68. Curva de producción para el pozo 131.....	135
Figura 69. Curva de producción para el pozo 135.....	135
Figura 70. Curva de producción para el pozo 140.....	136
Figura 71. Curva de producción para el pozo 141.....	136
Figura 72. Curva de producción para el pozo 147.....	137
Figura 73. Curva de producción para el pozo 160.....	137
Figura 74. Curva de producción para el pozo 164.....	138

Figura 75. Curva de producción para el pozo 165	138
Figura 76. Curva de producción para el pozo 176	139
Figura 77. Curva de producción para el pozo 182	139
Figura 78. Curva de producción para el pozo 185	140

Listado de Tablas

Tabla 1 Concentración de componentes del crudo inhibido a tratar.....	34
Tabla 2 Caracterización del crudo inhibido.....	34
Tabla 3 Propiedades medidas para crudo inhibido con uso de surfactante TC	35
Tabla 4 Propiedades medidas para crudo inhibido con uso de surfactante OP1	37
Tabla 5 Propiedades medidas para crudo inhibido con uso de surfactante HF	38
Tabla 6 Propiedades medidas para crudo inhibido con uso de surfactante GP 1	39
Tabla 7 Propiedades medidas para crudo inhibido con uso de surfactante GP 1.1	40
Tabla 8 Propiedades medidas para crudo inhibido con uso de surfactante A-01	41
Tabla 9 Propiedades medidas para crudo inhibido con uso de surfactante B-01	43
Tabla 10 Selección de mejor concentración de cada surfactante.....	44
Tabla 11 Tendencia a la mojabilidad del tratamiento	45
Tabla 12 Resultado pruebas de detergencia	46
Tabla 13 Resultados de compatibilidad para surfactante TC	50
Tabla 14 Resultados de compatibilidad para surfactante OP1	51
Tabla 15 Resultados de compatibilidad para surfactante HF	51
Tabla 16 Resultados de compatibilidad para surfactante GP 1	52
Tabla 17 Resultados de compatibilidad para surfactante GP 1.1	52
Tabla 18 Resultados de compatibilidad para surfactante A-01	53
Tabla 19 Resultados de compatibilidad para surfactante B-01	53
Tabla 20 Datos generales de los pozos de la malla 04.....	56
Tabla 21 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 04	56
Tabla 22 Datos generales de los pozos de la malla 05.....	59

Tabla 23 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 05	59
Tabla 24 Datos generales de los pozos de la malla 07	61
Tabla 25 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 07	61
Tabla 26 Datos generales de los pozos de la malla 08	63
Tabla 27 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 08	63
Tabla 28 Datos generales de los pozos de la malla 10	66
Tabla 29 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 10	66
Tabla 30 Datos generales de los pozos de la malla 11	68
Tabla 31 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 11	68
Tabla 32 Datos generales de los pozos de la malla 12	71
Tabla 33 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 12	71
Tabla 34 Datos generales de los pozos de la malla 15	74
Tabla 35 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 15	74
Tabla 36 Datos generales de los pozos de la malla 16	76
Tabla 37 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 16	76
Tabla 38 Datos generales de los pozos de la malla 17	79
Tabla 39 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 17	79
Tabla 40 Datos generales de los pozos de la malla 19	81
Tabla 41 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 19	81
Tabla 42 Datos generales de los pozos de la malla 20	83
Tabla 43 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 20	83
Tabla 44 Datos generales de los pozos de la malla 21	85
Tabla 45 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 21	85

Tabla 46 Datos generales de los pozos de la malla 22.....	87
Tabla 47 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 22.....	87
Tabla 48 Datos generales de los pozos de la malla 23.....	89
Tabla 49 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 23.....	89
Tabla 50 Datos generales de los pozos de la malla 24.....	92
Tabla 51 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 24.....	92
Tabla 52 Datos generales de los pozos de la malla 25.....	94
Tabla 53 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 25.....	94
Tabla 54. Parámetros evaluados en el análisis económico.....	106
Tabla 55 Recomendaciones para cada malla.....	112
Tabla 56 Composición de cada una de las formulaciones utilizadas.....	123
Tabla 57 Factores que influyen en el análisis financiero.....	123

RESUMEN

El campo San Francisco es un campo maduro que tiene recobro secundario con inyección de agua desde el inicio del desarrollo del campo presentando canalizaciones y altos cortes de agua.

Con el fin de recuperar el potencial de producción de los pozos, en los últimos años se han realizado trabajos de estimulación con el objetivo de mejorar las condiciones de movilidad del aceite, teniendo como fluido base el crudo del mismo campo.

Este trabajo está basado en un análisis de los tratamientos realizados desde el 2013 hasta el 2019, tanto estadístico como cualitativo y económico de los tratamientos de estimulación con crudo inhibido realizados en el campo San Francisco de la compañía Ecopetrol S.A. Se realiza un análisis de la producción de crudo y agua con las distintas variables que intervienen en los tratamientos, así como el análisis económico de dichas estimulaciones y pruebas de laboratorio donde se hallan parámetros necesarios que ofrecen los productos más utilizados en el mercado. Finalmente se logra concluir que estas estimulaciones son efectivas y han ayudado a mejorar la productividad del campo, para mejorar la eficiencia se aconseja tratar zonas de mejor receptividad, pozos con condiciones específicas y las formulaciones de crudo inhibido mejor adaptadas.

INTRODUCCIÓN

Uno de los grandes retos de la industria petrolera y la economía del país consiste en aumentar las reservas de hidrocarburos descubiertas hasta el día de hoy, existiendo de esta forma diferentes mecanismos y métodos que incrementan la producción de un campo. Ecopetrol S.A. tiene como una de sus prioridades mitigar el fenómeno de declinación en la curva de producción por cada campo, para aumentar los hidrocarburos producidos.

En el campo San Francisco ubicado en el departamento del Huila, operado por la compañía Ecopetrol S.A. se tiene como objetivo primordial el incremento de producción y por consiguiente el factor de recobro del campo en cuestión, para ello se ha trabajado con proyectos de modificadores de movilidad de fluidos en tratamientos de estimulación de crudo.

En este proyecto se estudian los tratamientos químicos en laboratorio para poder plantear mejoras a los diseños de acuerdo con productos de últimas tecnologías; se realiza el análisis de los tratamientos de estimulación orgánica con crudo inhibido realizados desde el 2013 hasta el momento teniendo en cuenta todos los parámetros que influyen para que los tratamientos sean o no eficientes, además de ello se realiza un estudio económico en donde se examina si los tratamientos son económicamente rentables.

Capítulo 1

Generalidades del Campo San Francisco

1.1. Antecedentes

El campo San Francisco está localizado en la porción norte de la cuenca del Valle Superior del Magdalena, 26 kilómetros al norte de la ciudad de Neiva, en jurisdicción de los municipios de Neiva y Aipe en el departamento del Huila. Ver Figura 1.

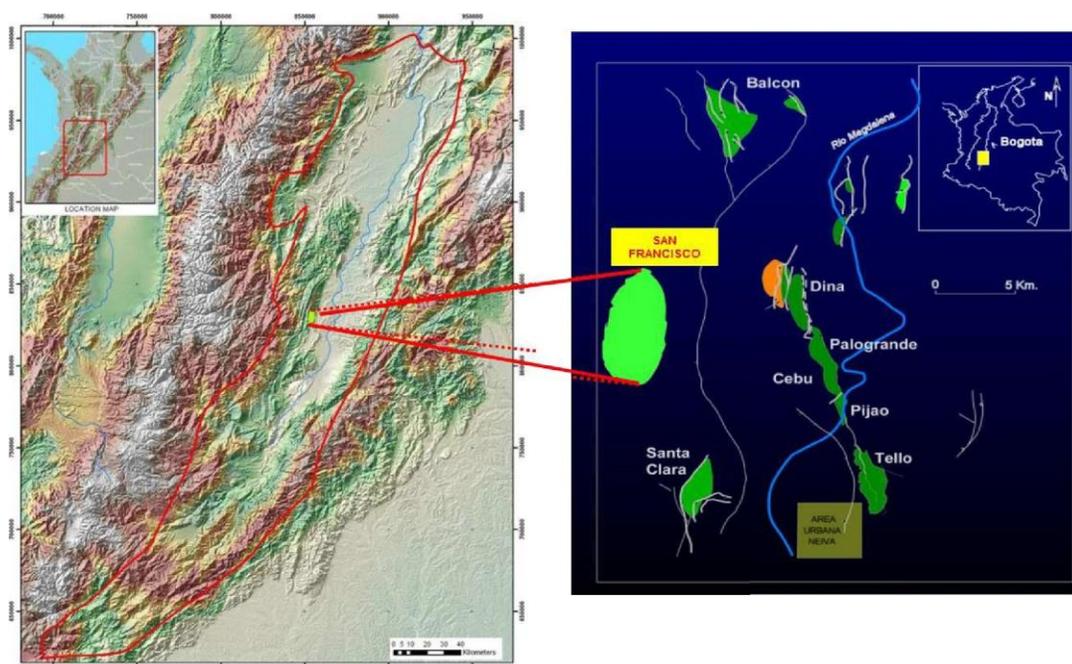


Figura 1. Localización del campo San Francisco.

El campo San Francisco fue descubierto por la compañía HOCOL en 1985 con la perforación del pozo exploratorio SF-OO1; su comercialidad fue otorgada en el mismo año después de haber perforado 3 pozos exploratorios que confirmaron la extensión del yacimiento; durante el segundo semestre del año 2013 se perforaron 28 pozos adicionales con cuya información se delimitó completamente el yacimiento. En abril de 2012 finaliza el contrato de asociación y empieza a ser operado por Ecopetrol S. A.

En el área se han perforado 194 pozos hasta la fecha de julio 2013 que drenan los yacimientos de las formaciones Caballos Superior KCU y Caballos Inferior KCL y en algunos de ellos la formación Tetuán; de los cuales 98 son productores, 74 inyectores y 22 inactivos. El sistema de levantamiento artificial utilizado en el campo ha variado a través del tiempo, pasando de flujo natural a los utilizados hoy día como bombeo electrosumergible, bombeo mecánico y bombeo de cavidades progresivas.

1.2 Generalidades infraestructura del área

El acceso al campo es por la vía que conduce de Neiva a Bogotá; se desvía al occidente en el Km 17, hacia la vereda San Francisco por una carretera pavimentada de 14.5 Km hasta la zona administrativa El Monal. Hay una vía alterna destapada que se desprende de la vía Neiva-Bogotá en el Km 9 con una longitud de 6.5 Km hasta el puente antiguo sobre el río Baché, donde inicia el campo San Francisco. Ver Figura 2.

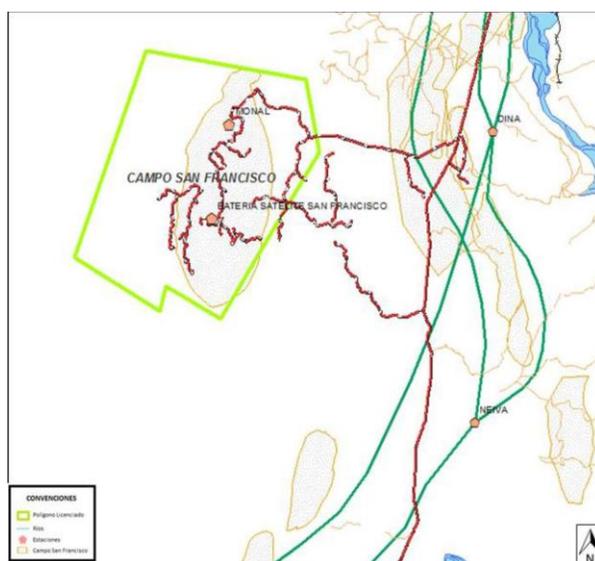


Figura 2. Acceso al campo San Francisco

Las explanaciones de los pozos fueron construidas en su mayoría en terreno montañoso, de corte relleno balanceado. Cada explanación cuenta con obras de estabilización geotécnica, cunetas revestidas para drenaje de aguas lluvias, trampas de aceites y grasas, contrapozo de concreto,

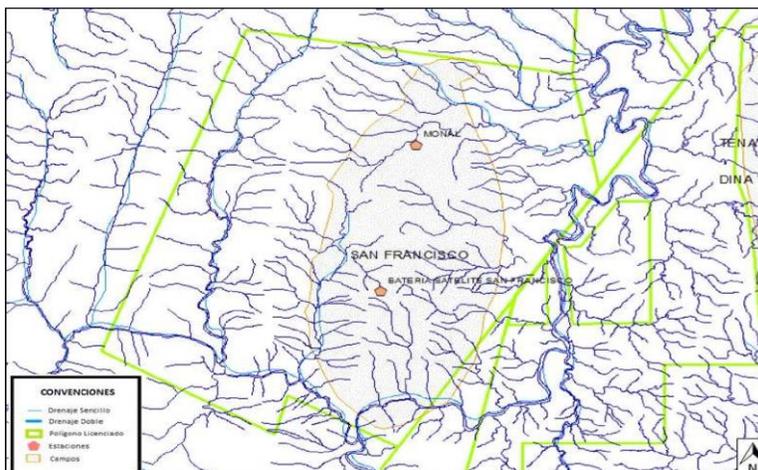


Figura 3. Condición hidrológica Huila Norte

1.3 Localización geográfica

El campo San Francisco se localiza en el sector de la asociación Palermo, dentro del corregimiento de San Francisco, municipio de Palermo-Huila unos 17 km de la vía principal Neiva-Bogotá. Comprende un área de 57143 Ha que se determinan tomando como punto de referencia el vértice geodésico Aipe-292 del instituto geográfico Agustín Codazzi y cuyas coordenadas Gauss origen Bogotá son:

N-852016,84 m.

S-861203,18 m.

El campo San Francisco es un anticlinal de superficie muy ondulada y presenta una geología de superficie variable; tiene una profundidad somera del yacimiento (formación Caballos a 1600-4000 ft).

1.4 Características del campo San Francisco

El campo San Francisco está localizado en la sub-cuenca de Neiva en el Valle Superior del Magdalena, una depresión amplia orientada en sentido NE, de aproximadamente 400 Km de longitud, ubicada entre las cordilleras Central y Occidental en un marco de placa continental de intramontaña. La subcuenca de Neiva es una de las varias sub-cuencas en echelon las cuales fueron originadas durante la orogenia Calima (Eoceno-Oligoceno).

La parte occidental de la Cuenca de Neiva se caracteriza por el Sistema de Fallas de Cabalgamiento de Chusma con orientación noreste-suroeste y por el anticlinal de San Francisco, el cual se puede apreciar claramente en superficie como se observa en la Figura 3. En la parte central de la cuenca de Neiva se ha desarrollado un cinturón de cabalgamientos imbricados que están progresivamente truncados hacia el oriente por la discordancia de edad Mioceno y por las formaciones supra-yacentes Barzalosa y Honda. Al norte, estas formaciones supra-yacen directamente sobre el basamento en el Alto de Natagaima / Patá, las cuales separan la sub-cuenca de la sub-cuenca de Girardot.

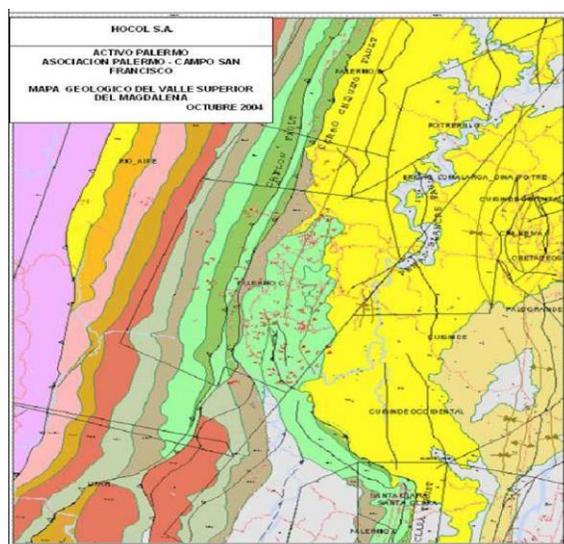


Figura 4. Mapa geológico de la cuenca del Valle Superior del Magdalena

El campo produce de la formación Caballos (rocas cretáceas del Albiano-Aptiano). La formación Villeta es el sello de la estructura y es la formación generadora de hidrocarburos. Los intervalos Superior (KCU) e Inferior (KCL) de la formación Caballos están separados por 100 pies de shales ricos en materia orgánica, denominados Caballos Medio (KCM).

Toda la producción es recolectada y tratada en las dos estaciones del campo, Monal en el norte y Satélite 7 km al sur. Estas estaciones tienen equipos y capacidad de tratamiento similares. La producción de aceite es recolectada en cada estación y se envía a través de la línea de transferencia a la estación de bombe Tenay y de ahí al oleoducto del alto Magdalena.

El agua producida es tratada en la planta de inyección de agua ubicada en las instalaciones del Monal. Esta planta está diseñada para tratar un volumen de 290.000 barriles de agua por día y además del agua de producción, se cuenta con el agua externa del acuífero Babillas y Arensa, catalogadas como aguas frescas.

Capítulo 2

Fundamentos de la estimulación de pozos

Durante la vida productiva de un pozo o durante el periodo de terminación de este, ocurren daños a la formación en donde algunas veces este inconveniente puede ser sencillo y fácil de corregir, pero en otras ocasiones puede ser imposible. A través de la historia se ha venido trabajando con la estimulación de pozos, que es un conjunto de operaciones que se han desarrollado para corregir los daños a la formación.

2.1. Antecedentes históricos de la estimulación

Los primeros intentos de estimulación ocurrieron en el año 1890 cuando la nitroglicerina fue utilizada para estimular rocas duras en los estados del noroeste de Estados Unidos. El concepto allí era fracturar el intervalo de la producción en la región cercana del pozo para aumentar la producción, aunque es en lo absoluto peligroso, esta técnica tuvo éxito en incrementar la producción del gas, aceite y agua. (Halliburton, 2001)

2.2. Daño a la formación

El término Daño a la formación es aplicado cuando la permeabilidad de la zona cercana al pozo es alterada, esta reducción de la permeabilidad puede ocurrir durante las operaciones de perforación y completamiento principalmente, también durante la producción. Generalmente el factor de daño se representa con la letra (s) y puede tener valores entre 1 y 7, si se tienen valores de $S > 7$ el daño se considera severo y si $s > 10$, los efectos del daño son muy graves.

Craft y Hawkins (1959) fueron los primeros en relacionar el factor de daño de formación con la permeabilidad de la zona dañada y el radio de daño en una expresión matemática de la siguiente manera.

$$S = \left[\frac{K}{K_s} - 1 \right] \ln \frac{r_s}{r_w}$$

Donde:

s: Factor de daño.

k: Permeabilidad media de la formación.

K_s : Permeabilidad media de la zona alterada.

r_w : Radio de la cara del pozo (wellbore).

r_s : Radio de la zona afectada, desde el centro del pozo al extremo del daño.

2.3. Causas del daño a la formación

El daño se puede presentar debido a las siguientes causas: la perforación del pozo, los trabajos de terminación de pozo, el completamiento, procesos de recuperación secundaria, procesos de recobro mejorado y durante la vida de producción del pozo.

2.3.1. Durante la perforación

Desde el momento en que la barrena entra a la zona productora hasta que se alcanza la profundidad total del pozo, esta zona está expuesta a lodos de perforación y operaciones diversas, que afectan fuertemente la capacidad de producción del pozo.

El lodo de perforación y su filtrado, así como los controladores del pozo, también pueden causar daño a la formación. Los sólidos presentes en el lodo de perforación pueden taponar el sistema poral del yacimiento en las cercanías del pozo. El filtrado del lodo puede reaccionar con los minerales de la formación, causando migración de finos y mezclarse con el crudo de las formaciones para generar emulsiones que originan daño de formación. (González, 2014, p.11)

2.3.2. Durante la cementación

Durante la cementación de la tubería de revestimiento al bajar puede causar una presión diferencial adicional contra las zonas productoras generando pérdidas de fluidos. Las lechadas de cemento producen un alto filtrado y estas mismas pueden invadir la formación. Los fluidos lavadores y espaciadores, y otros productos químicos contenidos en la propia lechada de cemento, utilizados normalmente durante la cementación, pueden ser fuentes potenciales de daño a la formación. Los filtrados de lechadas con pH elevado son particularmente dañinos en formaciones arcillosas, adicionalmente al entrar en contacto con salmueras de la formación de alta concentración de calcio, pueden provocar precipitaciones de sales. Los filtrados del cemento son alcalinos, condición que puede originar la dispersión de minerales presentes en la composición de las rocas. También puede reaccionar con las aguas de formación y formar precipitados que dañan la permeabilidad del yacimiento. (González, 2014, p.11)

2.3.3. Durante la terminación del pozo.

Como lo expresa Quintana (2008) “Las salmueras utilizadas para el control del pozo durante los trabajos de cañoneos, efectuados en las operaciones de terminación, pueden generar emulsiones o bloqueos por agua de la formación, también pueden desestabilizar los finos de la formación productora y generar daños de formación.

Los trabajos de cementaciones correctivas pueden forzar al filtrado del cemento dentro del yacimiento y causar daño de formación, como se describe anteriormente. Algunos fluidos de estimulación (ácidos, fluidos de fracturamiento) pueden reaccionar con la mineralogía de la formación, el crudo y los fluidos presentes del yacimiento, induciendo precipitados e inestabilidad (migración) de las arcillas.”

2.3.4. Durante los trabajos de estimulación

En el momento en que se decide proceder a la estimulación de pozos, debe ser diseñada con bastante cuidado para evitar que los fluidos de tratamiento inyectados a la formación puedan dejar residuos por precipitaciones secundarias o incompatibilidades con los fluidos de la formación, puesto que estos fluidos pueden causar daños difíciles de remover y en ocasiones es imposible. Una selección inapropiada del fluido de estimulación, o el no tomar en cuenta las condiciones de los pozos en los que se realiza una estimulación, puede llevar a daños severos y en ocasiones permanentes.

Al utilizar aceite como fluido de estimulación, puede reaccionar con el crudo presente en la formación y generar precipitados de material orgánico. Este fenómeno ocurre principalmente cuando se mezclan crudos asfaltenicos con crudos parafínicos (Quintana, 2008, p.16).

2.3.5. Durante la inyección de agua

Durante un proceso de inyección de agua es necesario hacer un tratamiento previo al agua o se puede presentar daño de formación por el hinchamiento y dispersión de las arcillas, por precipitación de incrustaciones debido a incompatibilidad entre el agua de formación y el agua de inyección, por taponamiento de poros por sólidos contenidos en el fluido de inyección y por la acción bacteriana cuando el agua que se inyecta se encuentra contaminada con bacterias y/o con O_2 .

2.3.6. Durante la inyección de gas.

Cuando se inyecta gas que contiene concentración de C_3^+ mayor al 3%, se puede inducir a la precipitación de asfaltenos, lo cual origina daño de formación. (Quintana, 2008, p.17).

Durante la inyección de gas se puede crear flujo turbulento y esto genera un arrastre de residuos lubricantes y productos de la corrosión que pueden taponar las cercanías del pozo.

2.3.7. Durante la producción.

Cuando un pozo produce por encima de la tasa crítica de producción (tasa a la cual migran los finos) puede originar un daño por taponamiento del yacimiento.

En la vida productiva de un pozo también se puede precipitar material inorgánico por el desequilibrio térmico que se produce en el yacimiento, lo cual hace que los iones presentes en las aguas de formación pierdan solubilidad.

Durante la producción de un pozo pueden originarse cambios en la estabilidad de los fluidos producidos, pudiéndose propiciar precipitaciones orgánicas (asfaltenos y/o parafinas) o inorgánicas (sales) con la consecuente obstrucción del espacio poroso y el daño a la formación. Asimismo, en pozos de gas pueden ocurrir fenómenos de condensación retrógrada que ocasionan bloqueos de líquidos en la vecindad del pozo. (González, 2014, p.13)

En ocasiones es necesario usar productos químicos para inhibir precipitación o corrosión, su efecto puede alterar las condiciones de mojabilidad de la roca en forma desfavorable.

2.3.7.1. Precipitación Orgánica.

Las especies orgánicas más comunes que causan daño a la formación son las parafinas y asfaltenos. Las parafinas son hidrocarburos de cadena larga que precipitan ciertos tipos de crudo cuando la temperatura baja o la composición cambia por la liberación de gas. Los asfaltenos son compuestos orgánicos de apariencia fina y su color va de negro a café oscuro, tienen alto peso molecular con un rango de entre mil a 50 mil uma (Unidad de Masa Atómica) mientras una partícula de metano solo tiene 16 uma. Los asfaltenos se encuentran suspendidos coloidalmente en el crudo por una

capa estabilizante impidiendo que se precipiten. Cuando se precipitan por fuerzas mecánicas o químicas pueden aglomerarse, generar taponamientos y adherirse a las paredes de la formación o de tuberías por cargas eléctricas. (Arriola, 2017)

2.3.7.2. Precipitación Inorgánica

También llamadas incrustaciones, que son un recubrimiento denso de material inorgánico formado por la precipitación de sales generadas partiendo de distintos constituyentes solubles en el agua. Se han identificado varios tipos de incrustaciones inorgánicas: CaCO_3 Carbonato de calcio, CaSO_4 sulfato de calcio, BaSO_4 sulfato de bario, NaCl cloruro de sodio, FeCO_3 carbonato de hierro, Fe_2S_3 sulfuro de hierro y FeO óxido de hierro. El CaCO_3 es el agente precipitante que se presenta con mayor frecuencia. La tendencia a estas precipitaciones está dada por los distintos iones presentes en el agua de formación y el pH.

2.3.7.3. Bloqueo por agua

Es una reducción en la permeabilidad relativa al petróleo por el incremento de la saturación del agua en el medio poroso en cercanías al pozo. Esto puede ocurrir cuando se filtra a la formación agua proveniente de los fluidos de perforación, completamiento o reparación, o por comunicación con una zona productora de agua. La región de alta saturación de agua resultante cerca al pozo reduce la permeabilidad de la formación al petróleo. Un bloqueo por agua en general se elimina por sí solo, pero en general viene asociado con otros tipos de daño que enmascaran su identificación e impiden su eliminación. (CIED, 1996. p.32).

2.3.7.4. Bloqueo de aceite

Cualquier fluido base aceite que invada yacimientos de gas, especialmente en zonas de baja permeabilidad, causará reducción considerable a la permeabilidad relativa al gas. La aparición de este bloqueo puede estar asociada mayormente a condensación retrógrada del gas.

2.3.7.5. Bloqueo por emulsiones

La invasión de fluidos, ya sean filtrados de lodos de perforación, lechadas de cemento o fluidos de terminación, reparación o estimulación, pueden entremezclarse con los fluidos contenidos en la formación logrando formar emulsiones.

Las emulsiones tienen alta viscosidad, particularmente las emulsiones de agua en aceite. Se encuentran emulsiones con filtrados de hidrocarburos de lodos base aceite o fluidos de estimulación con salmueras de formación. Si estas emulsiones no son estables no generan daño a la formación, sin embargo, algunas emulsiones son estables por la presencia de agentes activos de superficie, y generan bloqueo.

2.4. Fenómenos interfaciales.

Son fenómenos que tienen ocurrencia en la interfase entre 2 fluidos debido a su capilaridad, fuerzas de atracción, polaridad, entre otros. Estas fuerzas reflejan la capacidad que tienen 2 fluidos para emulsionarse o mezclarse.

2.4.1 Tensión Superficial.

Es la cantidad de energía que se requiere para incrementar la superficie de un líquido por unidad de área. Esta barrera de energía impide que un líquido (como el agua) se mezcle espontáneamente con el aire formando una espuma. Para hacer una espuma, tal como se utiliza para el fluido de perforación, la tensión superficial del líquido debe reducirse adicionando un tercer componente (un espumante) que se acumula en la interfaz. La preparación de la espuma suele requerir energía mecánica para romper el líquido suelto en películas delgadas alrededor de cada burbuja de gas. (Schlumberger Oilfield Glossary, 2019)

2.4.2. Tensión interfacial.

Una propiedad de la interfaz entre dos fases inmiscibles. Cuando ambas fases son líquidas se denomina tensión interfacial: cuando una de las fases es el aire se denomina tensión superficial. La tensión interfacial es la energía de Gibbs por unidad de área de interfaz a temperatura y presión fijas. La tensión interfacial se produce porque una molécula cerca de una interfaz tiene interacciones moleculares diferentes de una molécula equivalente dentro del fluido estándar. (Schlumberger Oilfield Glossary, 2019)

2.4.3. Angulo de contacto.

Rodríguez (2010) definen el ángulo de contacto como “El ángulo que forma la superficie de un líquido al entrar en contacto con una superficie sólida. El valor del ángulo de contacto depende principalmente de la relación existente entre las fuerzas adhesivas del líquido y del sólido y las fuerzas cohesivas del propio líquido. Cuando una fase líquida y una fase sólida entran en contacto, forman una interfase común. La mojabilidad es la capacidad de los sólidos para formar interfases con los líquidos. La mojabilidad de un determinado sólido por un líquido viene determinada por el ángulo de contacto θ ”. Un ángulo de contacto m como se muestra en la Figura 5.

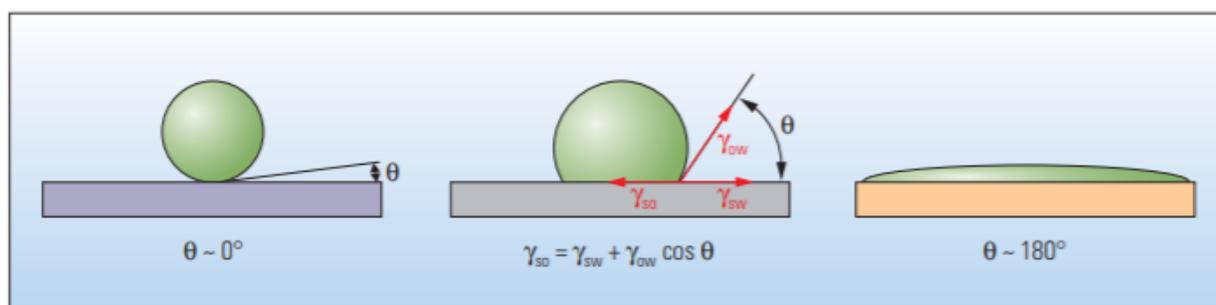


Figura 5: Esquema de un sistema agua-roca-petróleo

2.4.4. Mojabilidad.

La preferencia de un sólido por el contacto con un líquido o un gas, conocido como la fase mojante, en vez de otro. La fase mojante tenderá a dispersarse sobre la fase sólida y un sólido poroso tenderá a absorber la fase mojante, desplazando en ambos casos la fase no mojante. Las rocas pueden ser humedecidas con agua, humedecidas con petróleo o con una mojabilidad intermedia como se observa en la Figura 7. El estado intermedio de humectabilidad puede ser causado por un sistema de mojabilidad mixta, en el que algunas superficies o granos se encuentran humedecidos con agua y otros con petróleo, o un sistema neutral en el que las superficies no se encuentran intensamente humedecidas con agua ni con petróleo. Tanto el agua como el petróleo humedecen la mayor parte de los materiales con preferencia con respecto al gas, pero el gas puede humedecer el azufre, el grafito y el carbón. La mojabilidad afecta la permeabilidad relativa, las propiedades eléctricas y los perfiles de saturación del yacimiento. El estado mojante incide en los procesos de inyección de agua y en el avance del acuífero en un yacimiento. (Schlumberger Oilfield Glossary, 2019)

Paris de Ferrer (2009) dice que para ángulos de contacto θ menores a 90° son mojados por agua, y mayores a 90° son mojados por petróleos. Para valores de θ cercanos a 90° presenta igual preferencia a mojarse con los dos fluidos.

$$\cos(\theta) = \frac{\sigma_{os} - \sigma_{ws}}{\sigma_{ow}}$$

Donde σ_{os} es la energía interfacial en el sólido y el petróleo, σ_{ws} es la energía interfacial entre el sólido y el agua, y σ_{ow} es la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, y en la Figura 6. se observa el balance de fuerzas que actúa en el punto de contacto de los fluidos con la superficie sólida

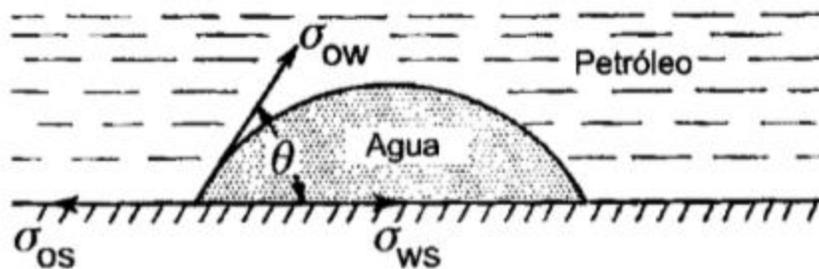


Figura 6: Roca mojada por agua.

Figura tomada de: Paris de Ferrer. M. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.

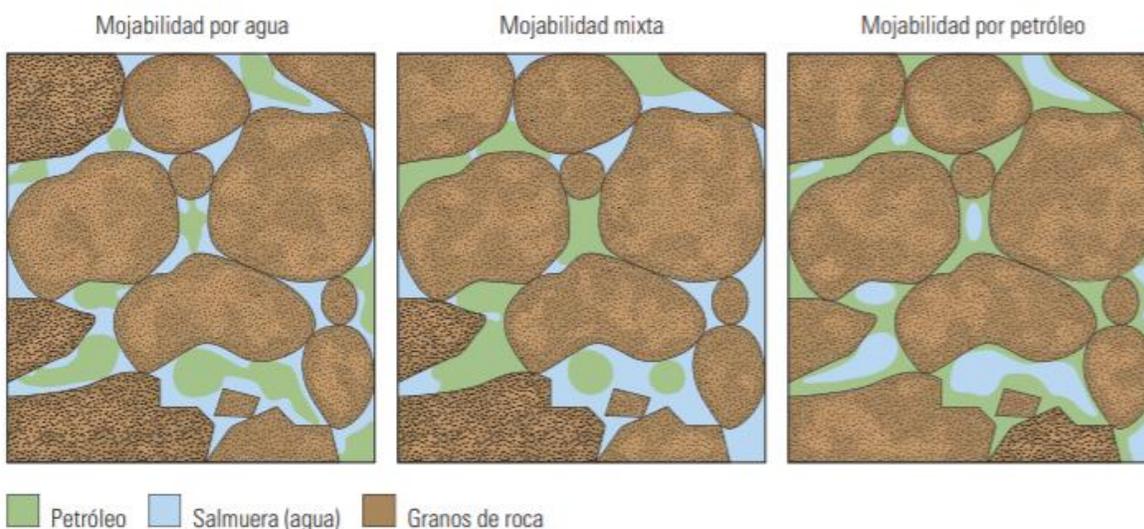


Figura 7: Sistemas con diferentes mojabilidades

2.4.5. Capilaridad.

Paris de Ferrer (2009) expresa que la capilaridad es una propiedad de los fluidos que depende de su tensión superficial la cual, a su vez, depende de la cohesión del fluido. Es una característica de un sistema sólido-líquido manifestada por la tendencia del líquido en contacto con el sólido al levantarse o caer arriba o abajo del nivel del líquido circundante; este fenómeno se puede observar en un tubo de diámetro interno pequeño (tubo capilar).

$$h = \left[\frac{2\gamma\cos(\theta)}{\rho gr} \right]$$

Donde:

γ = tensión superficial interfacial (N/m)

θ = ángulo de contacto

ρ = densidad del líquido h (kg/m³)

g = aceleración debida a la gravedad (m/s²)

r = radio del tubo (m)

2.5. Estimulación de pozos

Se conoce como estimulación de pozos a un conjunto de tratamientos realizados para restaurar o mejorar la productividad de un pozo por encima de su valor natural. La estimulación es una actividad fundamental para mantener o aumentar la producción de aceite y gas.

Los tratamientos de estimulación se dividen en dos grupos principales: tratamientos de fracturamiento hidráulico y tratamientos matriciales: Los tratamientos de fracturamiento se realizan a una presión superior a la de fractura de la formación del yacimiento y crean una trayectoria de flujo altamente conductivo entre el yacimiento y el pozo. Los tratamientos matriciales se realizan a una presión inferior a la de fractura del yacimiento y, en general, están diseñados para remoción de algún tipo de daño. (Schlumberger Oilfield Glossary, 2007)

2.5.1 Estimulación matricial

La estimulación matricial es un proceso de inyección de fluido en la formación, sea ácido o solvente, a presiones inferiores a la presión de fractura, para mejorar la producción o la capacidad

de flujo de un pozo. Los objetivos de un tratamiento matricial son diferentes en areniscas que en carbonatos. En areniscas, los tratamientos matriciales restauran o mejoran la permeabilidad natural de la formación alrededor del pozo al remover el daño de la formación, disolver material que taponan los poros o aumentar el tamaño de los espacios porosos. En carbonatos, la estimulación matricial crea nuevos canales (túneles) altamente conductores que sortean los daños. (Schlumberger Oilfield Glossary, 2007).

2.5.1.1 Estimulación matricial reactiva

Este tipo de estimulación también es conocida como estimulación ácida, consiste en que los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente para disolver los materiales que dañan la formación, o crear nuevos canales de flujo entre la roca misma. Esta estimulación se utiliza para remover algunos tipos de daño como precipitaciones inorgánicas, daños por partículas sólidas, etc.

2.5.1.2 Estimulación matricial no reactiva

También conocida como estimulación no ácida, los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales o sólidos de la roca. En estos casos se emplean principalmente soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes mutuos, con aditivos (principalmente surfactantes). Esta estimulación se utiliza para remover daños por bloqueo de agua, aceite o emulsión; daños por depósitos orgánicos como asfaltenos o parafinas, etc.

2.6. Aditivos

Existe una gran cantidad de aditivos que se utilizan en los tratamientos de estimulación, que facilitan el uso de los sistemas permitiendo una mayor efectividad. Estos pueden clasificarse como:

2.6.1. Agente divergente.

Es un producto químico utilizado para asegurar una inyección uniforme en el área que se va a tratar. Los agentes divergentes, también llamados divergentes químicos, funcionan mediante la creación de un efecto de bloqueo que se limpia con seguridad luego del tratamiento, lo que permite mejorar la productividad en todo el intervalo tratado. En la acidificación matricial en pozos de inyección, se utiliza ácido benzoico como divergente químico, mientras que, en pozos de producción, se utilizan resinas solubles en petróleo. Ambos compuestos son ligeramente solubles o inertes en un medio ácido [HCl], pero después de funcionar como divergente se disuelven respectivamente. A las espumas estables y viscosas generadas en la matriz de la roca también se las considera divergentes químicos. (Schlumberger Oilfield Glossary, 2007)

2.6.2. Solventes mutuales.

Aditivo químico para tratamientos de estimulación que es soluble en petróleo, agua y fluidos de tratamiento con base ácida. Los solventes mutuos se utilizan de forma rutinaria en diversas aplicaciones, como la remoción de depósitos de hidrocarburos pesados, el control de humedad de las superficies de contacto antes, durante y después de un tratamiento y la prevención o descomposición de emulsiones. (Schlumberger Oilfield Glossary, 2007)

2.6.3. Inhibidores de corrosión.

Son materiales fuertemente catiónicos, con afinidad por las superficies metálicas, para ser efectivos deben tener la capacidad de adherirse al interior de la tubería formando una capa protectora. Su función es prevenir la corrosión en todo el sistema de estimulación y de producción

2.6.4. Surfactante.

Es el elemento básico de las estimulaciones no reactivas. Es una sustancia compuesta por 2 partes, una parte hidrosoluble y la otra liposoluble, que se disuelve en 2 fases y se usa para disminuir la

tensión interfacial entre agua y crudo. Las funciones de un surfactante son: retomar la condición natural de la formación, bajar la tensión interfacial de los fluidos de estimulación, retardar la acción de los ácidos, prevenir la precipitación orgánica, evitar el hinchamiento o dispersión de arcillas y ser compatible con los fluidos de tratamiento y estimulación. El uso de surfactantes puede prevenir, remover, disminuir o agravar los daños de la formación.

Como se observan en la Figura 8. se clasifican en:

2.6.4.1. Aniónicos.

Son surfactantes en donde su grupo soluble en agua tiene una carga negativa, y el ion inorgánico es positivo. Se utilizan en formaciones de caliza y dolomitas, debido a que ellas tienen una carga superficial positiva. (Salager, 2002. p. 17)

2.7.4.2. Catiónicos.

Pese a no ser buenos detergentes (reductores de tensión interfacial) ni buenos espumantes (reductores de tensión superficial), su carga positiva les permite adsorberse muy fácilmente sobre sustratos con carga negativa como lo son la mayoría de las formaciones de areniscas. (Salager, 2002. p. 36)

2.7.4.3. No iónicos.

Son surfactantes de moléculas no ionizables, se utilizan para la producción de surfactantes iónicos y como agentes espumantes. A comparación de los surfactantes aniónicos son menos sensibles a los electrolitos, especialmente a los cationes divalentes, lo que las hace mejores que estos para ser usados en condiciones de alta salinidad. (Salager, 2002. p. 28)

2.7.4.4. Anfóteros.

Poseen 2 grupos funcionales, uno aniónico y otro catiónico. En la mayoría de los casos es el pH quien determina el carácter dominante favoreciendo una u otra de las posibles disociaciones. Su utilización como agente estimulante es muy limitada. (Salager, 2002. p. 42)

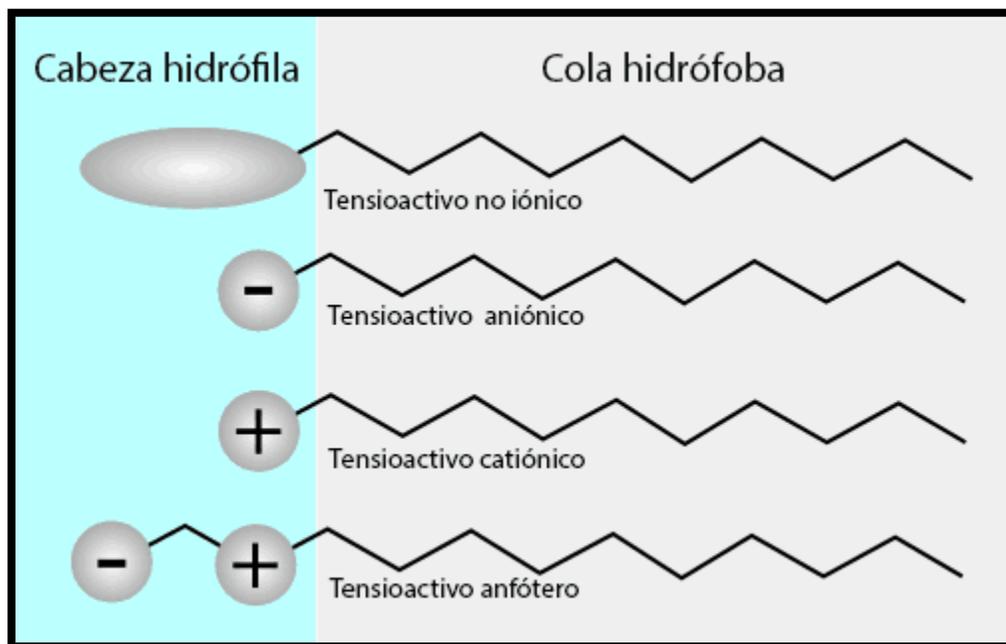


Figura 8: Clasificación de los surfactantes.

Figura tomada de: Curiosoando.com (27 junio, 2017). "¿Qué es un surfactante o tensioactivo aniónico?". <https://curiosoando.com/surfactante-o-tensioactivo-anionico>

3. Medición de parámetros en laboratorio

La finalidad de las pruebas en laboratorio es dar medición del efecto de distintos surfactantes a distintas concentraciones, para dicho propósito se toma como base una formulación sin uso de inhibidor de asfaltenos. Al tomar esta formulación se estandariza la concentración de los solventes y la variación en la concentración de los surfactantes se contrarresta con variación de la concentración de crudo.

Tabla 1 Concentración de componentes del crudo inhibido a tratar

Formulación	
Componente	[] GPT
Crudo	938-944
Solvente Mutual	10
Solvente Aromático	15
Solvente Aromático	30
Surfactante	1-7

3.1. Caracterización de crudo inhibido.

Esta densidad no tiene variación debido a la muy baja concentración de surfactante y a la baja diferencia de densidades que hay entre el crudo y el surfactante.

Tabla 2 Caracterización del crudo inhibido

Densidad	0.877 g/cm³
%BSW	0

3.2. Parámetros medidos

Es necesario obtener la mejor formulación de crudo inhibido para hacer efectivas las estimulaciones a realizar en los pozos, para ello se realizan las siguientes pruebas en donde se logra conseguir el mejor surfactante y la mejor concentración de surfactante.

3.2.1 Prueba de Tensión Interfacial

El objetivo de esta prueba es determinar la tensión interfacial entre el agua de formación y los tratamientos de estimulación con crudo inhibido que son evaluados. La prueba es realizada por el método del anillo de DüNouy en un tensiómetro Kruss - modelo K100. La obtención de bajas tensiones interfaciales garantiza que se generen bajas presiones capilares en la matriz mejorando el recobro de los fluidos posterior a un trabajo de estimulación.

[] gpt: Concentración en *Gallons per thousand*, hace referencia a una medida de la concentración expresada en 1 parte del componente líquido en 1000 partes de la mezcla.

Surfactante TC

Tabla 3 Propiedades medidas para crudo inhibido con uso de surfactante TC

Surfactante TC			
[] gpt	Tensión superficial	Angulo de contacto	Tensión interfacial
0.5	28.53	25.83	1.829
1	28.269	26.66	0.593
2	28.19	27.71	0.497
3	29.116	29.36	0.629

4	27.79	26.51	0.05
5	28.247	26.66	0.555
6	28.464	26.94	0.278
7	28.122	29.76	0.324

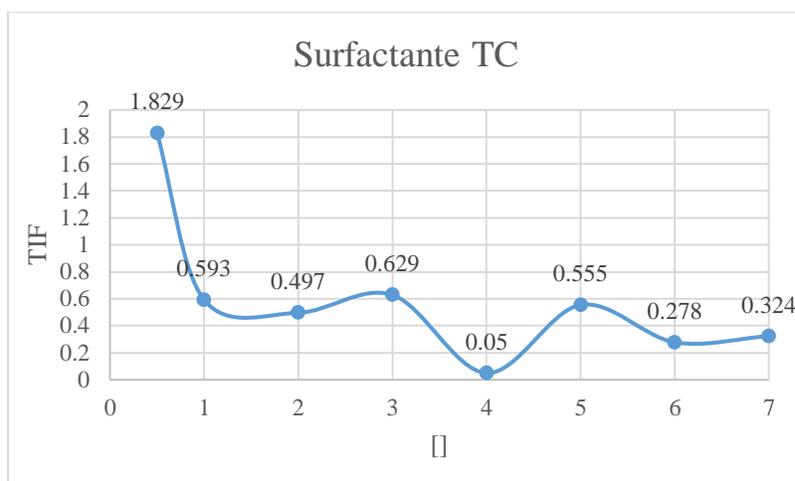


Figura 9 Tensiones interfaciales registradas para crudo inhibido con uso de surfactante TC vs. Agua de formación

Se obtienen valores de Tensión interfacial por debajo de 2.0 mN/m en todas las concentraciones, lo cual genera bajas presiones capilares y mayor recuperación del fluido bombeado. La concentración seleccionada es la concentración de 4gpt.

Surfactante OP1

Tabla 4 Propiedades medidas para crudo inhibido con uso de surfactante OP1

Surfactante OP1			
[]	Tensión superficial	Angulo de contacto	Tensión interfacial
0.5	28.874	29.88	7.129
1	28.978	30.93	5.037
2	28.112	23.4	1.905
3	27.896	27.25	0.654
4	28.738	28.24	0.385
5	29.444	30.11	0.838
6	29.705	27.87	0.384
7	29.236	30.06	0.64

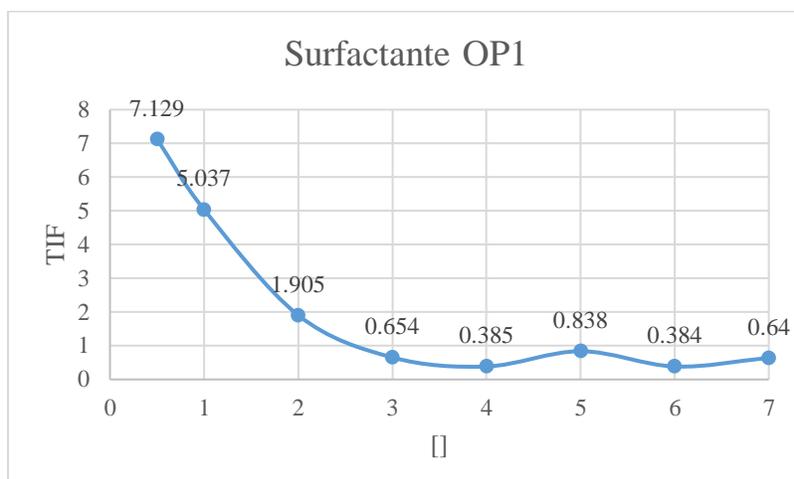


Figura 10 Tensiones interfaciales registradas para crudo inhibido con uso de surfactante OP1 vs. Agua de formación

Las concentraciones que presentan una tensión interfacial más baja son de 4 gpt y 6 gpt. Por un mejor costo de fluido a bombear se elige la concentración de 4gpt.

Surfactante HF

Tabla 5 Propiedades medidas para crudo inhibido con uso de surfactante HF

Surfactante HF			
[] gpt	Tensión superficial	Angulo de contacto	Tensión interfacial
0.5	28.475	23.67	6,641
1	28.897	25.5	4,08
2	29	27.35	3,54
3	28.595	25.84	2,537
4	28.581	22.2	2,363
5	28.872	12.39	1,972
6	28.696	17.77	1,597
7	28.693	24.67	0,883

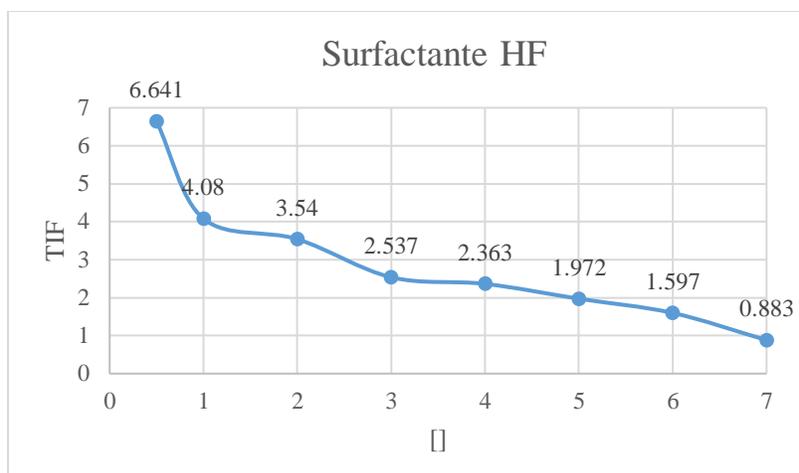


Figura 11 Tensiones interfaciales registradas para crudo inhibido con uso de surfactante HF vs. Agua de formación

La mejor concentración para efectos de reducción de tensión interfacial es la concentración de 7gpt.

Surfactante GP 1

Tabla 6 Propiedades medidas para crudo inhibido con uso de surfactante GP 1

Surfactante GP 1			
[]	Tensión superficial	Angulo de contacto	Tensión interfacial
0.5	29.231	32.82	9,523
1	29.245	25.96	8,345
2	28.944	28.76	5,371
3	28.672	31.38	3,322
4	25.92	25.92	2,29
5	29.074	25.81	1,062
6	28.779	27.55	1,356

7	29.349	23.98	1,515
----------	--------	-------	-------

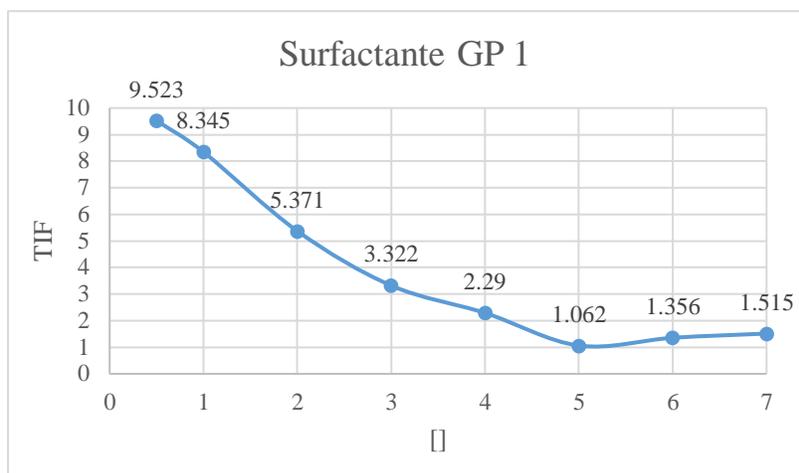


Figura 12 Tensiones interfaciales registradas para crudo inhibido con uso de surfactante GP 1 vs. Agua de formación

Para efectos de disminución de tensión interfacial, la concentración seleccionada es 5 gpt

Surfactante GP 1.1

Tabla 7 Propiedades medidas para crudo inhibido con uso de surfactante GP 1.1

Surfactante GP 1.1			
[gpt]	Tensión superficial	Angulo de contacto	Tensión interfacial
0.5	29,201	25,79	5,578
1	28,185	26,04	3,915
2	29,237	40,05	2,953
3	29,179	39,04	2,339
4	29,116	32,65	1,893

5	28,983	34,48	1,279
6	28,948	27,11	1,768
7	28,493	25,7	1,897

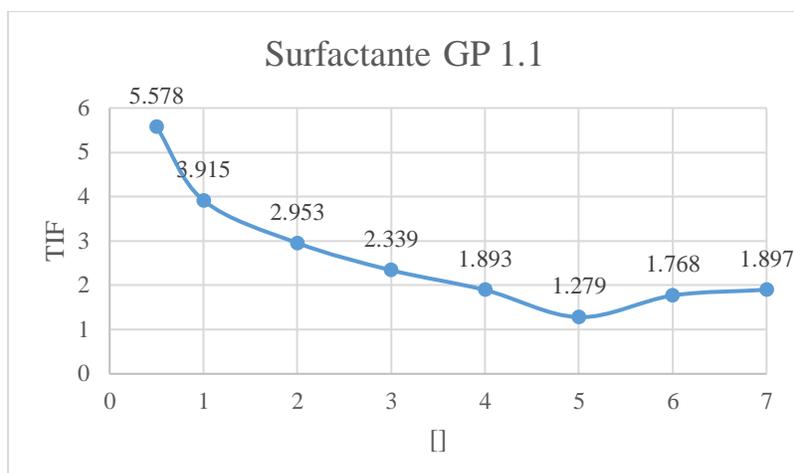


Figura 13 Tensiones interfaciales registradas para crudo inhibido con uso de surfactante GP 1.1 vs. Agua de formación

La concentración que presenta una tensión interfacial más baja es de 5 gpt, siendo en teoría la óptima para formular crudo inhibido.

Surfactante A-01

Tabla 8 Propiedades medidas para crudo inhibido con uso de surfactante A-01

Surfactante A-01			
[]	Tensión superficial	Angulo de contacto	Tensión interfacial
0.5	28.689	25.49	12,622

1	29.362	31.97	12,842
2	29.163	30.92	11,829
3	29.316	32.65	11,605
4	29.445	33.23	9,271
5	28.589	20.81	9,701
6	29.307	32.64	9,027
7	28.356	28.17	9,677

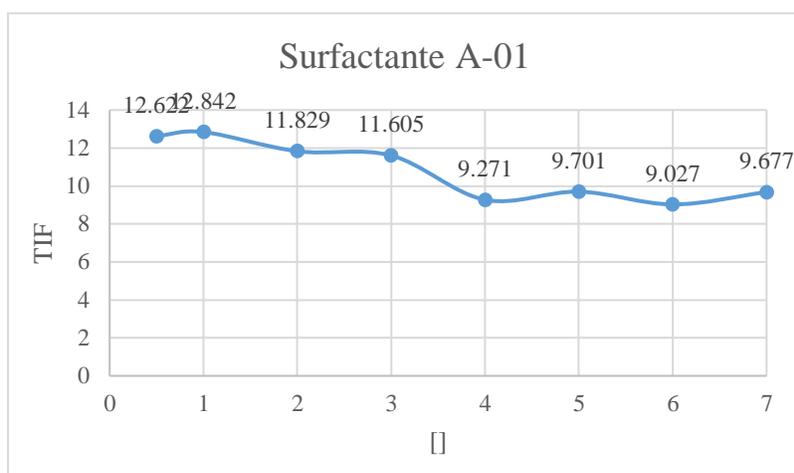


Figura 14 Tensiones interfaciales registradas para crudo inhibido con uso de surfactante A-01 vs. Agua de formación

En el surfactante A-01 se elige la concentración de 4gpt sin importar que la concentración de 6gpt tenga mejor tensión interfacial, debido a la baja diferencia al aumentar 2 gpt su concentración. En teoría ninguna de estas concentraciones es apropiada para realizar un trabajo de estimulación con crudo inhibido.

Surfactante B-01

Tabla 9 Propiedades medidas para crudo inhibido con uso de surfactante B-01

Surfactante B-01			
[]	Tensión superficial	Angulo de contacto	Tensión interfacial
0.5	28.919	24.76	12.487
1	28.212	25.23	12.54
2	29.307	26.49	9.672
3	29.402	31.86	11.024
4	29.398	22.5	10.22
5	27.066	29.11	7.774
6	27.237	17.55	6.894
7	27.525	29.82	8.906

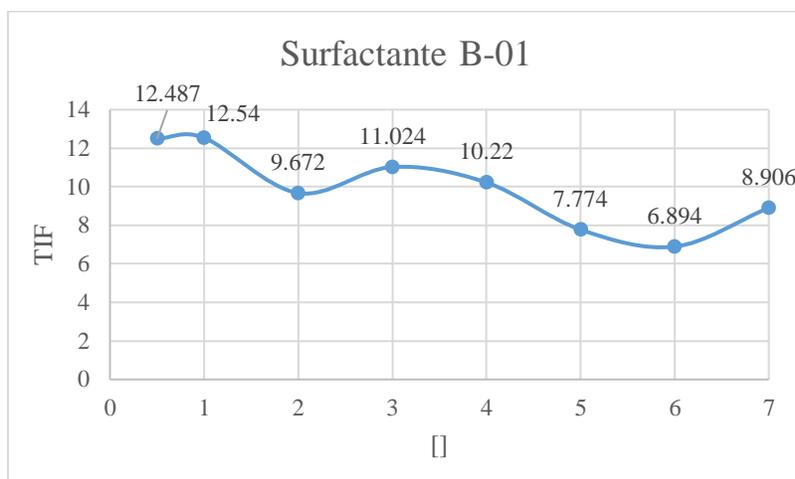


Figura 15 Tensiones interfaciales registradas para crudo inhibido con uso de surfactante B-01 vs. Agua de formación

La mejor tensión interfacial es dada por una concentración de 6 gpt. En teoría ninguna de estas concentraciones es apropiada para realizar un trabajo de estimulación con crudo inhibido.

Para la concentración con mejor tensión interfacial se realiza pruebas de compatibilidad y detergencia.

Tabla 10 Selección de mejor concentración de cada surfactante

Surfactante	Mejor [] (gpt)	Tensión interfacial (mN/m)
A-01	4	9.271
B-01	6	6.894
TC	4	0.05
OP1	4	0.385
GP1	5	1.062
GP 1.1	5	1.279
HF	7	0.883

Prueba de Mojabilidad Visual

El objetivo de esta prueba es determinar la preferencia al mojado por agua o por aceite que experimentará la roca una vez el tratamiento de estimulación se inyecte en la formación.

La prueba consiste en colocar en remojo la arena de formación con el tratamiento propuesto, después observar si los granos de arena humectados con el tratamiento se dispersan o aglomeran al pasar a través de una probeta con agua y con varsol. La dispersión en una fase y aglomerarse en

una indicaría una mojabilidad preferencial a la primera fase. Si por el contrario se dispersa en ambas indicaría una mojabilidad mixta.

Tabla 11 Tendencia a la mojabilidad del tratamiento

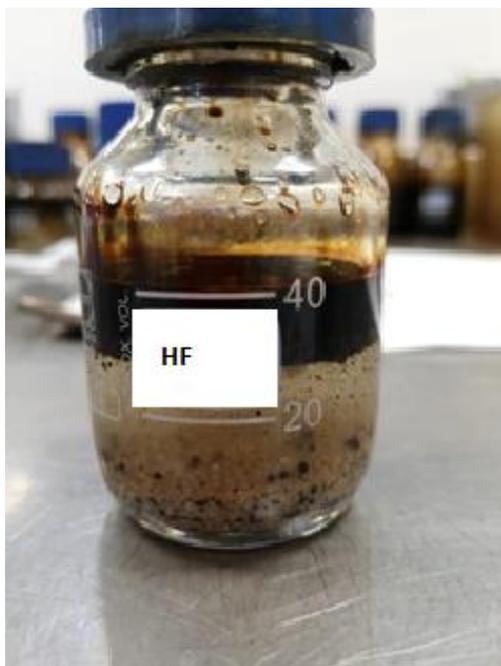
Surfactante	Se dispersa en		Tendencia a la mojabilidad
	Agua	Varsol	
A-01	No	Si	Aceite
B-01	No	Si	Aceite
TC	No	Si	Aceite
OP 1	No	Si	Aceite
GP 1	No	Si	Aceite
GP 1.1	No	Si	Aceite
HF	No	Si	Aceite

Prueba de Detergencia

El objetivo de la esta prueba es determinar el poder detergente o de limpieza del surfactante que se está utilizando en el fluido de estimulación. La prueba consiste en colocar en contacto la arena de formación con el tratamiento, posteriormente se adiciona agua de formación y se agita la mezcla, la cual es dejada en reposo a temperatura de 100°F. Se evalúa entonces la acción detergente del surfactante.

Tabla 12 Resultado pruebas de detergencia

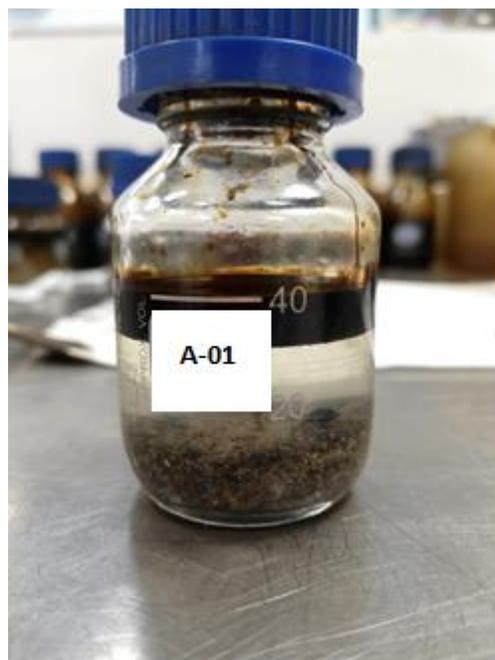
Surfactante	Muestra	Detergencia
TC		Buena
OP1		Buena

HF**Buena**

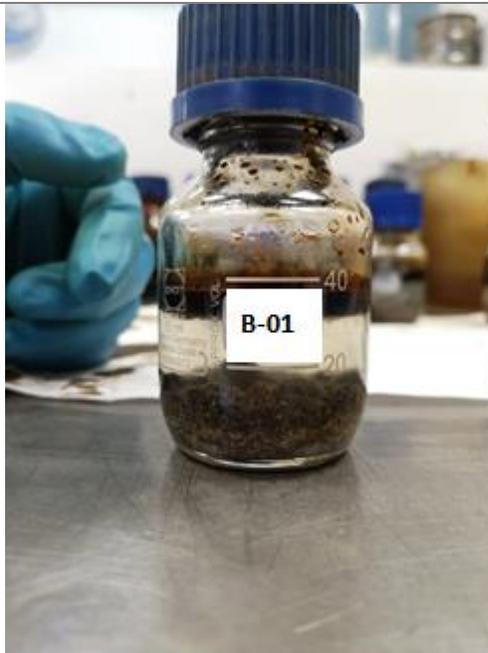
GP 1**Regular**

GP 1.1

Regular

A-01

Regular

B-01Mala

Prueba de Compatibilidad

Se preparan mezclas de tratamiento/agua de formación a proporciones 80/20, 50/50 y 20/80 para después ser colocadas a temperatura de 100°F y poder monitorear el tiempo en que la emulsión logra un rompimiento de 100% de dicha emulsión. También se pasa a través de un filtro para garantizar que no genera precipitados.

Las pruebas de compatibilidad entre los fluidos de la formación (crudo y agua de formación) y los tratamientos de estimulación propuestos se realizan en proporciones (crudo/agua) 80/20, 50/50 y 20/80 a las condiciones de temperatura estática del yacimiento, monitoreando el tiempo de rompimiento del 100% de la emulsión generada al inicio de la prueba. Esta prueba otorga una noción del tiempo de ruptura de la emulsión, y con ello se puede plantear el tiempo de remojo que es necesario a la hora de llevar el tratamiento a aplicación en un tratamiento real



Figura 16 Ejemplo de rompimiento total de la emulsión en las 3 proporciones planteadas en la prueba de compatibilidad

Tabla 13 Resultados de compatibilidad para surfactante TC

TC			
Tiempo de monitoreo (min)	TC		
	80/20	50/50	20/80
15	100%	100%	100%
30	-	-	-
45	-	-	-
60	-	-	-
Generación de precipitados	No	No	No

Tabla 14 Resultados de compatibilidad para surfactante OPI

OPI			
Tiempo de monitoreo (min)	80/20	50/50	20/80
	15	40%	100%
30	80%	-	-
45	90%	-	-
60	100%	-	-
Generación de precipitados	No	No	No

Tabla 15 Resultados de compatibilidad para surfactante HF

HF			
Tiempo de monitoreo (min)	80/20	50/50	20/80
	15	100%	100%
30	-	-	-
45	-	-	-
60	-	-	-
Generación de precipitados	No	No	No

Tabla 16 Resultados de compatibilidad para surfactante GP 1

GP 1			
Tiempo de monitoreo (min)	80/20	50/50	20/80
	15	20%	100%
30	40%	-	-
45	50%	-	-
60	70%	-	-
Generación de precipitados	No	No	No

Tabla 17 Resultados de compatibilidad para surfactante GP 1.1

GP 1.1			
Tiempo de monitoreo (min)	80/20	50/50	20/80
	15	40%	100%
30	70%	-	-
45	90%	-	-
60	100%	-	-
Generación de precipitados	No	No	No

Tabla 18 Resultados de compatibilidad para surfactante A-01

A-01			
Tiempo de monitoreo (min)	80/20	50/50	20/80
	15	30%	100%
30	60%	-	-
45	90%	-	-
60	100%	-	-
Generación de precipitados	No	No	No

Tabla 19 Resultados de compatibilidad para surfactante B-01

B-01			
Tiempo de monitoreo (min)	80/20	50/50	20/80
	15	30%	100%
30	60%	-	-
45	90%	-	-
60	100%	-	-
Generación de precipitados	No	No	No

Surfactante TC: Presenta un muy rápido rompimiento en el caso de la mezcla 80/20, es decir el más crítico

Surfactante OP1: Presenta un rompimiento completo de la emulsión, traducida en buen resultado.

Surfactante GP 1: El hecho de no lograr un rompimiento total de la emulsión generada significa la posibilidad de generar un daño por emulsiones en la vecindad del pozo.

Surfactante GP 1.1: Tiene un tiempo aceptable de rompimiento.

Surfactante HF: Su tiempo de rompimiento es muy bueno, combinado a la detergencia mostrada se puede constituir como una buena propuesta para futuros trabajos de estimulación.

Surfactante A-01: Se busca que el rompimiento de las emulsiones sea rápido. Un rompimiento de la emulsión en 60 minutos es aceptable.

Surfactante B-01: El hecho de no lograr un rompimiento total de la emulsión generada significa la posibilidad de generar un daño por emulsiones en la vecindad del pozo.

Capítulo 4

Análisis de los trabajos de estimulación

En el campo San Francisco se han realizado trabajos de estimulación con crudo inhibido de los cuales se analizan 45 trabajos de estimulación son eficientes y proyectar si un trabajo de estimulación va a ser eficiente es necesario hacer análisis de laboratorio y hacer una recopilación de información para estudiar las variables que tienen más o menos incidencia en dicha efectividad, así como incrementos reales derivados de regresiones históricas producto de trabajos ya realizados para así llegar a resultados concluyentes.

4.1. Análisis de la producción

Para obtener un análisis estadístico más certero se realiza una distribución de los pozos en el yacimiento por mallas; estas mallas corresponden a agrupación de pozos de acuerdo con patrones de inyección establecidos por ingeniería de yacimientos.

Para el análisis se considerará un tiempo efectivo del tratamiento de 12 meses y una promesa de incremental de 15 BOPD con para el análisis económico.

La declinación de producción del campo se realiza según el modelo de declinación exponencial, el cual brinda el mejor ajuste y según Paris de Ferrer (2009) es el más usado debido a la respuesta más conservadora de las reservas futuras en los campos productores de petróleo a nivel mundial.

Siempre se tiene en cuenta que hay factores externos a la estimulación que pueden afectar la producción del pozo, como lo son los cambios en los pozos inyectoros, cambios en el sistema de levantamiento artificial, daños en el pozo, etc.

VARIACIÓN BSW												
Mes												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
11	-1.0	-2.0	-1.9	-1.0	-0.9	0.1	-1.3	-1.9	-2.1	-1.7	-0.8	-
												1.2
42	-0.3	-0.6	-0.6	-0.7	-0.1	-0.5	-0.4	-0.4	-0.4	-0.3	-0.4	-
												0.1
30	-5	-4	-5	-5	-3	-4	-4	-4	-6	-1	-1	-1
111	-0.5	-0.2	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	-0.1	-0.2	-
												0.2
11	1.2	0.0										

En la malla 04 se han realizado 5 trabajos de estimulación en donde tres de estos han sido efectivos, uno ha sido inefectivo y otro aún se encuentra en evaluación. Las estimulaciones a los pozos 11 y 42 realizadas en el año 2013 sobrepasan el incremental mínimo propuesto presentando un gran incremento acumulado de producción. El pozo 30 corresponde a la mejor reacción a estimulaciones al usar la formulación F9, en el pozo 111 no funciona con la misma efectividad esta formulación. Al pozo 11 se le realiza una nueva estimulación en el 2019, en donde presenta un incremento de producción hasta la fecha. La tensión interfacial que dio buenos resultados en esta malla está en un rango entre 0.2 a 2.0 mN/m. Las formulaciones que mejor resultado dieron para esta malla fueron las formulaciones F6, F3 y F1.

Como se observa en la Figura 17. la producción de crudo promedio de esta malla sobrepasa el incremental mínimo propuesto, presenta reducción en el %BSW durante los meses 2 al 5 debido al incremento en la producción de crudo al mejorar las condiciones de movilidad en el tratamiento.

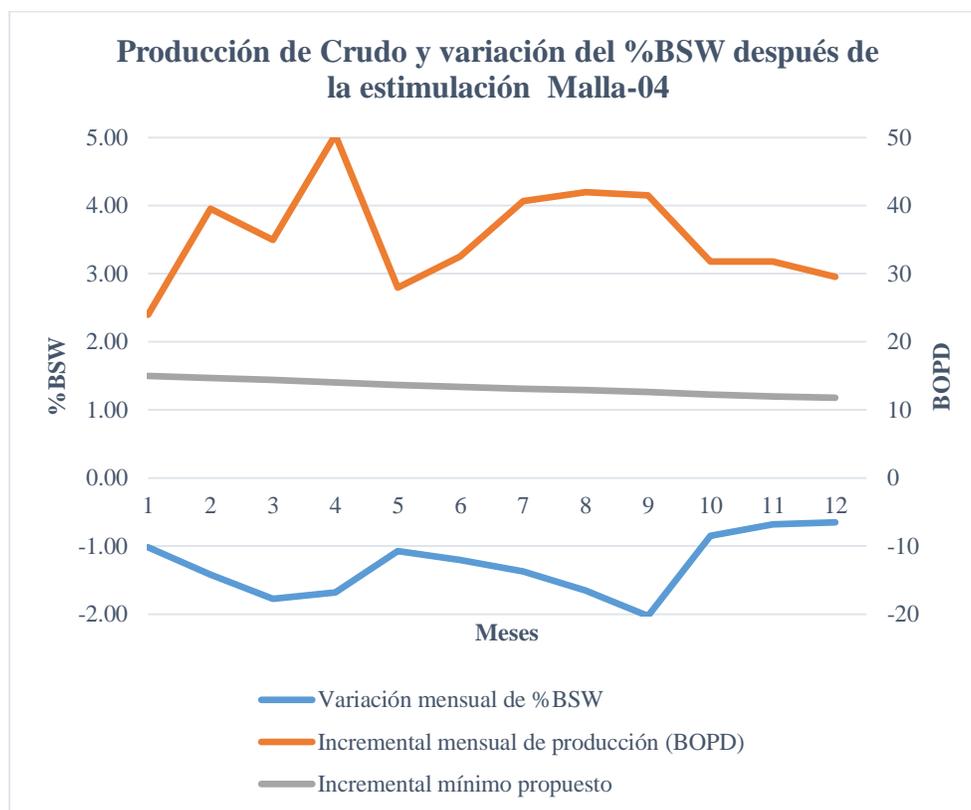


Figura 17 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 04

4.1.1.2. Malla 05

Tabla 22 Datos generales de los pozos de la malla 05

Pozo	Fecha Ejecución	Diseño Crudo Inhibido	TIF (mN/m)	Uso de nitrógeno	Espesor neto (ft)	Penetración Radial (ft)
176	8-jul-16	F9	0.332	si	158	7.9

Tabla 23 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 05

INCREMENTAL BOPD													
Mes													
Pozo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Incremental acumulado de producción
176	27	30	25	19	21	23	22	31	39	38	33	47	10764
VARIACIÓN BSW													
Mes													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
176	-0.8	-0.2	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	-0.1	-0.1	0.0	-0.3	

Sólo se ha intervenido el pozo 176 en donde se observa una mínima disminución del %BSW en los primeros meses y un incremento de producción superando el incremental mínimo propuesto como se observa en la gráfica 18. Se encuentra una muy baja tensión interfacial de 0.332 mN/m con un espesor neto de 158 ft. En los primeros meses se presenta una disminución del %BSW, el cual estabiliza en un valor igual al presentado antes de la estimulación (ver Figura 18). Esta estimulación se trabaja con la formulación F9.

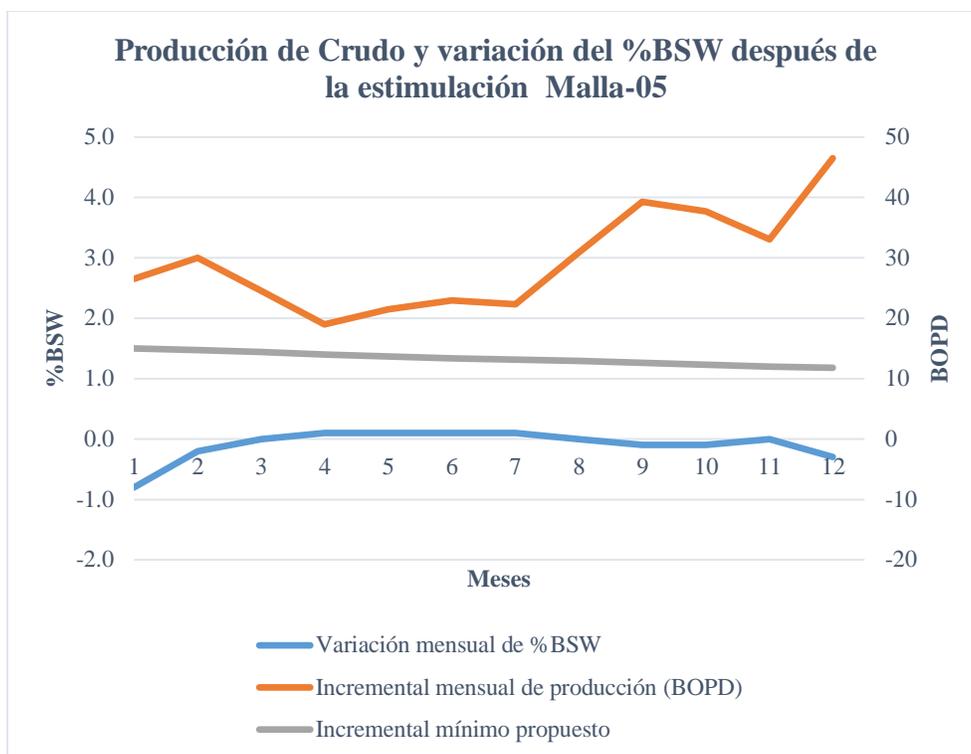


Figura 18 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 05

4.1.1.3. Malla 07

Tabla 24 Datos generales de los pozos de la malla 07

Pozo	Fecha Ejecución	Diseño Crudo Inhibido	TIF (mN/m)	Uso de nitrógeno	Espesor neto (ft)	Penetración Radial (ft)
185	9-may-18	F9	0.452	Si	125	7.9

Tabla 25 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 07

INCREMENTAL BOPD													
Mes													
Pozo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Incremental acumulado de producción
185	13	14	10	10	10	20	20	17	28	37	18	15	6428
VARIACIÓN BSW													
Mes													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
185	-1.7	-0.3	-0.2	-0.4	0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.5	-0.7	-0.2	0.1	

En esta malla solo se realiza una estimulación con crudo inhibido en donde se aplica la formulación F9. Se presenta una baja tensión interfacial de 0.452 mN/m. Este pozo posee un espesor neto de 125 ft generando mayor contacto con la formación de interés.

En todos los meses se presenta un aumento de producción, superando el incremental mínimo propuesto. En los 12 meses se presenta una disminución del %BSW como se puede observar en la Figura 19. El incremental mínimo propuesto es efectivamente superado.

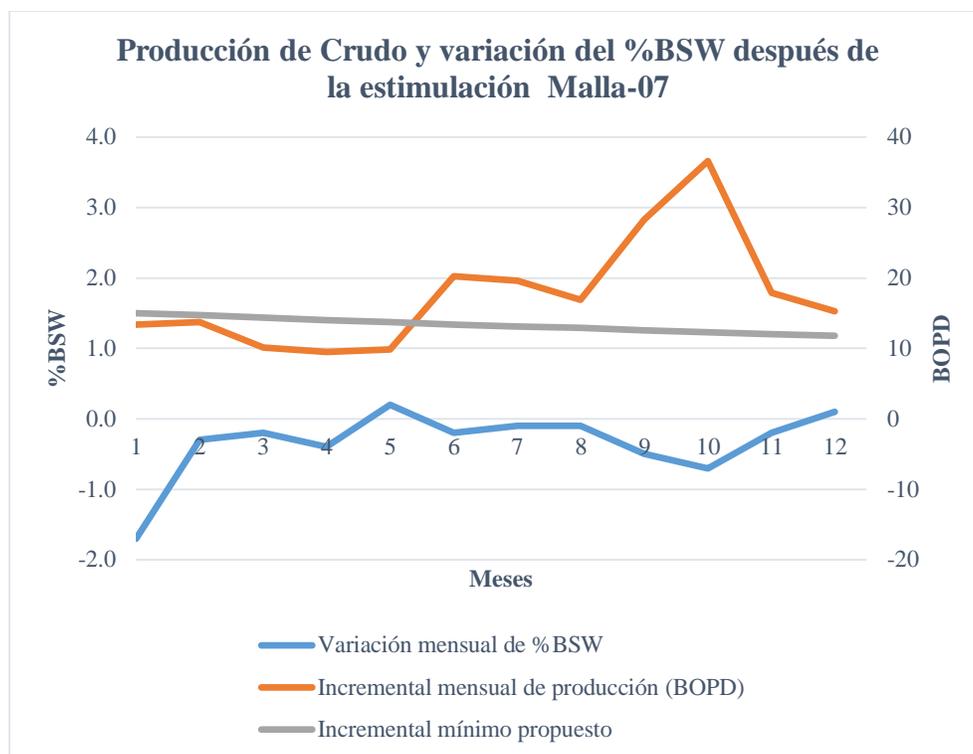


Figura 19 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 07

4.1.1.4. Malla 08

Tabla 26 Datos generales de los pozos de la malla 08

Pozo	Fecha Ejecución	Diseño Crudo Inhibido	TIF (mN/m)	Uso de nitrógeno	Espesor neto (ft)	Penetración Radial (ft)
147	16-jul-13	F 6	0.2	no	52	11.4
94	22-sep-13	F 6	1.700	si	364	6.7
14	12-oct-13	F 4	0.569	si	116	9.5
24	16-oct-17	F 9	---	si	1115	3.5
94	12-may-18	F 9	---	si	364	6.3
14	26-jun-18	F 9	3.802	si	116	11

Tabla 27 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 08

INCREMENTAL BOPD													
Pozo	Mes												Incremental acumulado de producción
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
147	11	26	54	55	10	3	12	23	17	13	4	1	6943
94	45	41	24	5	15	17	18	6	10	17	21	18	7234
14	2	31	8	0	0	0	0	2	0	0	0	0	1298
24	34	73	115	55	42	60	55	36	23	53	31	24	18258
94	39	38	34	34	43	41	56	57	55	45	41	23	15364
14	24.7	14.3	5.0	5.6	8.2	7.8	9.4	5.0	7.6	20.1	24.6	26.2	4822

VARIACIÓN BSW												
Mes												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
147	-0.2	-0.4	0.9	0.9	0.2	-0.1	0.3	0.7	0.7	0.7	0.3	0.2
94	-0.7	-0.7	-0.4	-0.1	-0.4	-0.5	-0.6	-0.3	-0.4	-0.6	-0.7	-0.4
14	-0.1	-1.1	0.0	0.4	0.2	0.3	0.1	-0.1	0.4	0.1	0.3	0.5
24	-0.7	-2.7	-5.8	-3.6	-1.0	-1.5	-0.8	-2.0	2.3	1.1	2.9	3.3
94	-0.1	0.2	0.6	0.6	0.1	0.1	-0.2	-0.5	-0.6	-0.8	-0.5	0.3
14	0.9	0.0	-1.2	-0.2	0.5	0.3	-0.4	0.2	-0.1	0.2	-0.3	-1.8

Se realizaron 6 trabajos en esta malla, en donde 4 fueron efectivos y 2 no. Algunas tensiones interfaciales no fueron medidas, lo cual dificulta el análisis de la incidencia de este parámetro en la producción, sin embargo, se encuentran tensiones interfaciales entre 0,2 y 1,7 mN/m y han presentado muy buenos resultados. Al pozo 14 se le realizan dos estimulaciones donde ambas presentan aumento de producción, no obstante, este aumento es insuficiente para llegar al incremental mínimo de producción. La reducción del %BSW en la primera estimulación tiene durabilidad hasta el mes 2 y en la segunda estimulación tiene efecto en los 12 meses. Se trabajaron con las formulaciones F4 y F9 dando como resultados de tensión interfacial de 0.569 y 3.802 mN/m.

Los pozos 94 y 147 del 2013 se trabajaron con la formulación F6 presentando tensiones interfaciales de 0.2 y 1.7 mN/m; esta formulación contiene inhibidor de asfaltenos, cuyo uso no es fundamental al realizar las estimulaciones.

Los pozos 94 del 2018 y 24 del 2017 se trabajaron con la formulación F9, no se midieron las tensiones interfaciales. En el caso del pozo 94 se realiza nuevamente una estimulación dando como resultado un gran incremento en la producción.

En el caso del pozo 24 tiene una gran área de contacto con la formación siendo esta estimulación muy eficiente al incrementar la producción.

Como se puede observar en la Figura 20. la tendencia de los trabajos realizados en esta malla está por encima del incremental mínimo propuesto y se presenta una reducción del %BSW.

Esta malla tiene buena respuesta a las formulaciones F6 y F9.

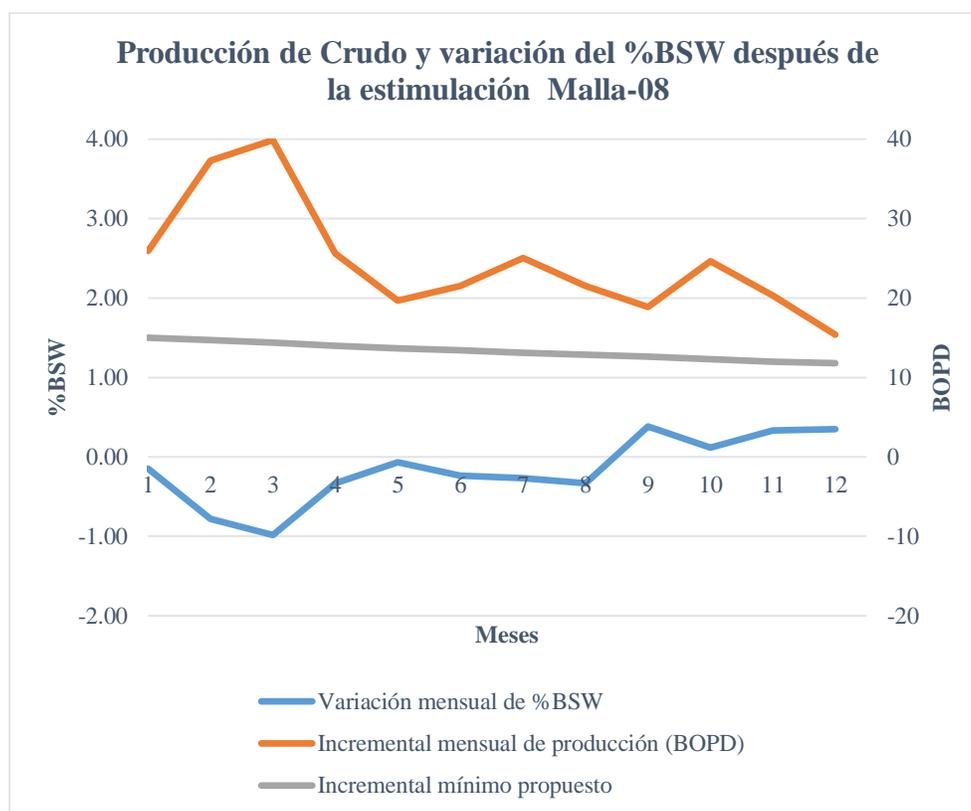


Figura 20 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 08

4.1.1.5. Malla 10

Tabla 28 Datos generales de los pozos de la malla 10

Pozo	Fecha Ejecución	Diseño Crudo Inhibido	TIF	Uso de nitrógeno	Espesor neto (ft)	Penetración Radial (ft)
98	13-may-14	F 5	0.180	si	1546	2.1
98	1-dic-16	F 10	0.180	si	1457	2.9

Tabla 29 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 10

INCREMENTAL BOPD													
Mes													
Pozo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Incremental acumulado de producción
098	5	24	20	22	16	37	41	38	36	28	25	33	9999
098	6	20	3	0	0	3	0	0	0	0	0	0	1023
VARIACIÓN BSW													
Mes													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
098	0.1	-0.3	-0.2	-0.2	0.2	-0.1	-0.2	-0.1	0.0	0.1	0.0	-0.3	
098	-0.1	-0.4	0.0	0.2	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.4	0.4	

En esta malla se han realizado 2 tratamientos de estimulación al pozo 98 en donde solo uno de ellos fue efectivo. El pozo 98 es un pozo direccional tipo J en donde se tiene una gran área de contacto con la formación. A este pozo se le realizaron dos estimulaciones con dos formulaciones

distintas. El primer tratamiento realizado en mayo del 2014 presenta un aumento de producción, sobrepasando el incremental mínimo propuesto, además de ello presenta una disminución del %BSW hasta el octavo mes.

En el trabajo realizado en diciembre del 2016 se utiliza una mezcla de dos surfactantes, que presentan una tensión interfacial de 0.180 mN/m. En este trabajo en los tres primeros meses se observa un incremento de producción, pero no es suficiente para alcanzar el incremental mínimo propuesto, efecto que se visualiza de igual manera con el %BSW, al retornar al comportamiento anterior a la estimulación en los mismos 3 meses.

En la Figura 21. se observa el comportamiento de la producción y la variación del %BSW en esta malla.

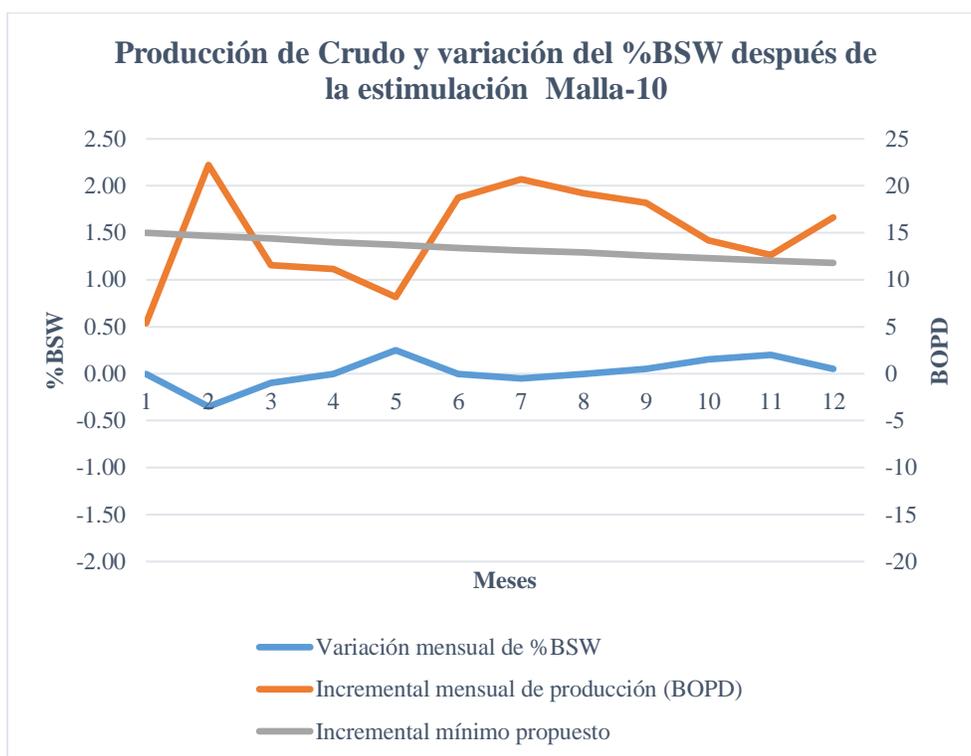


Figura 21 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 10

VARIACIÓN BSW												
Mes												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
97	-0.7	-0.9	-1.7	-0.4	0.1	1.0	1.0	1.1	1.1	1.0	1.1	0.6
2	-2.5	-1.7	-1.1	-1.3	-1.3	-1.9	-2.2	-2.1	-2.1	-1.1	-0.9	1.3
46	0.2	0.2	-0.1	-0.7	-1.0	-0.9	-0.4	-1.4	-1.7	-1.9	-1.6	1.5
46	0.2	-1.0	-1.3	-3.0	0.0	-0.6	-0.9	-1.2				
2	-9.5	-9.0	-6.4	-6.0								

En esta malla se realizan 5 trabajos de estimulación con crudo inhibido en donde todas las estimulaciones realizadas han tenido un incremento en la producción superando el incremental mínimo de producción.

En el pozo 97 se realiza una estimulación en el año 2013 y este presenta un aumento de producción, superando el incremental mínimo propuesto, además de ello presenta una disminución del %BSW; la durabilidad de este trabajo es de 5 meses.

En el pozo 2 se realizan 2 estimulaciones, la primera en el año 2015 en donde el aumento de producción supera el incremental mínimo propuesto, además de ello tiene una disminución de %BSW durante los 12 meses evaluados. La segunda estimulación se realiza en el 2019 y hasta el momento lleva 4 meses. En estos 4 meses ha tenido una excelente respuesta respecto a la disminución del %BSW y al aumento de producción. El segundo tratamiento se realiza con la

formulación F9 y el primero con la formulación F7, siendo la segunda formulación la que menor tensión interfacial tiene y mejor respuesta proporciona.

En el pozo 46 se realizan dos estimulaciones con crudo inhibido con la formulación 9. El primer tratamiento se realiza en el año 2016 y este supera el incremental mínimo propuesto junto a una disminución en el %BSW durante los 12 meses de la evaluación del tratamiento. En el segundo tratamiento se encuentra un aumento de producción y también alcanza a superar el incremental mínimo propuesto con un incremento de producción menor.

Como se observa en la Figura 22. esta malla es efectiva puesto que en todos los meses supera el incremental mínimo propuesto y tiene una disminución del %BSW. La formulación que mejores resultados presenta en esta malla es la F9.

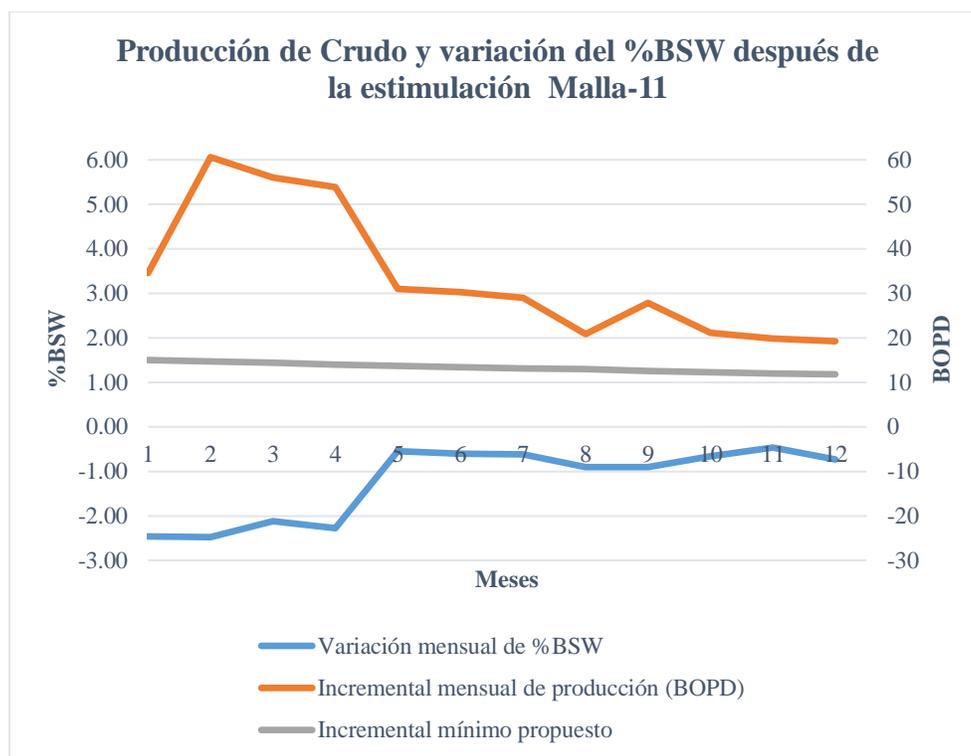


Figura 22 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 11

VARIACIÓN BSW												
Mes												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
25	-0.3	-0.1	0.2	0.4	0.8	1.2	0.9	0.6	0.7	0.6	0.0	0.2
131	-0.8	-0.1	0.1	-0.2	-0.3	-0.5	-0.4	-0.6	-0.2	-0.1	0.7	0.3
135	-2.3	-11.9	-5.9	-1.8	-0.2	4.7	0	0	0	0	0	0
25	-1.4	-2.0	-2.3	-2.2	-3.2	-3.1						

En la malla 12 se realizan 4 estimulaciones: al pozo 131 se realiza la estimulación con la formulación F2. Este pozo presenta una respuesta positiva en los dos primeros meses y luego cae la curva de producción hasta el mes 5 en donde vuelve a retomar el incremento en la producción. Aunque se aumenta la producción no supera el incremental mínimo propuesto. Se presenta una disminución del %BSW en los 12 meses.

Al pozo 135 se le realiza una estimulación con crudo inhibido en el año 2016 con la formulación F9 presentando una tensión interfacial de 0.332 mN/m. La estimulación realizada a este pozo dura 6 meses y genera una muy buena respuesta superando el incremental mínimo propuesto.

En el pozo 25 se realizan dos estimulaciones con crudo inhibido, la primera estimulación realizada en el 2013 presenta un incremento en su producción, pero no supera el incremental mínimo propuesto, además tiene una durabilidad de 4 meses. La disminución del %BSW dura 2 meses. La segunda estimulación es realizada en el 2019, esta genera un gran aumento de producción y una disminución del %BSW. La reacción del pozo a la segunda estimulación es mucho mejor con respecto a la primera y esto se debe a sus formulaciones; en la primera estimulación se utiliza la formulación 4 y tiene inhibidor de asfaltenos, cuyo comportamiento aparentemente declina con el tiempo. La segunda se realizó con la formulación F7 y tuvo una respuesta muy buena.

Como se observa en la Figura 23. el incremental mensual de producción supera el incremental mínimo propuesto en los 6 meses gracias al efecto de los pozos 25 y 135. La disminución del %BSW dura hasta el mes 6. Esta malla presenta buena receptividad a las estimulaciones con crudo inhibido.

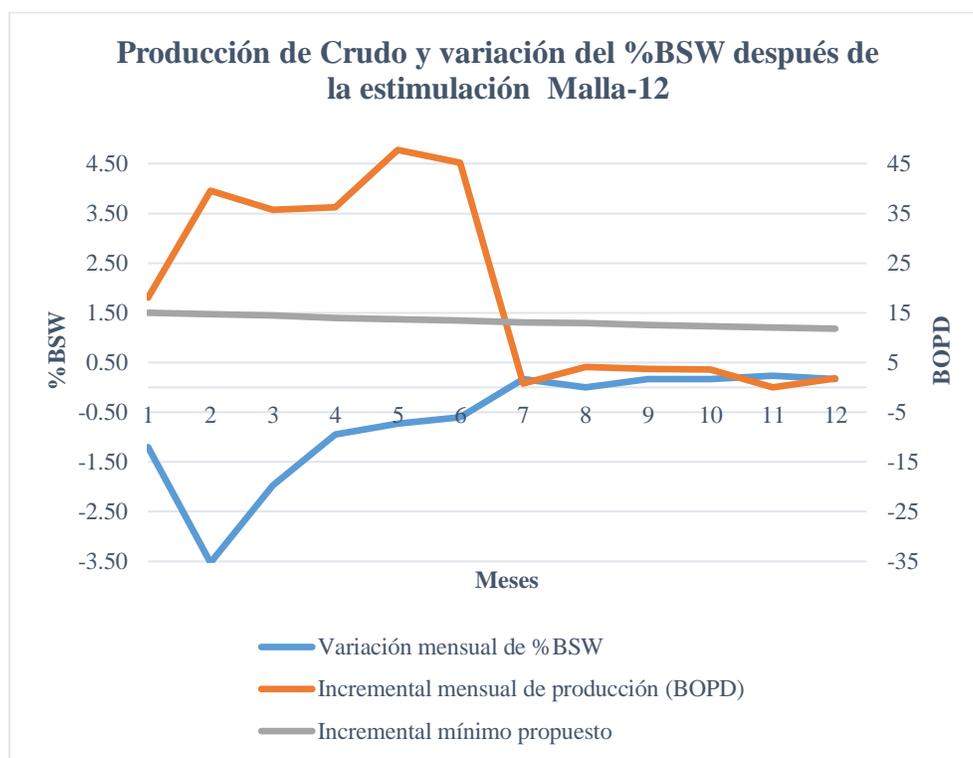


Figura 23 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 12

4.1.1.8. Malla 15

Tabla 34 Datos generales de los pozos de la malla 15

Pozo	Fecha Ejecución	Diseño Crudo Inhibido	TIF (mN/m)	Uso de nitrógeno	Espesor neto (ft)	Penetración Radial (ft)
160	10-nov-13	F 4	2.391	si	292	6.2

Tabla 35 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 15

INCREMENTAL BOPD													
Mes													
Pozo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Incremental acumulado de producción
160	16	33	19	3	3	4	2	25	0	0	18	4	3821
VARIACIÓN BSW													
Mes													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
160	0.3	0.3	-1.2	-1.8	-1.7	-1.7	-0.8	-0.4	-0.5	-1.1	2.0	-0.5	

Sólo se ha intervenido el pozo 160 en donde se observa un incremento de producción, pero no sobrepasa el incremental mínimo de propuesto. Se presenta una disminución del %BSW a partir del tercer mes hasta el doce, donde vuelve a acercarse al %BSW inicial. En este tratamiento se utiliza inhibidor de asfaltenos. Se encuentra una tensión interfacial de 2,391 mN/m.

Como se observa en la Figura 24. la durabilidad de estos tratamientos en esta malla es de 3 meses y la disminución del %BSW se da al 3 mes.

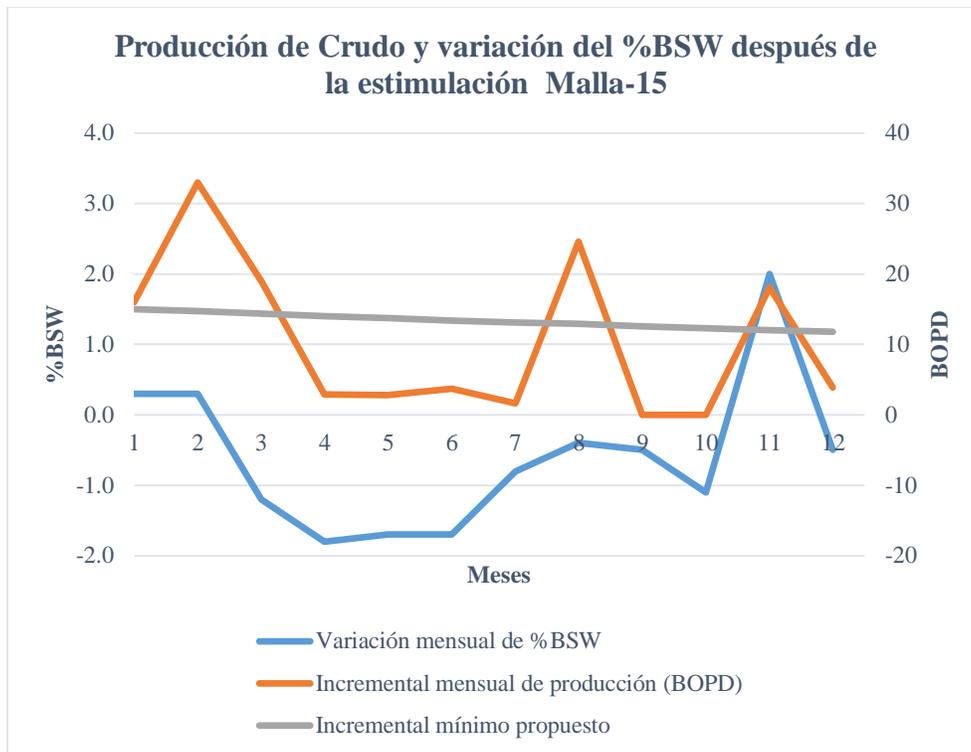


Figura 24 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 15

En el pozo 87 se realizan 4 trabajos; el primer trabajo es realizado en el 2013 en donde es la estimulación que mayor incremental presenta superando sustancialmente el incremental mínimo propuesto; el tratamiento muestra un resultado efectivo a lo largo de 11 meses, disminuyendo el %BSW y aumentando el incremental mensual de producción. La segunda estimulación realizada en el pozo 87 es en abril del 2015, en donde se presenta un incremento de producción desde el inicio del tratamiento hasta el tercer mes. Esta estimulación supera el incremental mínimo de producción, pero al tener una caída súbita al cuarto mes se realiza una tercera estimulación, ejecutada en este pozo en el mismo año 2015, seis meses después de la anterior estimulación, donde se presenta un aumento de producción significativo en los 2 primeros meses y al tercer mes empieza a estabilizarse la producción: en esta estimulación hay un aumento constante en el %BSW. La cuarta estimulación realizada en este pozo es en el año 2019, hasta el momento esta estimulación ha dado una buena respuesta incrementando y superando el incremental mínimo propuesto, con aumento simultáneo del %BSW.

Las dos primeras estimulaciones en este pozo se han realizado con la formulación F3 la cual posee inhibidor de asfaltenos, además no se utiliza nitrógeno lo que genera una menor penetración radial. En la tercera estimulación se utiliza la formulación F8 y aunque presenta un aumento de producción no es suficiente para superar el incremental mínimo de producción. La última estimulación se realiza con la formulación F9. Los rangos de tensiones interfaciales están entre 0.5 y 2.6mN/m.

En el pozo 140 se realiza una estimulación con crudo inhibido con la formulación 4 que lleva inhibidor de asfaltenos. Esta estimulación ha dado una buena respuesta al superar el incremental mínimo de producción y adicionalmente lograr una disminución del %BSW.

Como se observa en la Figura 25., los tratamientos en la malla presentan un incremental de producción y se observa una clara disminución del %BSW hasta el mes 10.

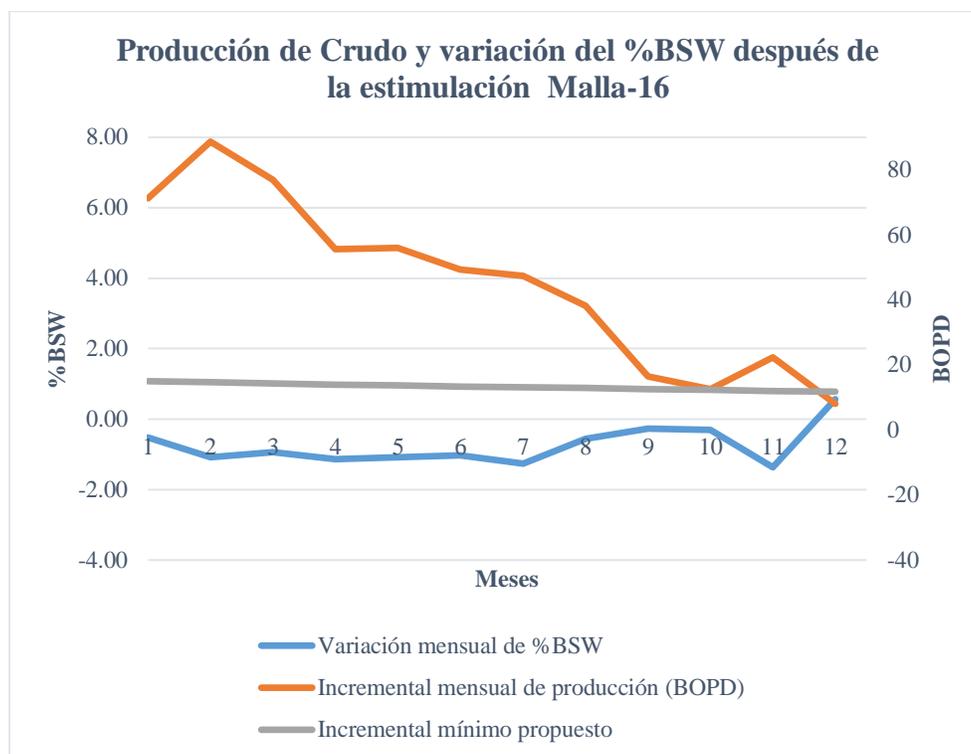


Figura 25 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 16

4.1.1.10. Malla 17

Tabla 38 Datos generales de los pozos de la malla 17

Pozo	Fecha Ejecución	Diseño Crudo Inhib	TIF	Uso de nitrógeno	Espesor neto	Penetración Radial
53	25-sep-13	F 3	0.512	si	143	10

Tabla 39 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 17

INCREMENTAL BOPD													
Mes													
Pozo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Incremental acumulado de producción
53	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VARIACIÓN BSW													
Mes													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
53	0.1	0.7	1.0	1.2	1.2	1.1	1.2	1.1	1.2	1.3	1.0	1.0	

En esta malla sólo se ha intervenido el pozo 53, que al ser mostrada en la Figura 26. se observa que no existe un aumento de producción con respecto a la curva básica de producción, además de un aumento del %BSW. Se usa la formulación F3 y el bajo nivel de tensión interfacial no produce el efecto de disminución esperado. Presenta muy mala reacción a la formulación probada.

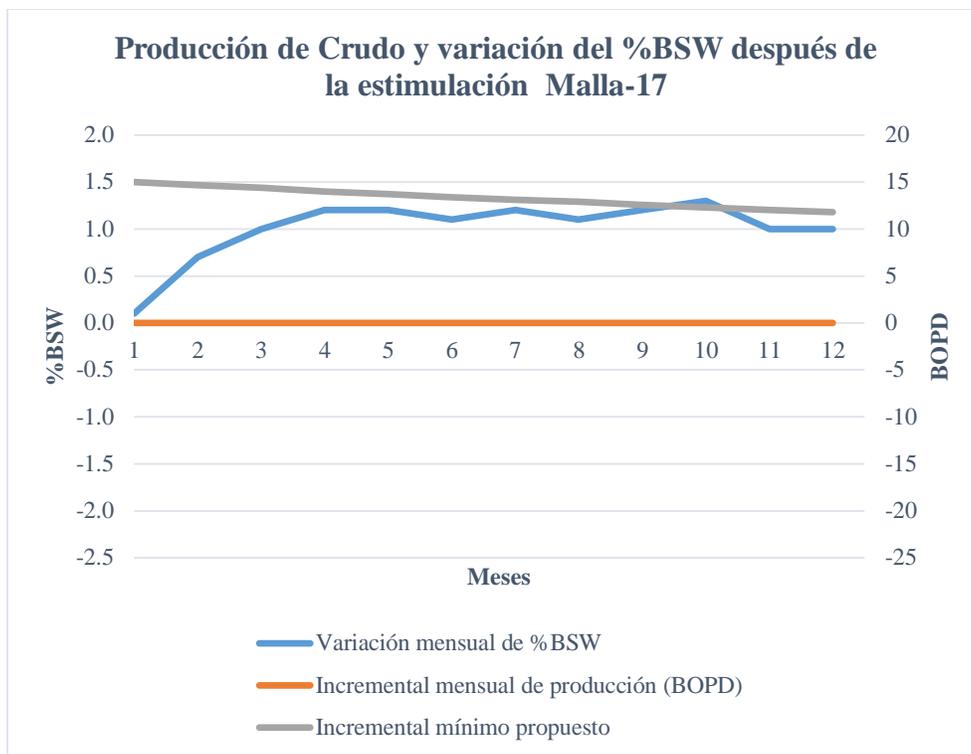


Figura 26 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 17

4.1.1.11. Malla 19

Tabla 40 Datos generales de los pozos de la malla 19

Pozo	Fecha Ejecución	Diseño Crudo Inhib	TIF (mN/m)	Uso de nitrógeno	Espesor neto (ft)	Penetración Radial (ft)
165	18-oct-16	F 9	0.295	si	249	7.6

Tabla 41 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 19

INCREMENTAL BOPD													
Mes													
Pozo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Incremental acumulado de producción
165	0	20	59	32	57	66	67	72	75	77	81	76	20730
VARIACIÓN BSW													
Mes													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
165	2.8	0	-4.4	-2.2	-4	-4.5	-4.3	-4.4	-4.4	-4.3	-5.4	-5.7	

En esta malla sólo se ha intervenido el pozo 165 en donde se observa una disminución de producción y un aumento del %BSW al inicio del tratamiento, lo cual se debe a un ajuste del sistema de levantamiento, seguido de una rápida disminución en el %BSW y aumento de la producción superando el incremental mínimo propuesto, como lo muestra la Figura 27., y al terminar los 12 meses sigue presentándose la tendencia al crecimiento del incremental de producción, situación que ocurre con frecuencia a la hora de trabajar con la formulación F9. Al culminar el tiempo de análisis se puede ver que la tendencia de producción se encuentra más ajustada al crecimiento que a la declinación.

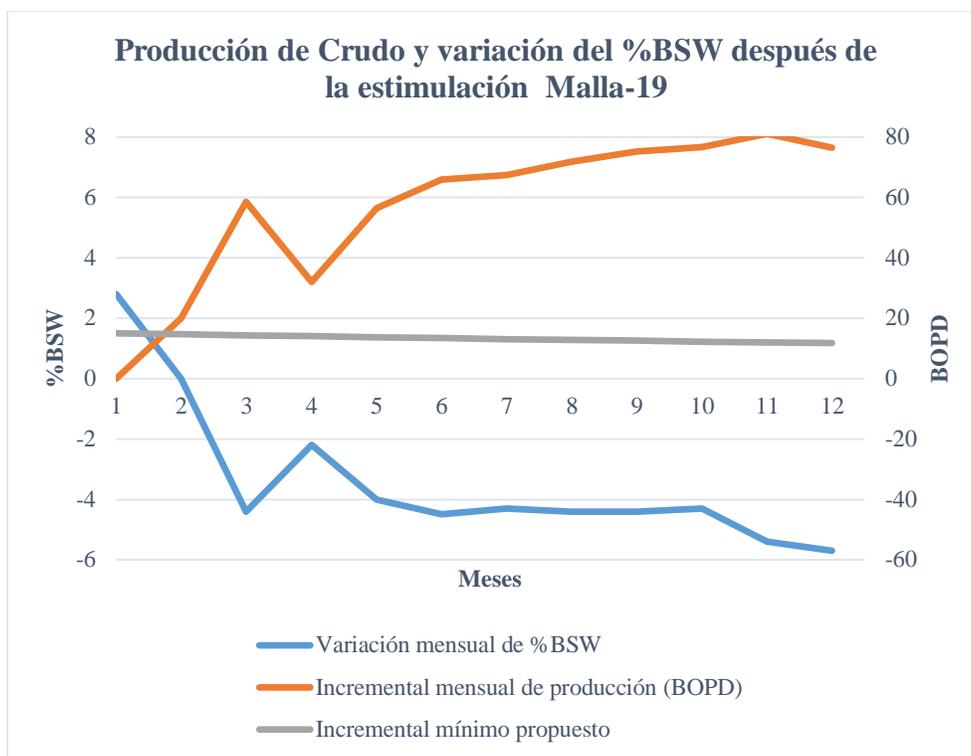


Figura 27 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 19

4.1.1.12. Malla 20

Tabla 42 Datos generales de los pozos de la malla 20

Pozo	Fecha Ejecución	Diseño Crudo Inhib	TIF (mN/m)	Uso de nitrógeno	Espesor neto (ft)	Penetración Radial (ft)
60	15-oct-16	F 7	3.677	si	144	9.6
60	1-feb-19	F 9	0.238	si	148	10.5

Tabla 43 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 20

INCREMENTAL BOPD													
Mes													
Pozo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Incremental acumulado de producción
60	28	31	21	10	26	27	28	29	25	13	4	0	7365
60	3	0	0	0	13								495
VARIACIÓN BSW													
Mes													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
60	-0.1	-1.0	-1.2	0.2	-2.3	-1.6	-1.4	1.2	-1.4	2.4	3.7	4.4	
60	-1.0	2.8	4.1	3.3	-0.7								

En esta malla se hacen dos trabajos en el pozo 60 en donde el primer tratamiento cumplió el umbral de efectividad y el segundo hasta el momento no ha superado el incremental mínimo propuesto. En estas estimulaciones se utilizó las formulaciones F7 y F9 para el primer y el segundo tratamiento, presentando grandes variaciones de tensión interfacial, sin ser determinante puesto que el comportamiento de la tensión interfacial es anómalo, siendo la primera estimulación con alta tensión interfacial, la que logra efectividad por encima del incremental mínimo propuesto, como se puede observar en la Figura 28.

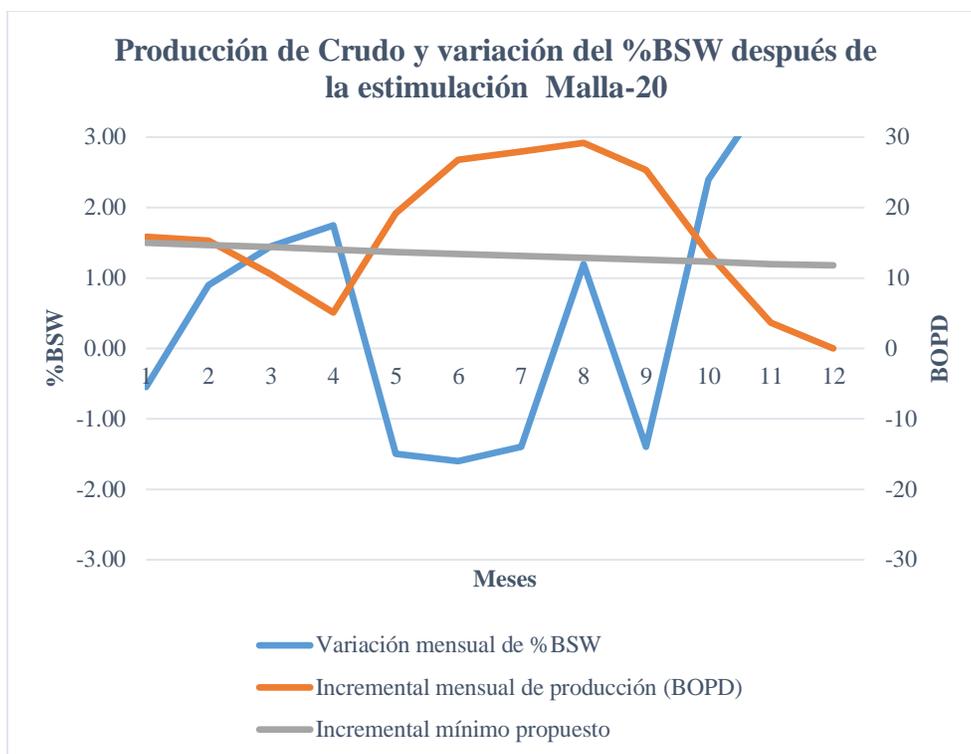


Figura 28 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 20

4.1.1.13. Malla 21

Tabla 44 Datos generales de los pozos de la malla 21

Pozo	Fecha Ejecución	Diseño Crudo Inhib	TIF	Uso de nitrógeno	Espesor neto	Penetración Radial
141	12-oct-16	F 9	0.178	si	903	4.4

Tabla 45 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 21

INCREMENTAL BOPD													
Mes													
Pozo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Incremental acumulado de producción
141	8	4	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	422
VARIACIÓN BSW													
Mes													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
141	-0.4	-0.5	0.1	-0.1	-0.1	0.0	0.3	0.5	0.5	0.4	0.5	0.4	

En esta malla sólo se ha intervenido el pozo 141 en donde, tal y como se observa en la Figura 29., hay un leve incremento de producción con disminución del %BSW seguido de una rápida declinación y aumento del %BSW hasta encontrarse con los mismos datos de producción básica transcurridos 3 meses. Pese a tener una buena tensión interfacial y una formulación que usualmente da buenos resultados se presume que esta malla o este pozo no tiene buena reacción a la formulación, o que debido a su alto espesor se haya presentado una entrada de fluido por canales de alta conductividad.

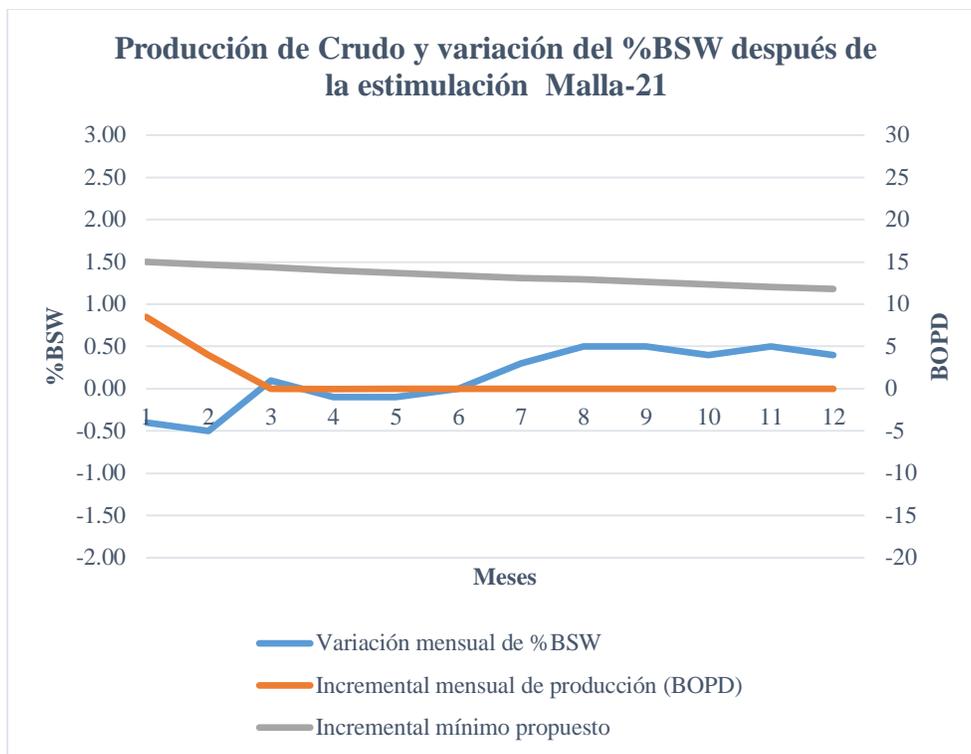


Figura 29 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 21

4.1.1.14. Malla 22

Tabla 46 Datos generales de los pozos de la malla 22

Pozo	Fecha Ejecución	Diseño Crudo Inhib	TIF	Uso de nitrógeno	Espesor neto	Penetración Radial
61	6-jul-13	F 4	0.427	no	256	5.3
100	6-dic-13	F 6	0.850	si	49	12.5
129	10-dic-13	F 6	1.190	si	396	4.5

Tabla 47 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 22

INCREMENTAL BOPD													
Mes													
Pozo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Incremental acumulado de producción
61	12	20	18	15	11	7	2	2	3	5	5	2	3094
100	0	8	17	14	11	9	8	4	5	0	13	15	3152
129	23	48	36	29	10	0	0	0	10	22	10	23	6397
VARIACIÓN BSW													
Mes													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
61	-0.3	-0.3	-0.3	-0.2	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.3	
100	-0.1	-0.1	-0.5	-0.4	-0.3	-0.3	-0.2	-0.1	-0.1	0.1	-0.2	-0.3	
129	-4.8	-4.5	-3.8	-3.8	-4.4	-4.9	1.8	0.1	0.5	-3.8	0.4	-7.3	

En estos trabajos se observa un incremento en la producción con disminución de %BSW. Los trabajos realizados en esta malla presentan declinación al llegar a 4 meses, esto debido a que en esta malla solo se ha realizado estimulaciones con uso de inhibidor de asfaltenos.

La estimulación en el pozo 129 es la única que supera el incremental mínimo propuesto.

La formulación F4 no se inyectó con nitrógeno, se presume que con esto se hubiera obtenido mejor resultado.

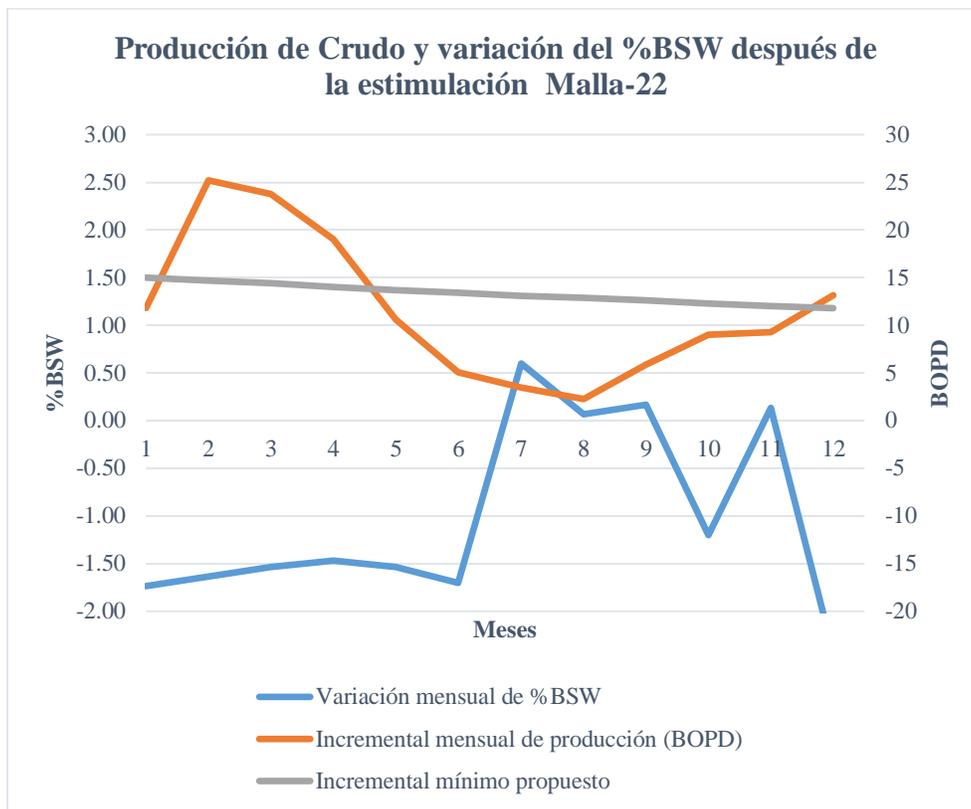


Figura 30 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 22

En esta malla se encuentran 5 tratamientos, de los cuales 3 pertenecen a un mismo pozo; el 182. En este pozo se realizó una primera estimulación con la formulación F4, presenta un buen incremental promedio de producción superando el incremental mínimo, se presume que hubiera tenido una mejor respuesta porque no ser desplazado con nitrógeno. El tratamiento con la formulación F9 en este mismo pozo resulta en un incremento alto de la producción, manteniendo una tendencia sólida desde el mes 1 en adelante. La última estimulación realizada a este pozo es con la formulación 1 y debido a la semejanza en el comportamiento con el tratamiento anterior se espera un mantenimiento constante de la producción.

El pozo 69 no presenta un aumento en la producción y genera un aumento del %BSW, lo cual se presume puede ser debido a la alta tensión interfacial del tratamiento y el surfactante usado, este surfactante ha sido efectivo en otros tratamientos con tensiones interfaciales más bajas.

En el pozo 92 ocurre un gran aumento de producción debido a la formulación F9 con la que se trabajó y a su baja tensión interfacial.

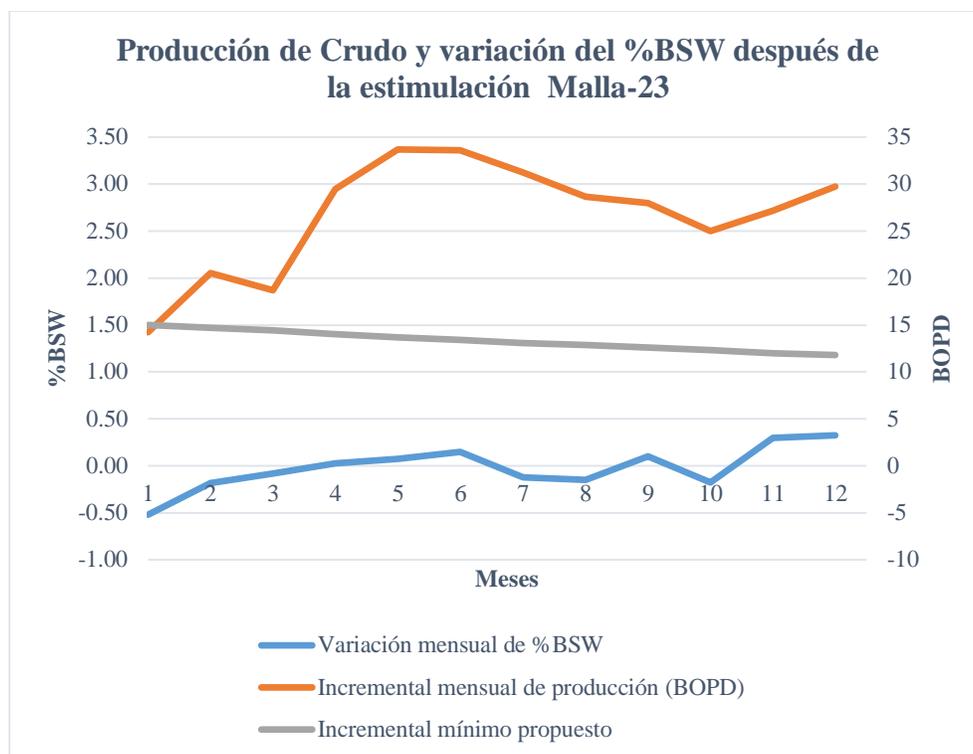


Figura 31 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 23

4.1.1.16. Malla 24

Tabla 50 Datos generales de los pozos de la malla 24

Pozo	Fecha Ejecución	Diseño Crudo Inhib	TIF	Uso de nitrógeno	Espesor neto	Penetración Radial
164	25-nov-13	F 2	2.07	si	52	14.7

Tabla 51 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 24

INCREMENTAL BOPD													
Mes													
Pozo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Incremental acumulado de producción
164	20	11	8	3	1	6	5	6	7	19	10	12	3273
VARIACIÓN BSW													
Mes													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
164	0.1	-0.1	-0.2	-0.4	-0.5	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	0.5	-0.3	-0.1	

En esta malla sólo se ha intervenido el pozo 164 en donde se observa un leve incremento de producción al inicio y una disminución constante del %BSW, pero después se estabiliza y regresa a parámetros cercanos a la curva básica de producción. Utiliza la formulación F2, con una tensión interfacial relativamente alta para los parámetros deseados en tratamientos con crudo inhibido, y su producción no alcanza el mínimo propuesto. Esta disminución en la producción total de fluidos puede ser causado por un daño adicional generado en el pozo, además de una mala reacción de la formación a las estimulaciones.

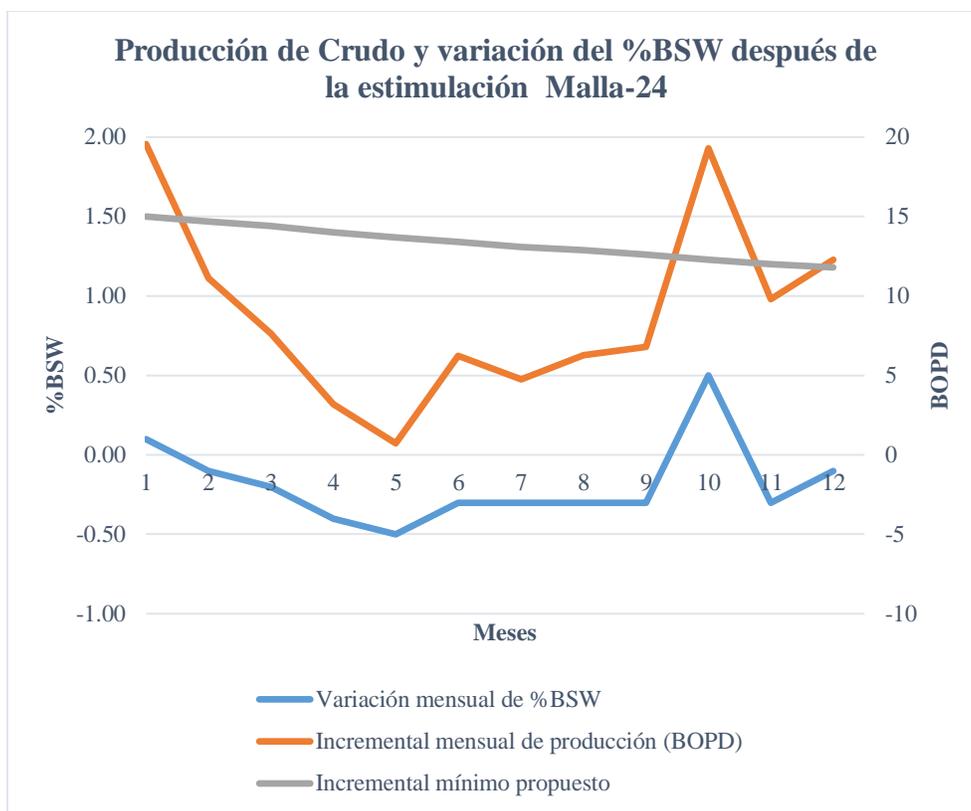


Figura 32 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 24

4.1.1.17. Malla 25

Tabla 52 Datos generales de los pozos de la malla 25

Pozo	Fecha Ejecución	Diseño Crudo Inhib	TIF	Uso de nitrógeno	Espesor neto	Penetración Radial
59	11-ago-13	F 4	0.441	si	86	10.4
66	8-jul-17	F 9	0.567	si	60	14.3

Tabla 53 Datos de producción de aceite y variación del %BSW de los pozos de la malla 25

INCREMENTAL BOPD													
Mes													
Pozo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Incremental acumulado de producción
59	29	41	3	1	0	5	5	6	6	10	17	20	4295
66	7	16	14	11	12	15	14	14	14	9	8	7	4291
VARIACIÓN BSW													
Mes													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
59	-0,7	-0,8	0,1	0,1	0,0	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,3	-0,4	
66	-0,2	0,1	0,0	-0,3	-0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3	0,3	

En esta malla se realizan dos trabajos que presentaron parcial efectividad, puesto que existe un incremental positivo, pero no se logra llegar al incremental mínimo propuesto. Los trabajos son realizados estimulando zonas de bajo espesor, lo cual es en teoría favorable debido a una menor dispersión del fluido en zonas de alta permeabilidad. En el pozo 59 se puede observar una buena reacción del pozo en cuanto a producción y a disminución del %BSW, aunque una rápida declinación de la producción en la estimulación con la formulación 4, mientras en el pozo 66 la

formulación F9 tiene comportamiento más estable y muestra un incremental constante y finaliza a los 12 meses con una buena tendencia al no acercarse de manera significativa a la curva básica de producción como se observa en la Figura 33.

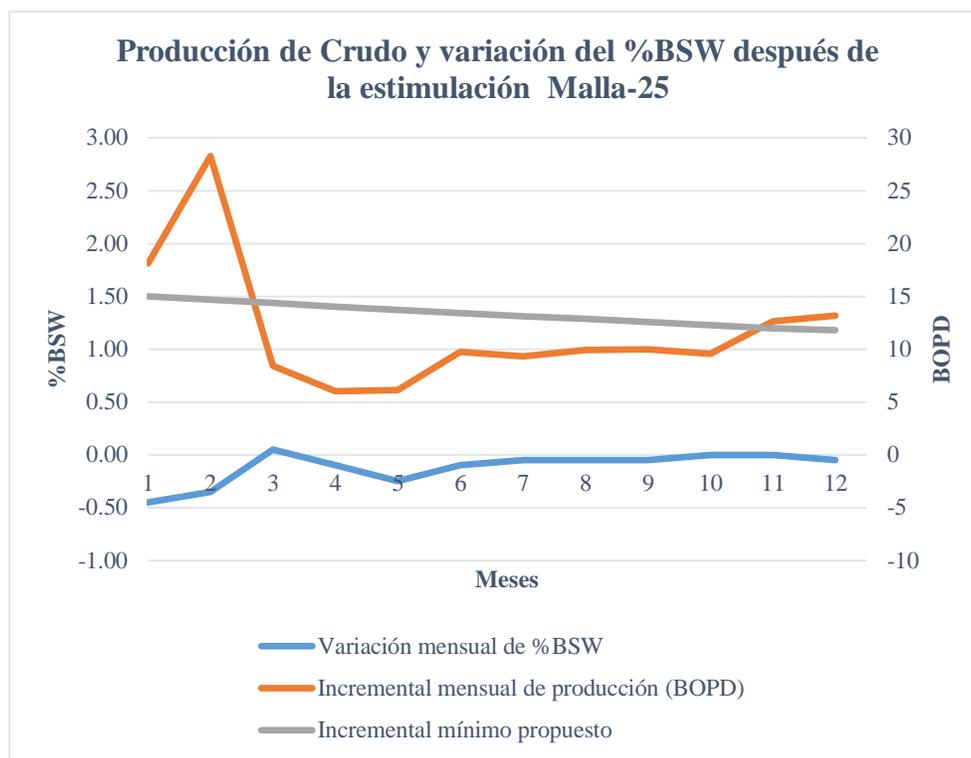


Figura 33 Comportamiento de producción posterior a la estimulación para la malla 25

4.1.1.18. Análisis del incremental acumulado de la producción por mallas

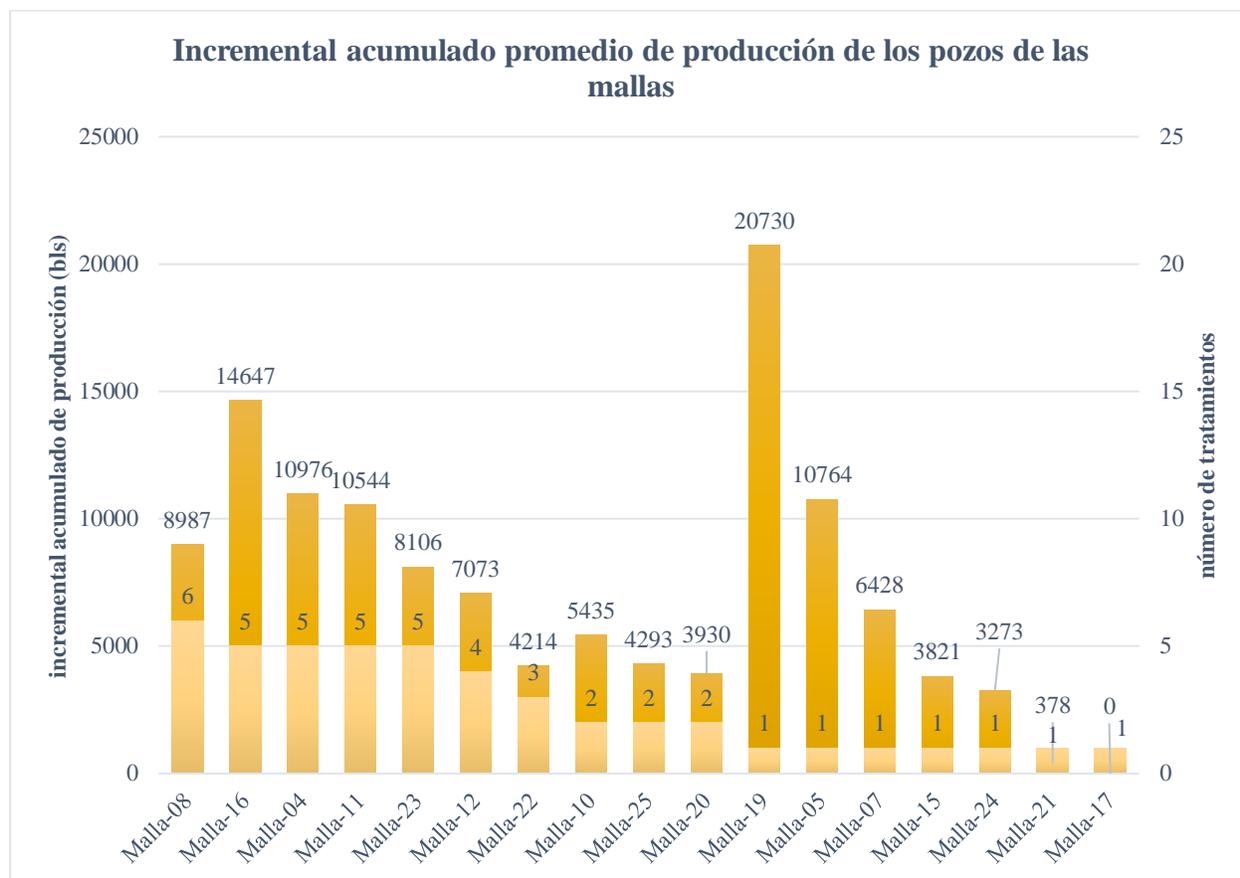


Figura 34 Incremental acumulado promedio de producción de los pozos de las mallas intervenidas

Como se observa en la Figura 34. La estrategia llevada a cabo ha sido adecuada, puesto que las mallas que presentan buena reacción, como lo son las mallas 04, 08, 10, 11, 12, 16 y 23, se les ha venido implementando más estimulaciones, lo que ha ayudado a incrementar la producción de crudo.

Los trabajos realizados en las mallas 05, 07 y 19 han tenido un muy buen incremental pero no se tiene suficiente información para concluir que estas mallas son del todo buenas, se recomienda tratar estas mallas.

Las estimulaciones realizadas en las mallas 15, 20, 21, 22, 24 y 25 han presentado incremental en la producción, pero no ha sido suficiente para alcanzar el incremental mínimo propuesto.

En la malla 17 solo se ha realizado una estimulación y esta no presenta incremental en la producción.

4.1.2. Análisis Global de la producción del campo

Se presenta el Figura 35. la cual da una relación entre las estimulaciones con crudo inhibido realizadas cada año en el campo junto al incremental de producción acumulado respectivo, que es un claro índice que mientras más trabajos se han realizado cada año, mayor potencial de producción recupera el campo, así como la Figura 36. muestra el comportamiento general de la producción de aceite y la variación de %BSW de los pozos con el transcurrir de tiempo hasta llegar a 12 meses, siendo la producción en promedio superior al incremental mínimo propuesto.



Figura 35. Relación entre trabajos realizados anualmente e incremental anual acumulado

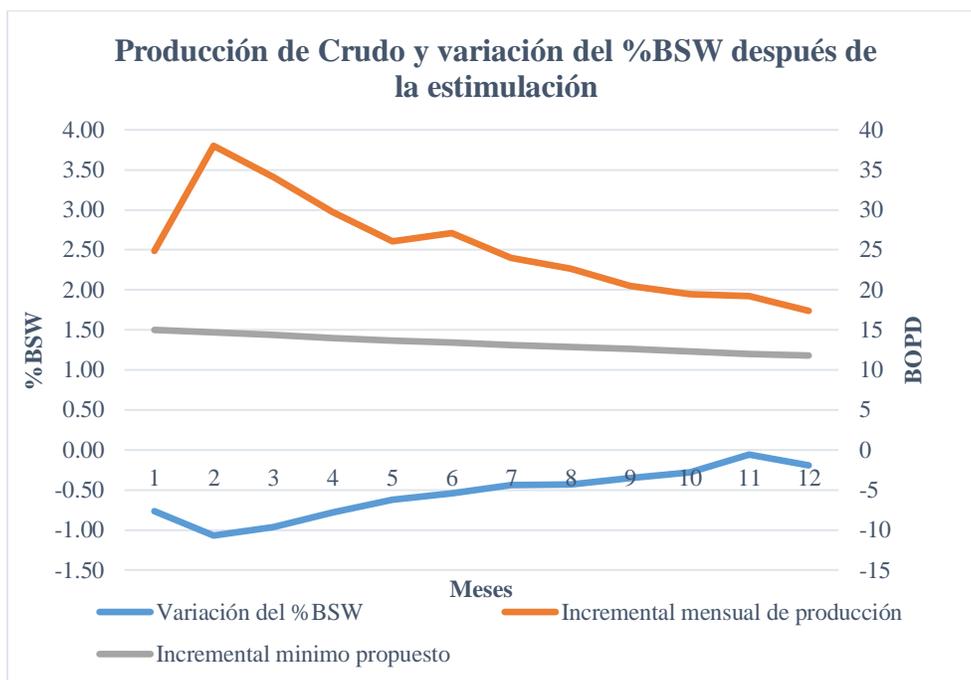


Figura 36 Comportamiento de producción posterior a las estimulaciones con crudo inhibido realizadas en el campo

4.1.3. Análisis de la producción por formulaciones

Como se puede observar a detalle en la Figura 37. la formulación más usada es la formulación F9, que presenta resultados buenos; al detalle esta formulación tiene a su mayoría de pozos por encima del incremental mínimo propuesto.

Las formulaciones F3, F4 y F6 generan buenos resultados, sin embargo, estas estimulaciones fueron realizadas en el año 2013, el tiempo de vida es muy corto y en su diseño contemplan uso de inhibidor de asfaltenos.

La formulación F7 muestra buenos resultados, se ha utilizado recientemente y además de eso tiene a la mayoría de sus pozos por encima del incremental mínimo propuesto.

La formulación F5 solo se ha realizado una vez y ha sido efectivas.

La formulación F8, F10 y F2 no han sido efectiva.

La formulación F1 está siendo probada y ha generado buenos resultados.

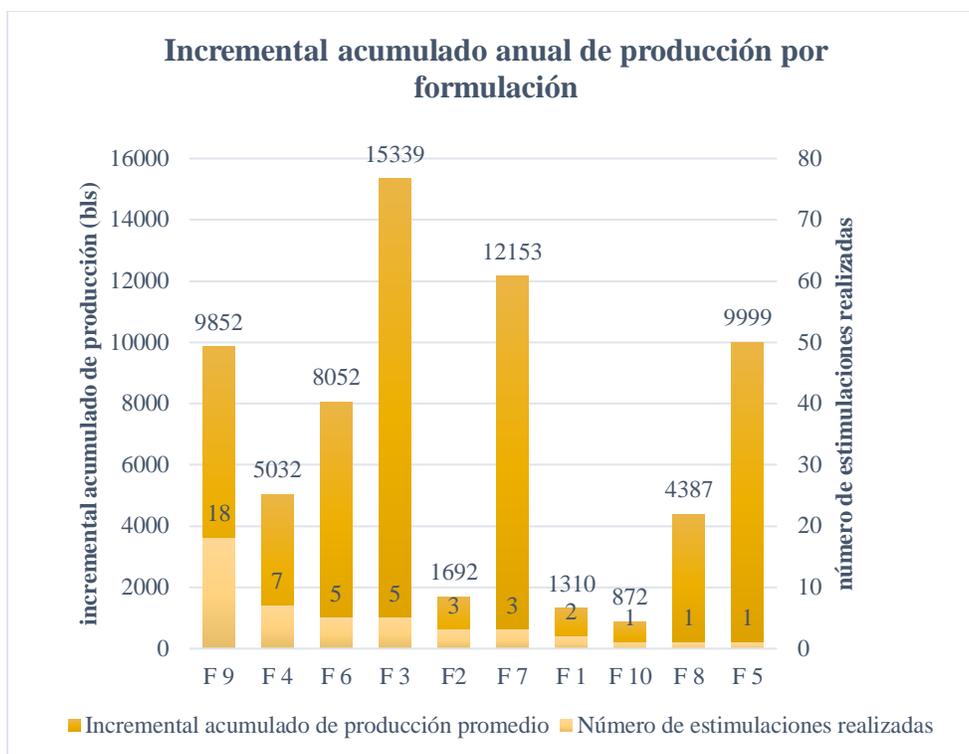


Figura 37 Relación entre incremental anual acumulado y formulación con la que se realizaron dichos trabajos

4.1.4. Análisis de la producción por tensiones interfaciales

Como muestra la Figura 38, las tensiones interfaciales entre 3 y 4 mN/m tienen un incremental considerable en los primeros meses seguido de caídas abruptas, lo cual se traduce en poco tiempo de duración, de la misma manera en que ocurre con el %BSW como se observa en la Figura 39, que aumenta bruscamente en el mes 4. La tendencia de producción para tratamientos con tensiones interfaciales entre 2 y 3 mN/m es de una disminución del incremental de producción en el mes 3 simultáneamente en el quinto mes el %BSW vuelve a su comportamiento anterior a la estimulación. Las tensiones interfaciales entre 0-1 mN/m y 1-2 mN/m son las que mejor comportamiento presentan respecto al incremento de producción.

Los tratamientos con tensiones entre 0 y 1 mN/m no tienen un incremental alto, sin embargo, superan el incremental mínimo propuesto. Muestra buenos resultados con respecto al %BSW los primeros 6 meses.

Las tensiones interfaciales entre 1 y 2 mN/m son las que mejor incremento en la producción presentan, y ampliamente los que más disminuyen el %BSW en los 12 meses consecutivos al tratamiento.

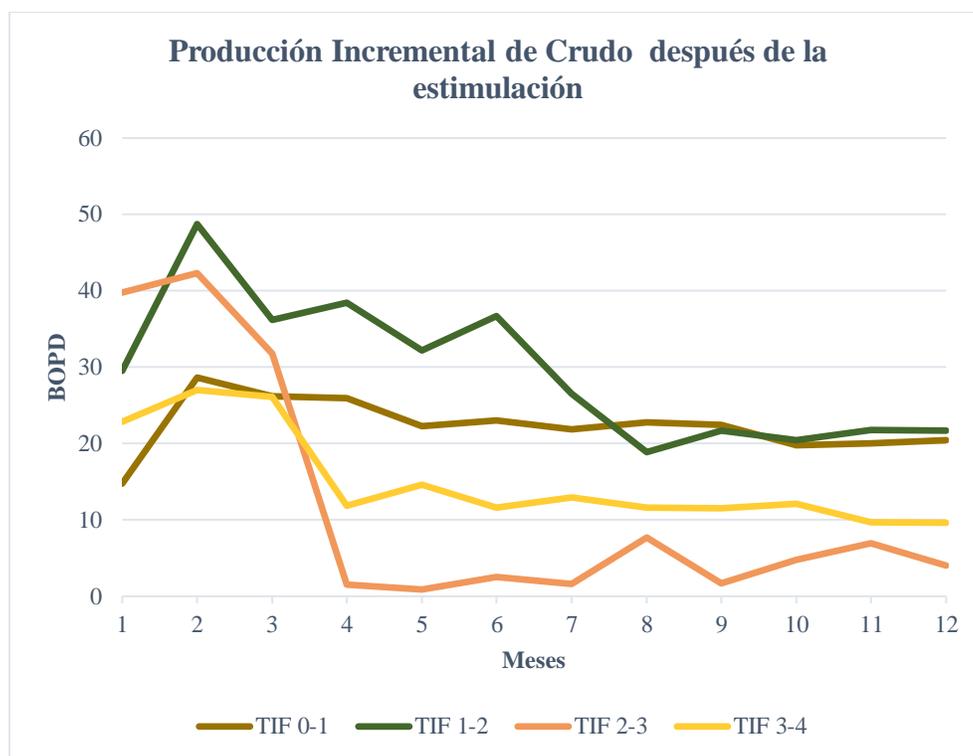


Figura 38 Comportamiento de la producción de aceite según el rango de tensión interfacial agua-crudo con que se realizó cada estimulación

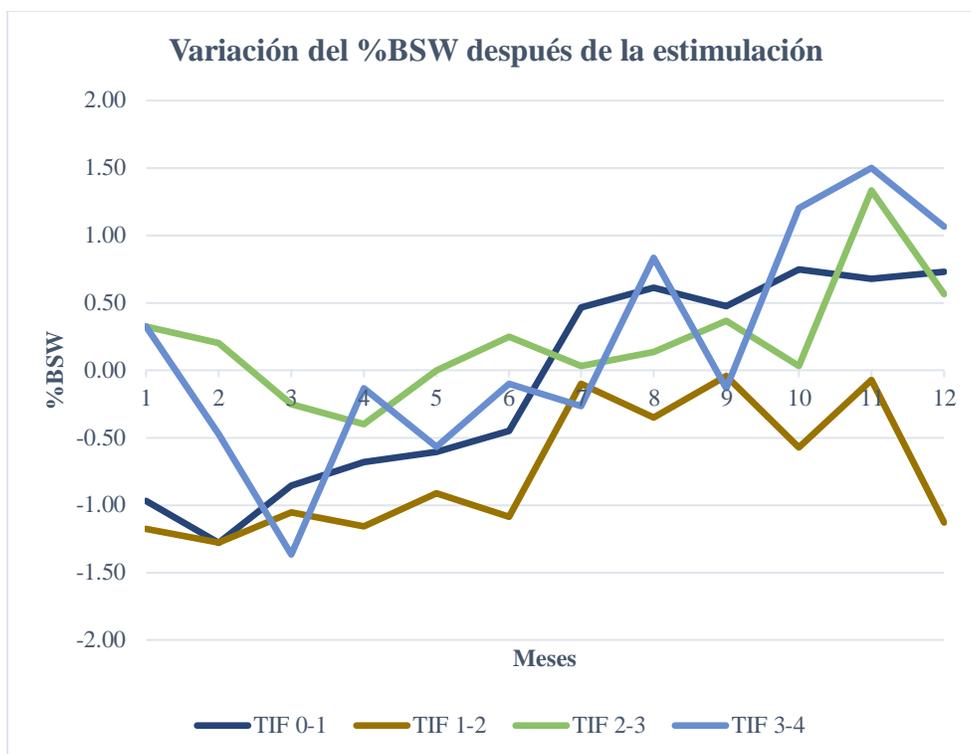


Figura 39 comportamiento de la variación del %BSW según el rango de tensión interfacial agua-crudo con que se realizó cada estimulación

4.1.5. Análisis del uso de inhibidor de asfaltenos

Como se puede observar en la Figura 40. al usar inhibidor de asfaltenos el incremento es muy alto al inicio del tiempo de producción, pero esta cae rápidamente, mientras las formulaciones que no tienen inhibidor han presentado menor incremento en los primeros 2 meses, pero continúan con un buen comportamiento al finalizar el tiempo de evaluación.

Con el %BSW existe una tendencia similar a la producción como se muestra en la Figura 41. haciendo que el comportamiento con inhibidor de asfaltenos retome el %BSW con el paso del tiempo, mientras la duración del efecto al usar formulaciones sin inhibidor de asfaltenos muestra que el %BSW retoma más lentamente el %BSW anterior a la estimulación.

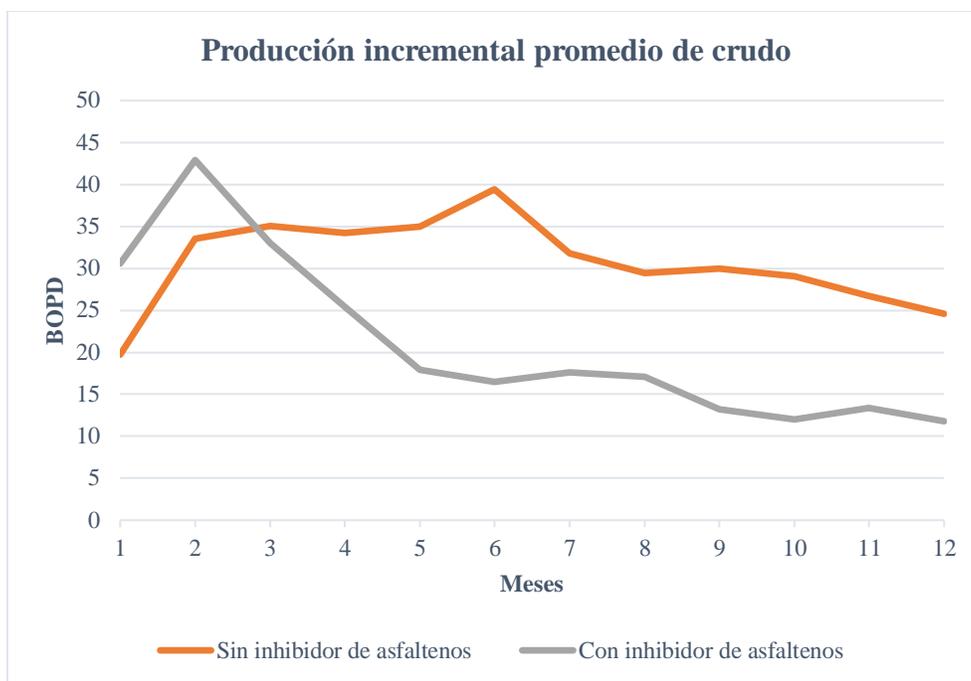


Figura 40 Comportamiento de la producción de aceite según el uso de inhibidor de asfaltenos en la formulación de crudo inhibido

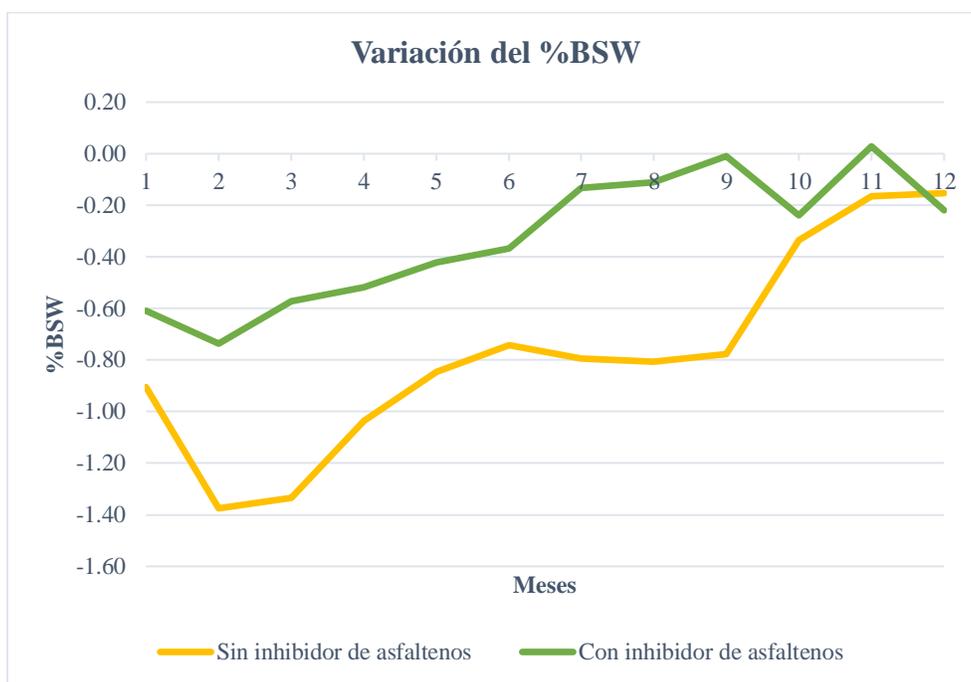


Figura 41 Comportamiento de la variación del %BSW según el uso de inhibidor de asfaltenos en la formulación de crudo inhibido

4.1.6. Análisis de la geometría del pozo

En la Figura 42. se observa que los pozos desviados presentan un mejor incremental de producción y una declinación más lenta que los pozos verticales y horizontales, así mismo se puede observar en la Figura 43. que los pozos verticales retoman el incremento del %BSW a los 10 meses, mientras que los desviados y horizontales mantienen la disminución del %BSW en los 12 meses de evaluación.

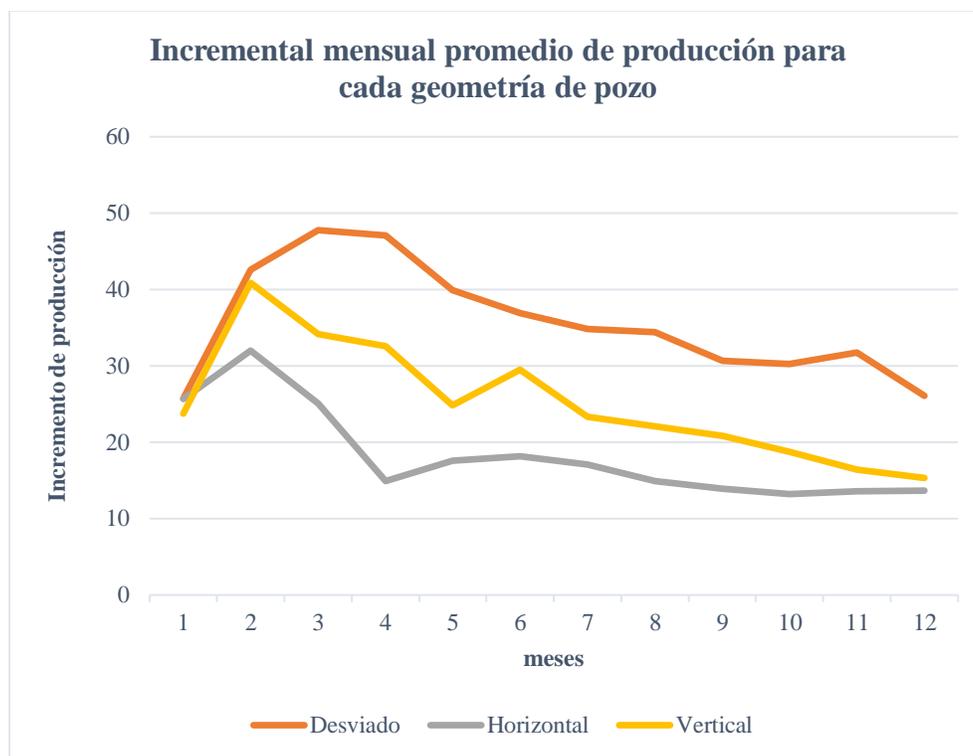


Figura 42 Comportamiento de la producción de aceite según la geometría de pozo estimulada

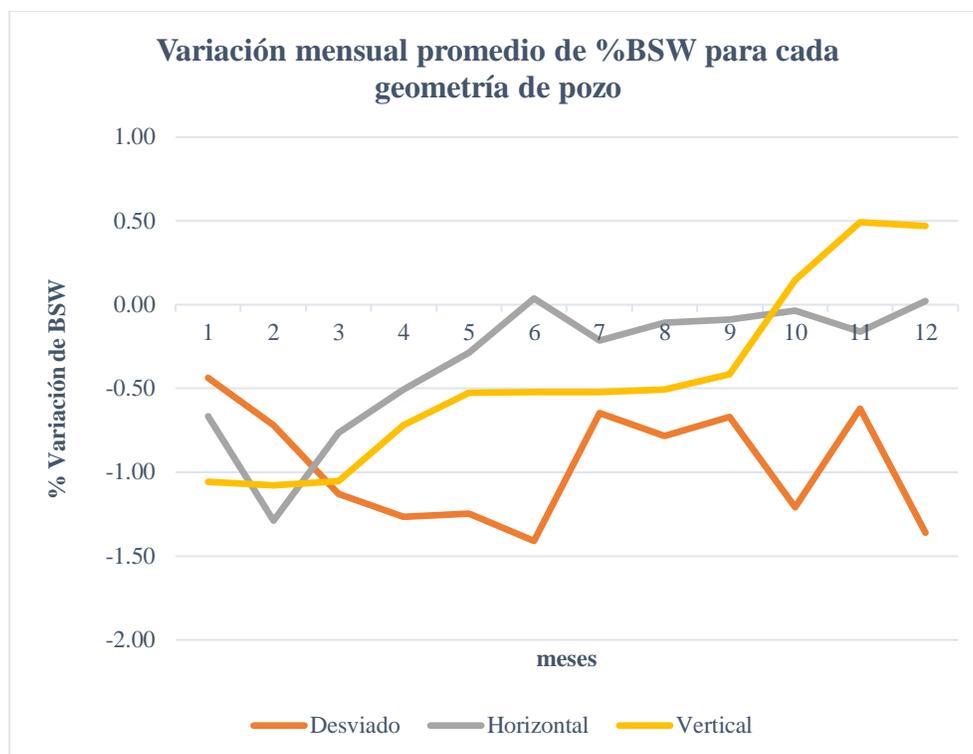


Figura 43 Comportamiento del %BSW según la geometría de pozo estimulada

Capítulo 5

Análisis económico

Se presenta la Tabla 54. donde se muestra el flujo de caja, el cual expresa el balance final de los gastos y ganancias directos e indirectos a lo largo del período de evaluación. Los factores que se tienen en cuenta (ver Anexo) son el precio de venta del crudo, el pago de regalías, el costo de levantamiento, impuesto de renta y el costo de calidad y transporte.

Tabla 54. Parámetros evaluados en el análisis económico.

Malla	Promedio del balance económico (USD)	Promedio del factor EFI	Tiempo promedio de recuperación de la inversión (meses)
Malla-16	192948	1,6	3
Malla-19	177330	3,3	4
Malla-04	126530	1,7	3
Malla-10	51989	0,6	5
Malla-23	39914	0,7	6
Malla-11	36841	0,6	6
Malla-08	36559	0,6	4
Malla-05	33631	0,4	10
Malla-20	28820	0,5	7
Malla-07	2341	0,0	12
Malla-22	-7430	0,0	5
Malla-25	-9308	-0,1	-
Malla-15	-19094	-0,2	-
Malla-12	-20128	-0,1	4
Malla-24	-30438	-0,3	-
Malla-21	-59181	-1,0	-
Malla-17	-119344	-1,0	-

Se incluye en el análisis el parámetro “EFI”, el cual es una relación entre dinero invertido y dinero que retorna al final del período productivo, es decir relaciona inversiones con ganancias. Asimismo, se halla el tiempo que tarda en recuperar la inversión inicialmente realizada.

Se puede observar que las mallas que mejor rentabilidad económica presentaron, cuyos tratamientos presentaron ingresos promedio de ingresos, son la malla 16, 19, 04 y 10.

Las mallas 25, 15, 24, 17 y 21 no han tenido ningún trabajo efectivo, indicando su balance financiero que refleja que no hay ganancias en ellas.

Las ganancias promedio de los tratamientos de estimulación con crudo inhibido realizados en el campo San Francisco son de 56.534 USD en un tiempo máximo de un año posterior al tratamiento.

De los tratamientos cuyo balance financiero resulta en ganancias, dando un promedio total del factor EFI de 0.7, lo que indica que en promedio, este tipo de estimulaciones se pagan y generan una ganancia adicional del 70% de la inversión realizada a lo largo de los 12 meses de evaluación.

El tiempo que tardan estas estimulaciones en recuperar la inversión realizada es de 5.2 meses.

Año	Promedio del balance económico (USD)	Promedio del EFI	Tiempo promedio de recuperación de la inversión (meses)	Costo promedio de las operaciones (USD)
2013	63531,6	0,57	4,9	99562,3
2014	145195,0	2,10	5,0	69031,0
2015	27669,8	0,37	5,0	105077,5
2016	61216,1	1,22	5,0	54636,4
2017	93132,3	1,66	3,5	53454,3
2018	-3312	-0,04	9,0	71208,3
2019	61978,0	0,71	5,3	81668,3

Capítulo 6

Selección de Candidatos

Se plantean pasos generales con la metodología para seleccionar un candidato a estimulación con crudo inhibido, como lo muestra la figura 44.

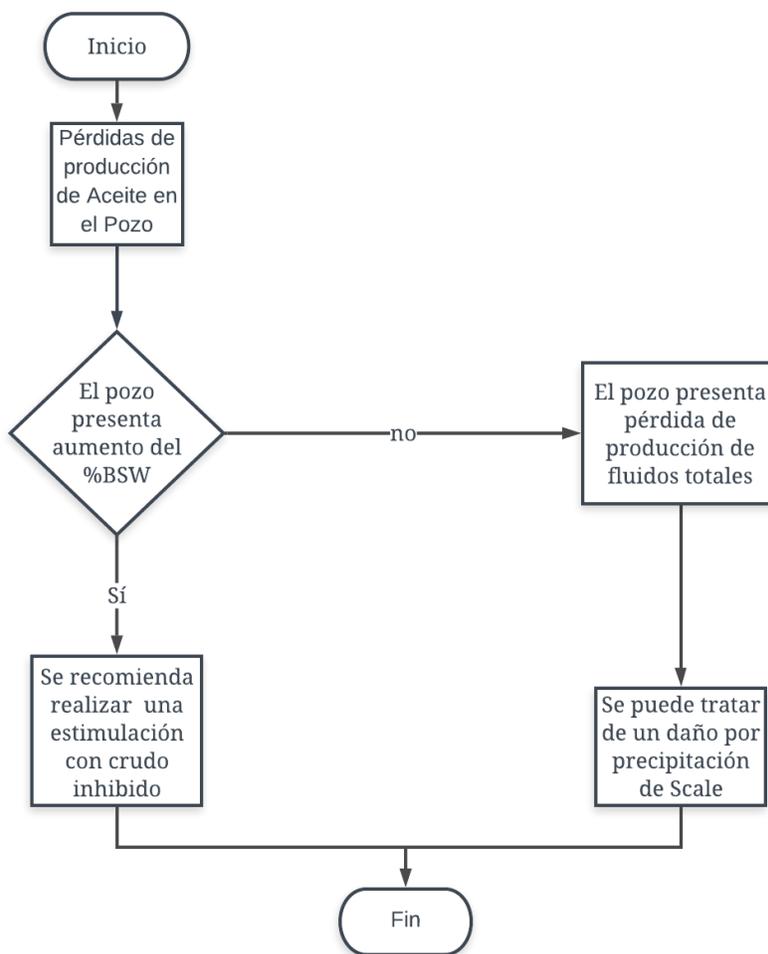


Figura 44 Diagrama de flujo que representa el proceso que lleva a la toma de decisión sobre estimular un pozo del campo usando crudo inhibido

CONCLUSIONES

- Con el fin de seleccionar el mejor comportamiento de los surfactantes para la aplicación en el incremento de producción se realizaron mediciones de índice de tensión interfacial TIF, Ángulo de Contacto, compatibilidad de fluido de estimulación con la formación y detergencia para seleccionar los surfactantes de mejor desempeño.
- Los tratamientos de estimulación con crudo inhibido realizados desde el año 2013 hasta la fecha han tenido una buena efectividad en el incremento de la producción superando el incremental mínimo propuesto para este tipo de tratamientos, mejorando la productividad del campo.
- Se estudiaron diferentes surfactantes clasificados como mejoradores de movilidad y se concluye que los mejores resultados enfocados a una aplicación en campo son dados por el uso de los surfactantes nombrados como OP1, TC y HF. Estos surfactantes presentan buenos resultados de laboratorio que los constituyen como candidatos a tener en cuenta para siguientes formulaciones de crudo inhibido.
- A las mallas 04, 08, 10, 11, 12, 16 y 23 se les han realizado más de un tratamiento, lo cual da confiabilidad en los resultados; han presentado un incremental promedio de 9395 Bls sobrepasando el incremental mínimo propuesto y han mostrado una reducción del %BSW.
- Las mallas 05, 07 y 19 han presentado un incremental promedio de producción de 12641 Bls, lo cual ha generado un gran aumento en la producción, sin embargo, en cada una de estas mallas solo se ha realizado un trabajo de estimulación con crudo inhibido por lo tanto es necesario hacer más trabajos de estimulación para afirmar que las mallas nombradas anteriormente presentan buena respuesta.

- En las mallas 20, 22 y 25 se les ha realizado más de un trabajo de estimulación con crudo inhibido y han presentado un incremento en la producción, pero no han logrado sobrepasar el incremental mínimo propuesto; estas mallas tienen un incremental promedio de 4146 Bls.
- En las mallas 15, 17, 21 y 24 se ha realizado un trabajo de estimulación presentando un incremental promedio de producción de 2844 bbls, en estas mallas es necesario hacer más trabajos de estimulación para afirmar que las mallas nombradas anteriormente presentan buena respuesta.
- Los tratamientos tuvieron una mayor efectividad con la adición de nitrógeno logrando una mayor penetración radial en el yacimiento lo cual mejora la movilidad en la cercanía del pozo.
- Con respecto a la configuración de los pozos se observa una mejor tendencia en la disminución de %BSW en los pozos desviados debido a una mezcla entre mayor área efectiva con el yacimiento con respecto a los pozos horizontales, y mayor favorabilidad en cuanto a la baja permeabilidad vertical que impide.
- De los trabajos analizados en los que se utilizaron las formulaciones F2, F3, F4, F5, y F6 tienen en sus componentes al inhibidor de asfaltenos, estas formulaciones en su gran mayoría han presentado un incremento de la producción, pero han declinado muy rápido en el tiempo comparado con las formulaciones en donde no se utilizó inhibidor de asfaltenos.
- Posterior a la clasificación de todas las formulaciones y a los análisis de laboratorio, las formulaciones que presentaron un mejor resultado en cuanto a mejoradores de movilidad fueron las formulaciones F1, F7 y F9, estas formulaciones en su gran mayoría han trabajado

con tensiones interfaciales menores a 2.0 mN/m en donde han mejorado de gran manera la productividad de los pozos.

RECOMENDACIONES

- Siempre realizar prueba de compatibilidad entre crudo inhibido y fluidos de formación, para evitar reacciones químicas indeseadas que puedan generar daño en el pozo, como lo es la formación de precipitados.
- Seguir tratando las mallas 08, 04, 11, 12, 16, 23, que han mostrado buen comportamiento y se les ha venido implementando más estimulaciones, lo que ha ayudado a incrementar la producción de crudo.
- Evaluar la viabilidad de los tratamientos de estimulación con crudo inhibido en las mallas 05, 07 y 19, para así mismo verificar el potencial que tengan los mejoradores de movilidad en estas áreas del campo.
- No usar formulaciones con inhibidor de asfaltenos debido a la rápida declinación que presentan los trabajos en los que se ha utilizado dicho producto.
- Como recomendación para cada malla ver Tabla 55.

Tabla 55 Recomendaciones para cada malla

Malla	Recomendación
04	Implementar la formulación F1, con baja tensión interfacial para mantener un buen incremental de producción, y ayudar a controlar el aumento de %BSW.
05	Seguir utilizando la formulación F9 con bajas tensiones interfaciales como se usó en la única estimulación que se ha realizado.
07	En esta malla se ha trabajado con la formulación F9 y ha funcionado muy bien, se recomienda seguirla usando con baja tensión interfacial.

Malla 08	Seguir utilizando la formulación F9 con bajas tensiones interfaciales, puesto que es la formulación que mejor resultados ha dado.
-----------------	---

Malla 10	Se recomienda la formulación F9 y F1, con baja tensión interfacial para mantener un buen incremental de producción, y ayudar a controlar el aumento de %BSW.
-----------------	--

Malla 11	Se recomienda usar bajas tensiones interfaciales con las formulaciones F1 y F9, para así mejorar la tendencia en la efectividad de las estimulaciones con crudo inhibido.
-----------------	---

Malla 12	Se recomienda la utilización de las formulaciones F7, F9 y F1, para mantener un buen incremental de producción, y controlar el aumento de %BSW el incremental de producción y disminuir el aumento de %BSW.
-----------------	---

Malla 15	Se recomienda usar las formulaciones F1 y F9 con bajas tensiones interfaciales para mantener un buen incremental de producción, y ayudar a controlar el aumento de %BSW.
-----------------	--

Malla 16	Se recomienda la implementación de la formulación F9 o F1, con baja tensión interfacial para mantener un buen incremental de producción, y ayudar a controlar el aumento de %BSW, así como seguir interviniendo periódicamente los pozos ya estimulados.
-----------------	--

Malla 17	De ser necesario intervenir pozos en la malla, usar formulaciones tales como la F1 o F9, evitando el uso de inhibidores de asfaltenos.
-----------------	--

Malla 19	Seguir utilizando tratamientos de baja tensión interfacial como el usado en la única estimulación llevada a cabo hasta hoy, con una baja tensión interfacial y uso de la formulación F9.
-----------------	--

Malla	Usar bajas tensiones interfaciales, así como tratar pozos distintos al 60 con las
20	formulaciones F1 y F9, para así buscar una tendencia en la efectividad de las estimulaciones con crudo inhibido en las mallas.

Malla	Hacer una estimulación más en la malla con la formulación F1, para
21	comprobar si las condiciones de los pozos de la malla son favorables a las estimulaciones, complementar esto con la rigurosa aplicación de prueba de detergencia.

Malla	En las 3 estimulaciones se hizo uso de inhibidor de asfaltenos y es una muestra
22	del comportamiento representativo de las estimulaciones con uso de este, buen incremento inicial y una rápida declinación de producción. Se recomienda cambiar las formulaciones y aplicar la F1 y F9.

Malla	En esta malla la formulación F9 es ampliamente la mejor formulación, se
23	recomienda seguirla usando con baja tensión interfacial.

Malla	Cambiar de formulación por una sin inhibidor de asfaltenos, como lo son las
24	formulaciones F1 y F9 con una menor tensión interfacial a la usada en el anterior tratamiento en esta malla, la cual fue de 2.07 mN/m.

Malla	Mantener el uso de la formulación F9 y así continuar con un buen aumento de
25	producción en la malla y baja tensión interfacial que contribuya a la disminución del %BSW.

BIBLIOGRAFÍA

- Abdallah, W. et al. (2007) Los fundamentos de la mojabilidad. Schlumberger. Alberta.
- Arriola M.E. (2017). Dispersantes de Parafinas y Asfaltenos, una solución para el sostenimiento y optimización en la producción de crudo. Revista PetroQuiMex. Publicaciones Especializadas Franco, S.A. de C.V.
- B.C. Craft, & M. F. Hawkins. (1990). Applied Petroleum Reservoir Engineering. Prentice Hall. Englewood Cliffs.
- Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED). (1996). Daños a la formación y estimulación de Pozos. Filial de Petróleos de Venezuela S.A.
- Gonzalez. J.M. (2014). Daño a la formación en pozos petroleros. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Halliburton. (2001). Introducción a la estimulación, 19-22.
- Paris de Ferrer, M., (2009). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo.
- Quintana, J.E. (2008). Evaluación de trabajos de estimulación orgánica en pozos del campo Yariguí-Cantagallo. Universidad Industrial de Santander.
- Rodriguez G. (2010). Estudio del ángulo de contacto y de la mojabilidad a alta temperatura de fases líquidas en la sintetización de metales. Escuela politécnica superior. Madrid.
- Salager, J.L. (2002). Surfactantes, tipos y usos. Universidad de los Andes. Mérida.
- Singer, J. (2019). Módulo evaluación de formación. Schlumberger Oilfield Glossary.

ANEXOS

APÉNDICE A: Componentes de una estimulación con Crudo Inhibido.

Habitualmente una estimulación con crudo inhibido consiste en las siguientes etapas:

- **Inhibición orgánica:** Una estimulación orgánica con Crudo Inhibido aditivado con solvente mutual, inhibidor de asfaltenos y surfactante, con el objetivo de mejorar las condiciones de humectabilidad de la formación y reducción de fuerzas de tensión interfacial con el fin de mejorar la movilidad del aceite.
- **Divergente:** Se usa un sistema de divergencia química basado en la tecnología de polímeros modificadores de la permeabilidad relativa. Este producto es diseñado para realizar divergencia en trabajos de estimulación matricial y hacer que los sistemas ácidos alcancen aquellas zonas de más baja permeabilidad o de interés en términos de producción y lograr los objetivos de la estimulación. Se utiliza un tratamiento, alternando etapas de ácido y agente divergente. No genera daño a las zonas vecinas productoras de hidrocarburos y aumenta la efectividad del ácido al ubicarlo lejos de las zonas vecinas productoras de agua y con altos valores de permeabilidad. No requiere viscosidad para realizar la divergencia ya que el mecanismo de funcionamiento es de adsorción sobre la roca modificando la permeabilidad relativa al agua.
- **Espaciador:** Se utiliza como desplazamiento de tratamientos y espaciador, una salmuera con surfactante para ayudar al intercambio iónico con las arcillas.

APÉNDICE B: Procedimiento generalizado para una estimulación con crudo inhibido.

Previo a la operación.

1. Una vez decidido que se realizará estimulación se consulta con la empresa de servicios y en conjunto se decide ámbitos generales como lo son el tipo de estimulación a llevar a cabo y fechas para el trabajo. Esto comprende datos del pozo, cálculos, materiales a ser utilizados, procedimiento operativo y costos estimados de la operación.
2. La empresa operadora suministra la información del pozo requerida para realizar diseño de la estimulación.
2. Realizar pruebas de laboratorio: Dentro del laboratorio se hace la evaluación de pruebas de compatibilidad, detergencia, mojabilidad y tensión interfacial entre el crudo con el cual se realizará la estimulación orgánica y distintos fluidos de estimulación como lo son el agua de estimulación, divergentes, solventes, ácidos (en caso de ser una estimulación orgánico-ácida), salmueras de desplazamiento, quelantes, inhibidores de asfaltenos o distintos fluidos según la necesidad del pozo. En campos con sistema de inyección de agua implementado se suele usar esta misma debido a su compatibilidad con la formación y con el agua dentro del yacimiento.
3. Diseño de fluidos, se analiza el tratamiento con las composiciones y concentraciones planteadas y se generan ajustes basados en las pruebas de laboratorio.
4. Cálculos del volumen, se considera cada etapa de los fluidos diseñados en el paso anterior para lograr una correcta reacción del tratamiento con las formaciones en cuestión.
5. Actualización del diseño de trabajo y programa operacional. Basado en los puntos anteriores se formulan correcciones viendo oportunidades de mejora al tratamiento planteado.

6. Cálculo de la presión de tratamiento: Esto incluye los cálculos de presión de cierre en fondo, la relación con la densidad de los fluidos de tratamiento y la incidencia de estos factores en la presión de superficie, lo cual determina la necesidad de equipos y los límites de presión de bombeo en superficie.

7. Revisión y aprobación del trabajo, donde se confirman los detalles para que cada empresa coordine su propia logística necesaria para el trabajo.

Previo al bombeo

1. Revisar programa de trabajo con el *Company Man*.
2. Realizar reunión pre-operacional con las personas involucradas en la operación.
3. Realizar diligenciamiento de Análisis de Riesgos, Permisos de Trabajo y Plan de Movilización.
4. Revisión de equipos contra incendio de espuma y/o polvo químico seco, verificar que estén disponibles en la locación.
5. Movilizar equipos de las empresas involucradas en la operación para realizar la estimulación.

Equipos requeridos:

Por parte de la(s) empresa prestadora(s) de servicios:

- (1) Una unidad de bombeo
- (1) Unidad de Nitrógeno
- (1) Frac Tank para Crudo de Doble Compartimiento
- (1) Frac Tank para Crudo Adicional

- (1) Frac Van

- Camión con accesorios

- Camión con Química

Por parte la Empresa Operadora:

- Válvula para conexión en cabeza

6. Cargar los tanques en una forma lenta, inspeccionar los tanques y sus alrededores para verificar goteos y que se cuente con la adecuada ventilación.

7. Cubrir las mangueras (tubería de presión) en cada conexión con material absorbente y/o lonas que sirvan para aislarles y así se pueda controlar su contacto y evitar que produzcan chispas o generen una reacción en cadena al momento de un evento no deseado como la elevación de la presión o rompimiento de un tramo de tubería o un accesorio.

8. Instalación de equipos y accesorios (de Nitrógeno y de química)

9. Instalación y ajuste de instrumentos de medición.

10. Aditivar el Crudo fiscalizado con la formulación del tratamiento para la formación.

11. Clasificar las áreas de riesgo ambiental y de riesgo físico (gases, electricidad, explosión, incendio) asignadas a la operación.

12. Realizar medición de *flash point* del crudo almacenado y realizar análisis de condiciones de bombeabilidad en pozo.

13. Registrar condiciones de presión en tubería de producción y en anular y parar los sistemas de levantamiento.

14. Cerrar válvula de tubing y válvulas en *manifold* de producción y prueba. Realizar rig up del set de estimulación, set de Nitrógeno.
15. Realizar conexiones de líneas (a válvula anular del cabezal) para realizar bombeo.
16. Divulgar riesgos y controles para bombeo. Análisis de Riesgos para bombeo de inflamables.
17. Realizar pruebas de purgado de líneas y unidad de bombeo. Verificar funcionamiento de sensores de presión y de caudal. Las líneas se prueban a 1000 psi por encima de la máxima presión esperada.
18. Verificar funcionamiento del *Kick Out* Local de la unidad de bombeo. Registrar prueba.
19. Garantizar Integridad del DME para bombeo de líquidos, mediante prueba de presión con 2500 Psi, verificando que la presión sea estable por 10 minutos. Registrar prueba.
20. Realizar *Cold Down* a la unidad y líneas de nitrógeno. También, verificar integridad del DME para el bombeo de Nitrógeno.

Durante el bombeo

21. Iniciar bombeo de fluidos de tratamiento por anular sin sobrepasar la máxima presión establecida, esto debido a que al tratarse de una estimulación matricial se busca que no se exceda la presión de fractura de la formación. Luego iniciar bombeo de N₂. Con condiciones estables de bombeo, continuar con el tren de fluidos de tratamiento.
22. Dejar el tiempo de remojo necesario para que el tratamiento logre actuar de manera planeada.
23. Realizar backflow.

Posterior al bombeo

24. Dejar declinar presiones a Cero.
25. Realizar rig down.
26. Realizar limpieza de la locación
27. Entregar el pozo a la empresa operadora.
28. Retomar producción y observar el efecto en los meses posteriores para hacer el análisis respectivo.

APÉNDICE C: Layout de una locación

Layout Pozo

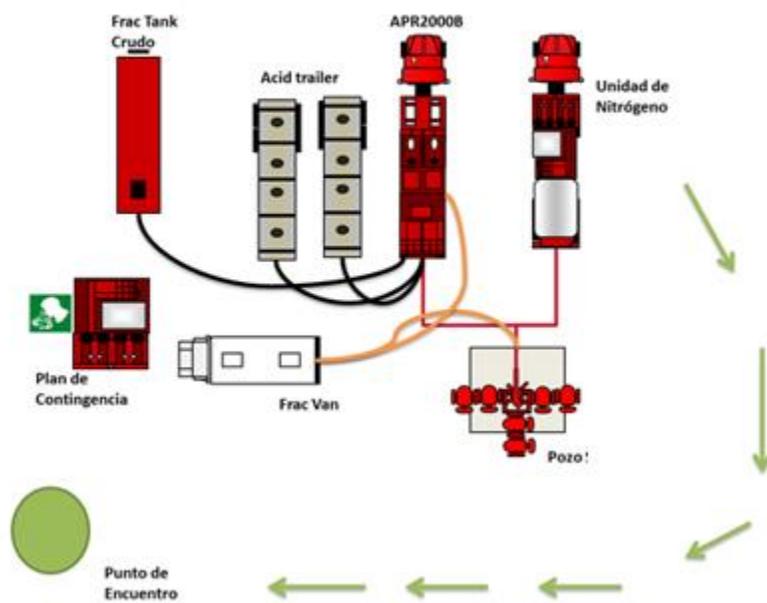


Figura 45 Layout tipo para una estimulación con crudo inhibido tipo rigless

APÉNDICE D: Formulaciones.*Tabla 56 Composición de cada una de las formulaciones utilizadas*

For.	Crudo [] (gpt)	Solvente Mutual [] (gpt)	Diesel [] (gpt)	Inhibidor de Asfaltenos [] (gpt)	Solvente aromático [] (gpt)	Solvente aromático [] (gpt)	Surf [] (gpt)	Surfactante
F 1	940	10	---	---	30	15	5	TC
F 2	926	50	---	20	---	---	4	GP 1.1
F 3	933	40	---	20	---	---	7	GP 1.1
F 4	923	50	---	20	---	---	7	GP 1.1
F 5	959	---	---	50	---	---	4	NE
F 6	947	---	---	50	---	---	3	NE
F 7	940	10	---	---	30	---	5	OP 1
F 8	939	10	---	---	30	15	6	OP 1
F 9	938	10	---	---	30	15	7	OP 1
F 10	860.6	---	92.2	4	35.5	---	7 - 0.6	OP 1 - HF

APÉNDICE E: Factores Financieros*Tabla 57 Factores que influyen en el análisis financiero*

Año	Precio de venta crudo (USD/Bbl)	Regalias (%)	Impuesto de renta (%)	Calidad y transporte (USD/Bbl)	Costo de levantamiento (USD/Bbl)
2013	60	32%	33%	5,58	10
2014	70	32%	33%	5,67	12
2015	50	32%	33%	5,64	12,8
2016	45	32%	33%	5,64	10,25
2017	45	32%	40%	5,58	8,94
2018	40	32%	40%	5,58	10,87
2019	50	32%	40%	5,58	13,2

APÉNDICE F: Curvas de producción de los pozos estimulados

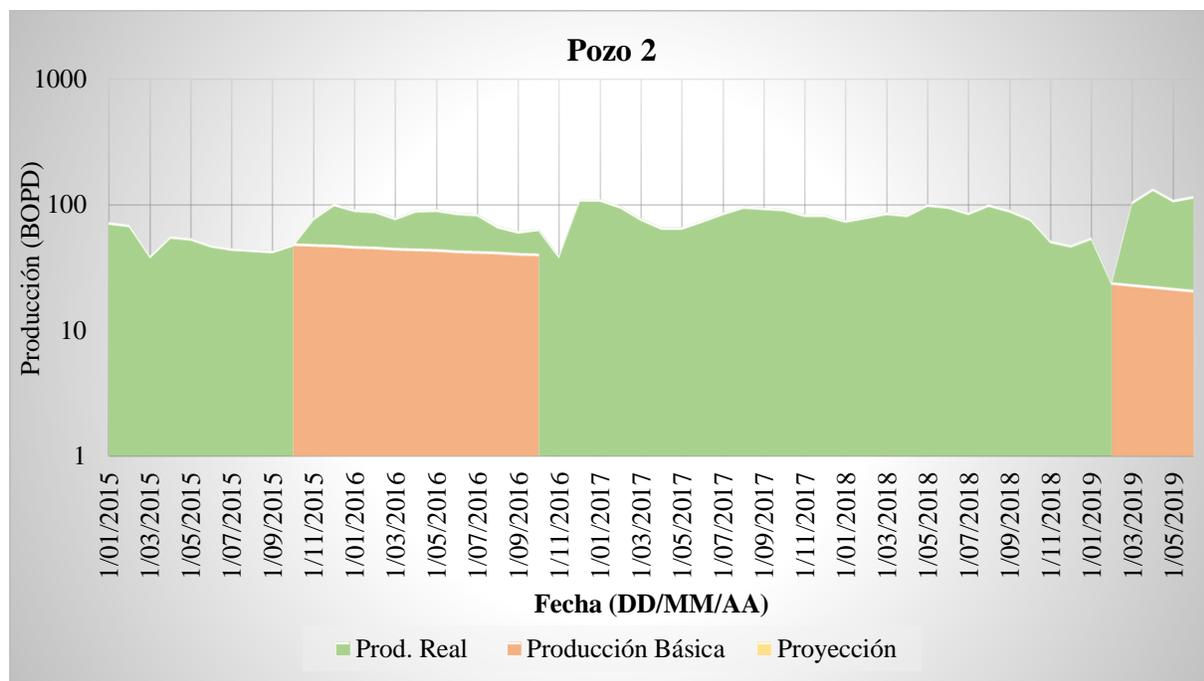


Figura 46. Curva de producción para el pozo 02

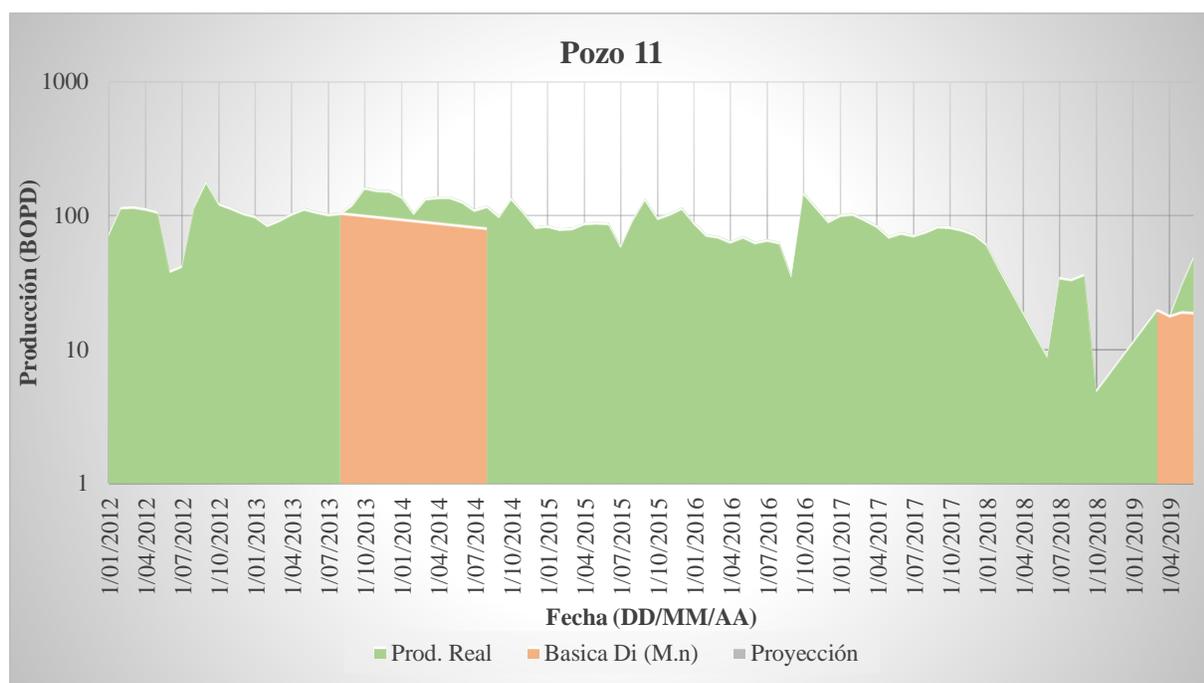


Figura 47. Curva de producción para el pozo 11

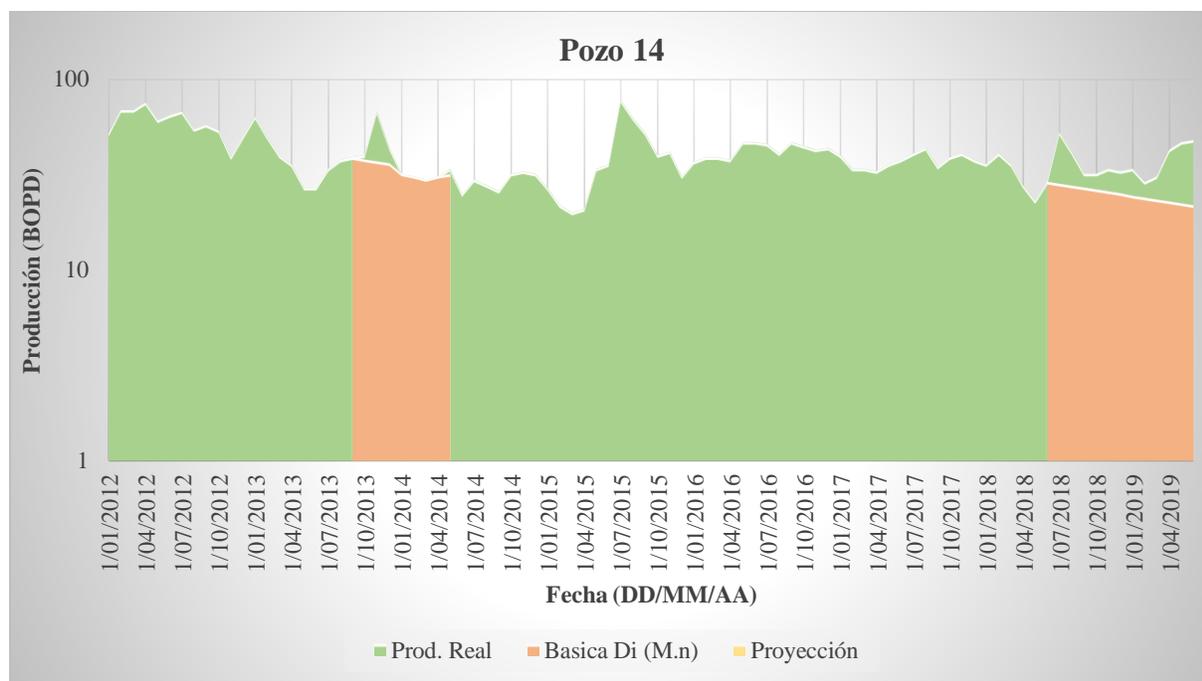


Figura 48. . Curva de producción para el pozo 14

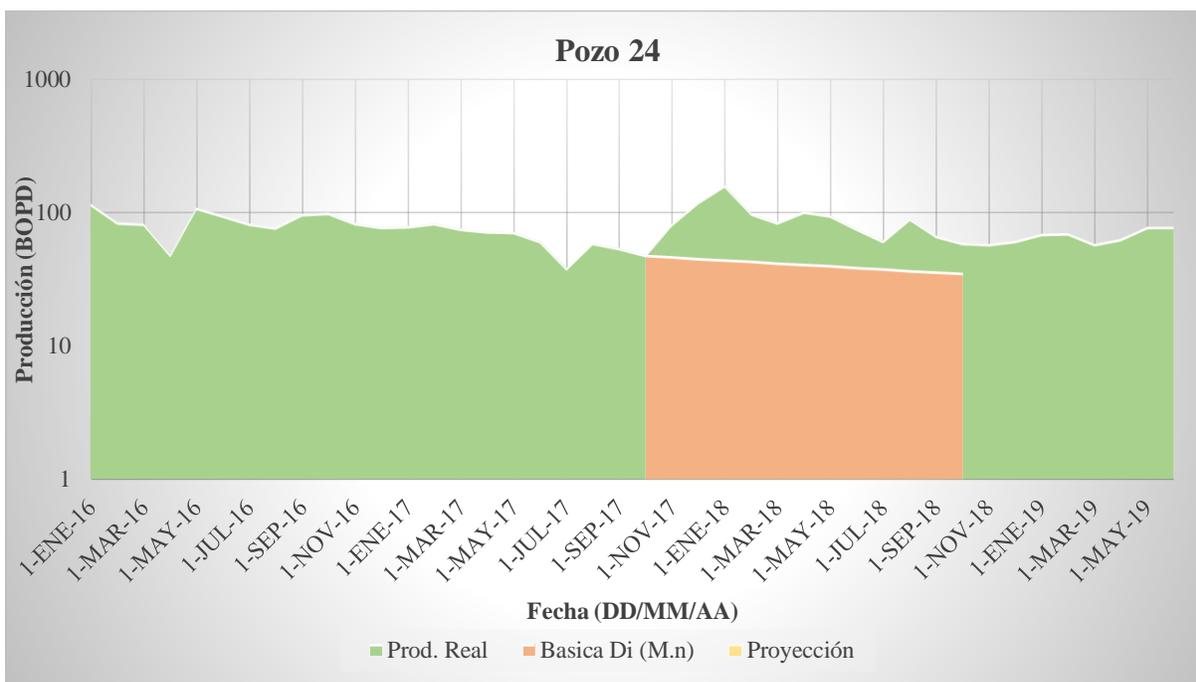


Figura 49. Curva de producción para el pozo 24

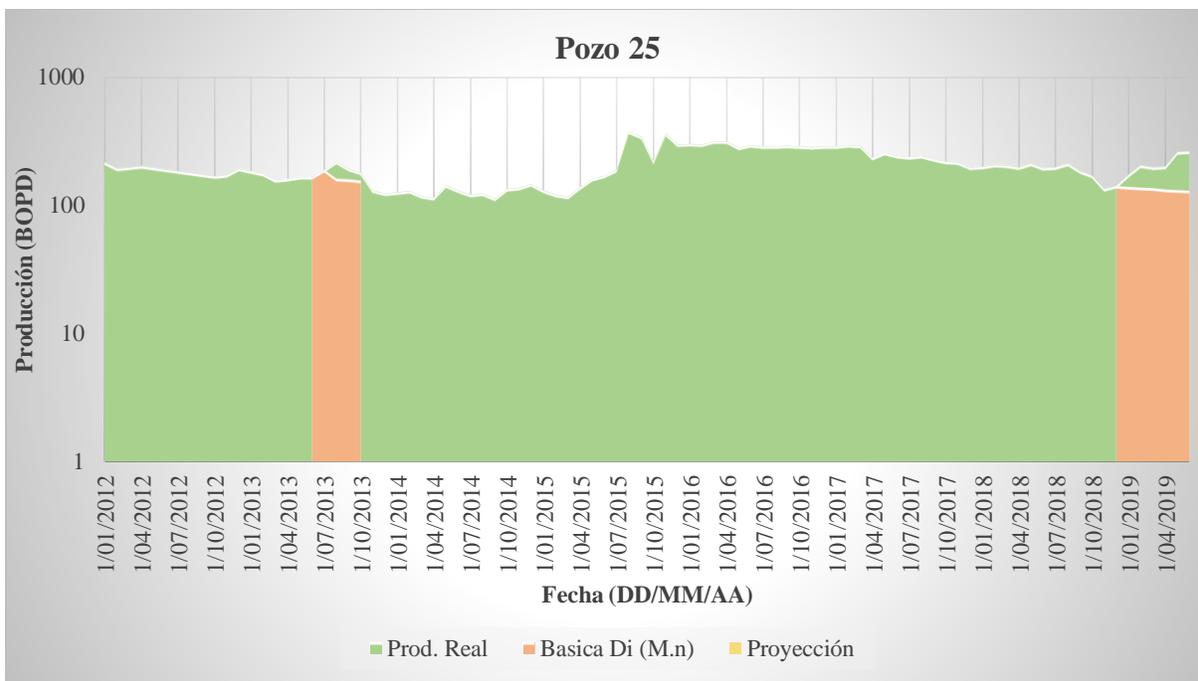


Figura 50. Curva de producción para el pozo 25

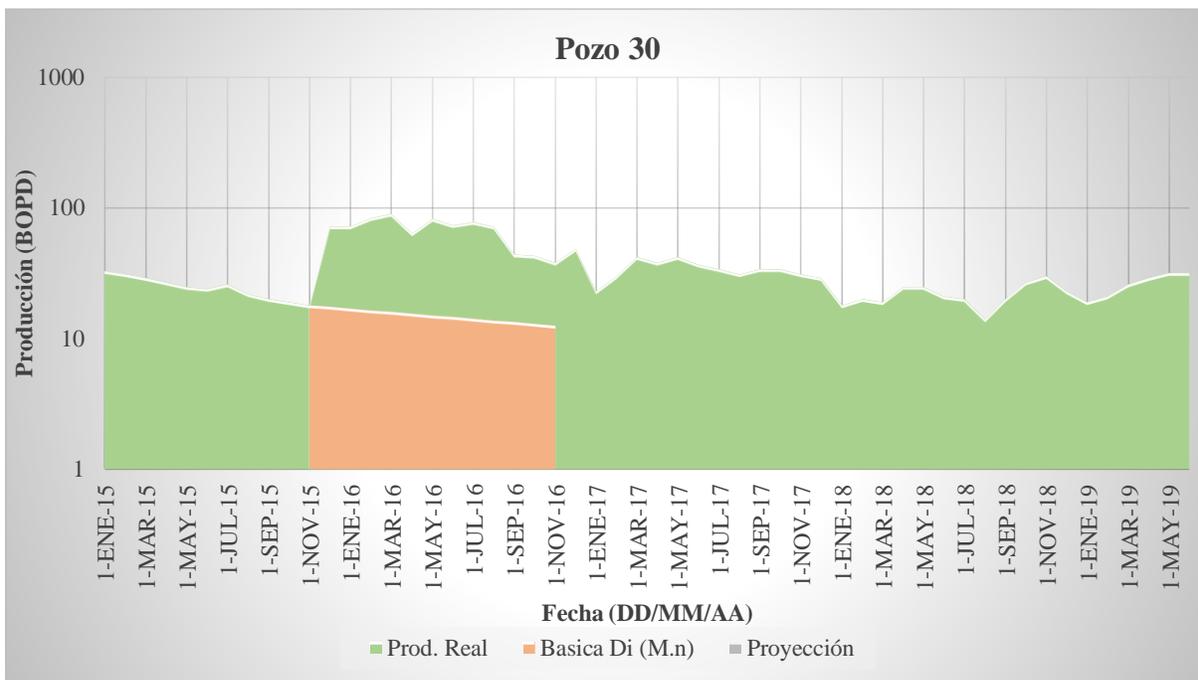


Figura 51. Curva de producción para el pozo 30

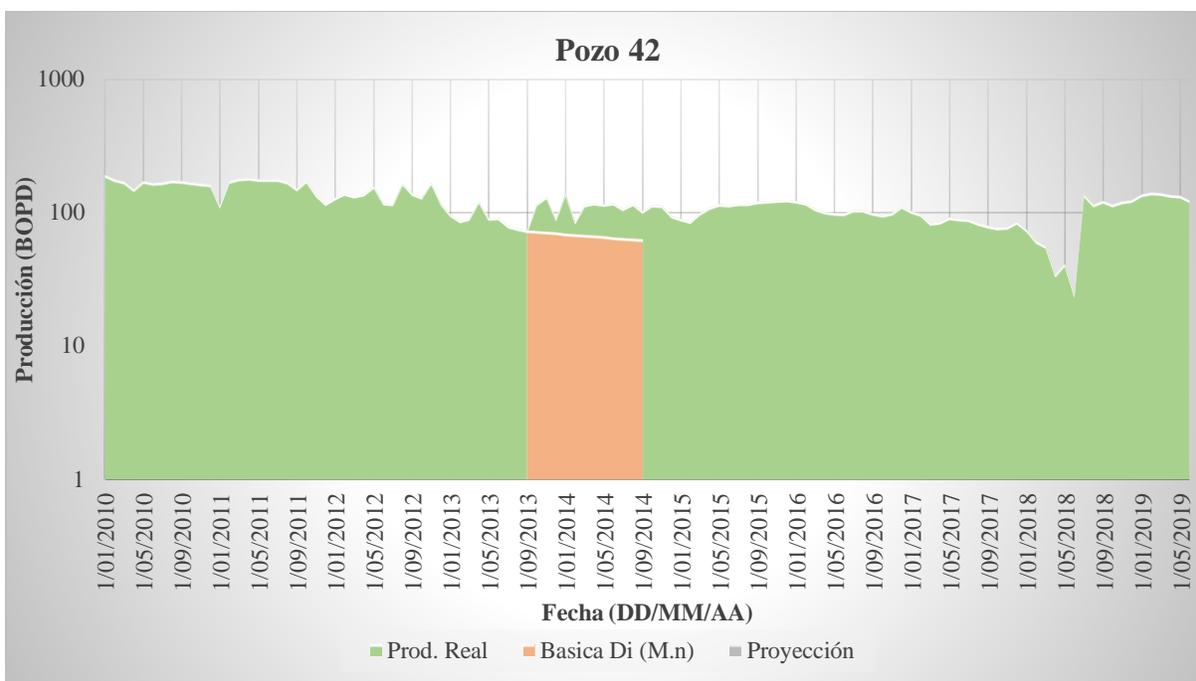


Figura 52. Curva de producción para el pozo 42

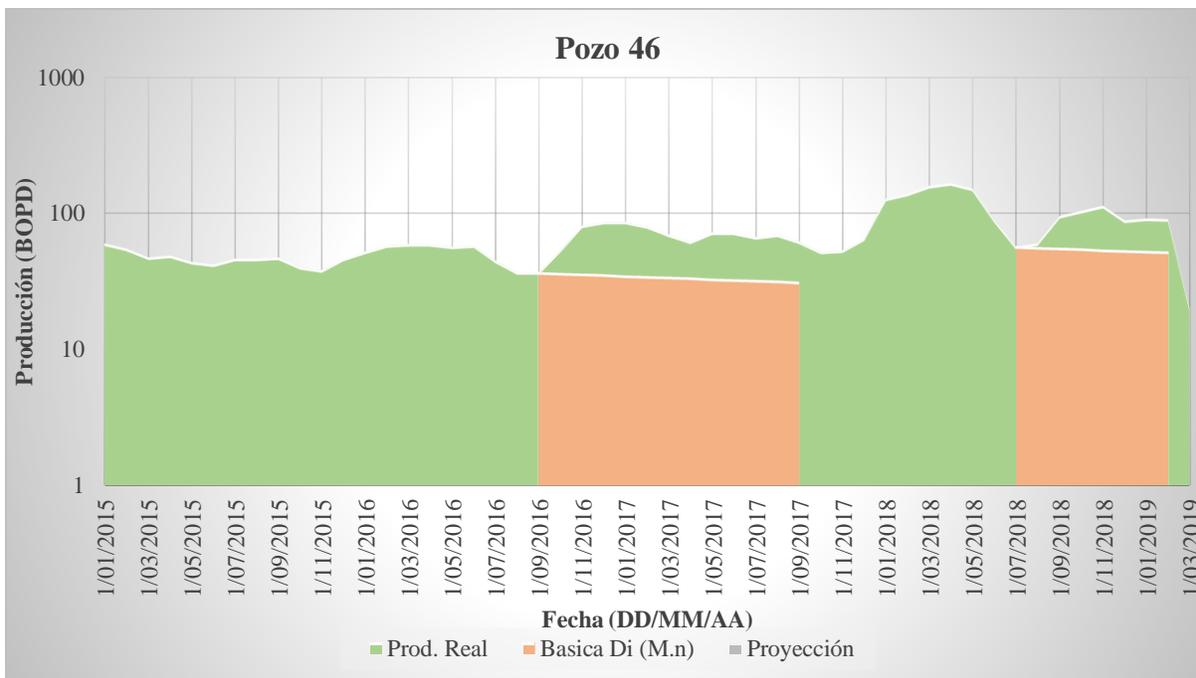


Figura 53. Curva de producción para el pozo 46

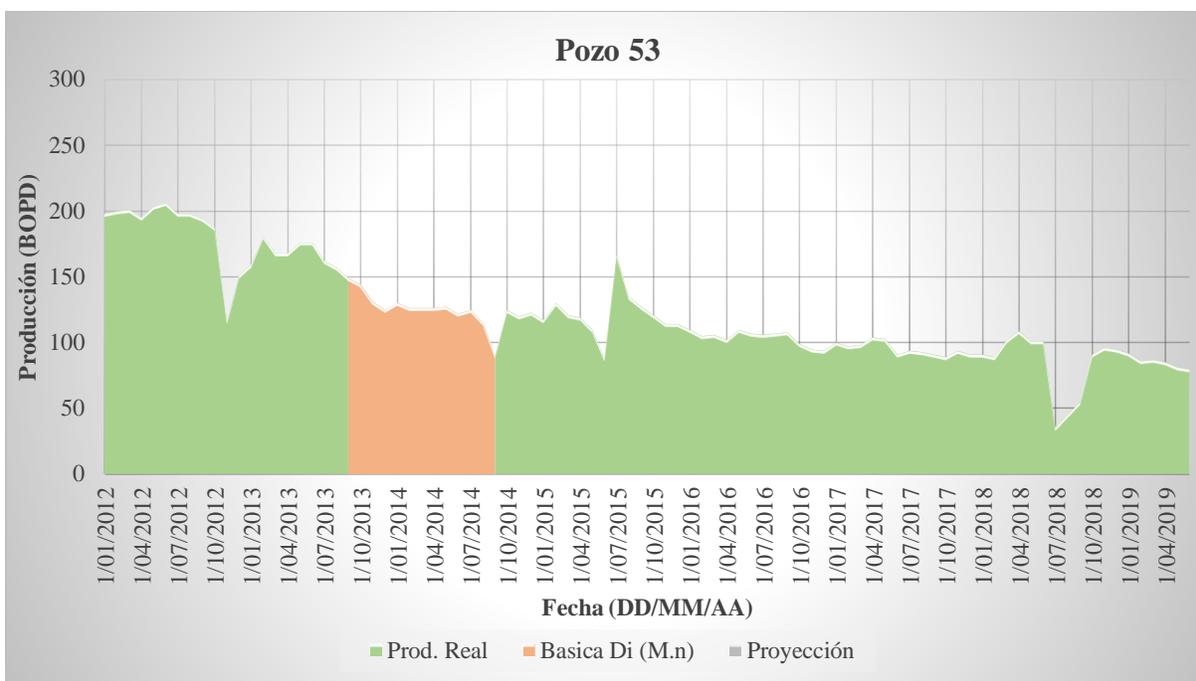


Figura 54. Curva de producción para el pozo 53

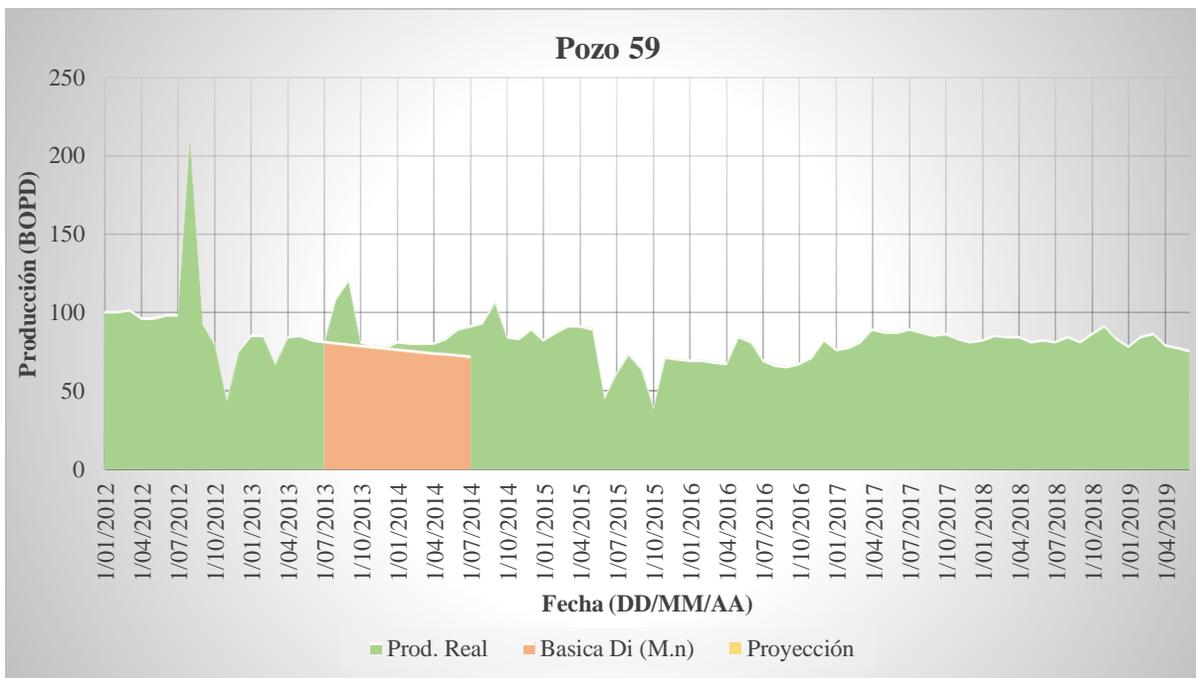


Figura 55. Curva de producción para el pozo 59

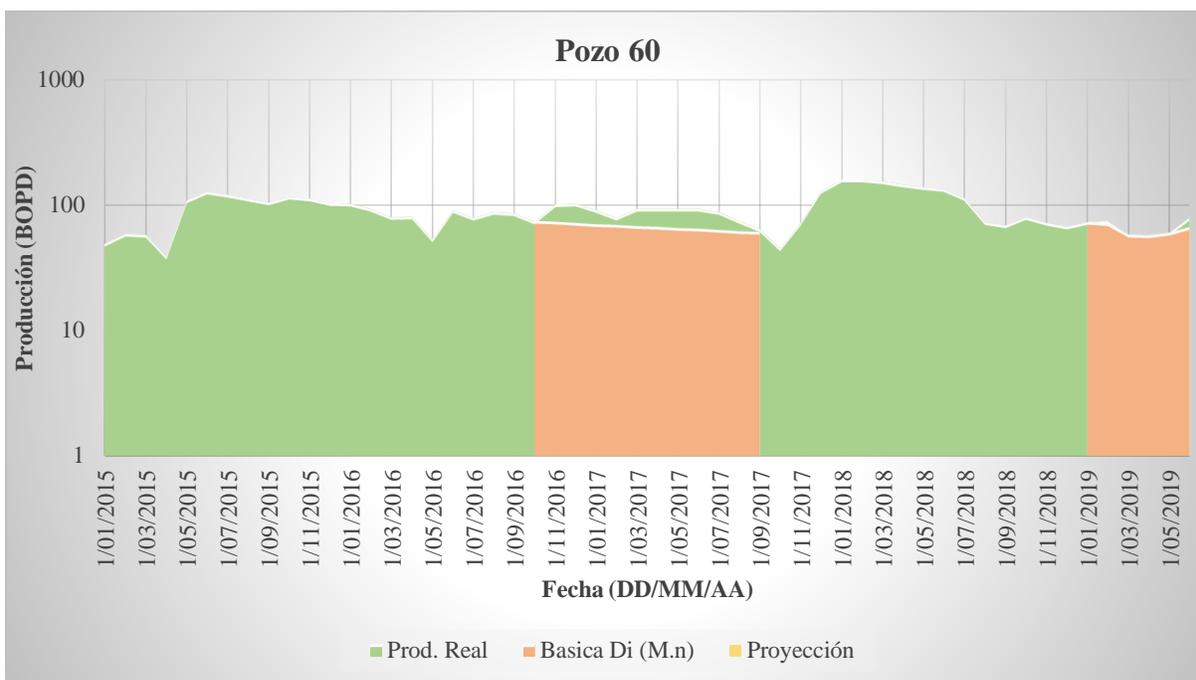


Figura 56. Curva de producción para el pozo 60

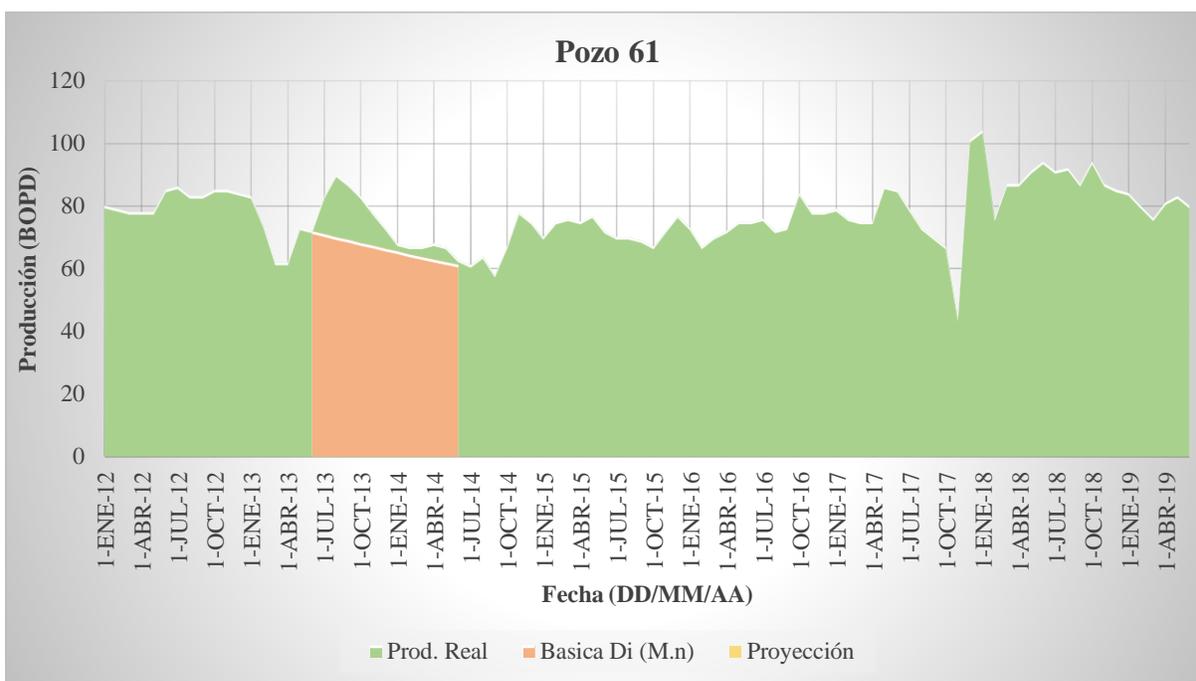


Figura 57. Curva de producción para el pozo 61

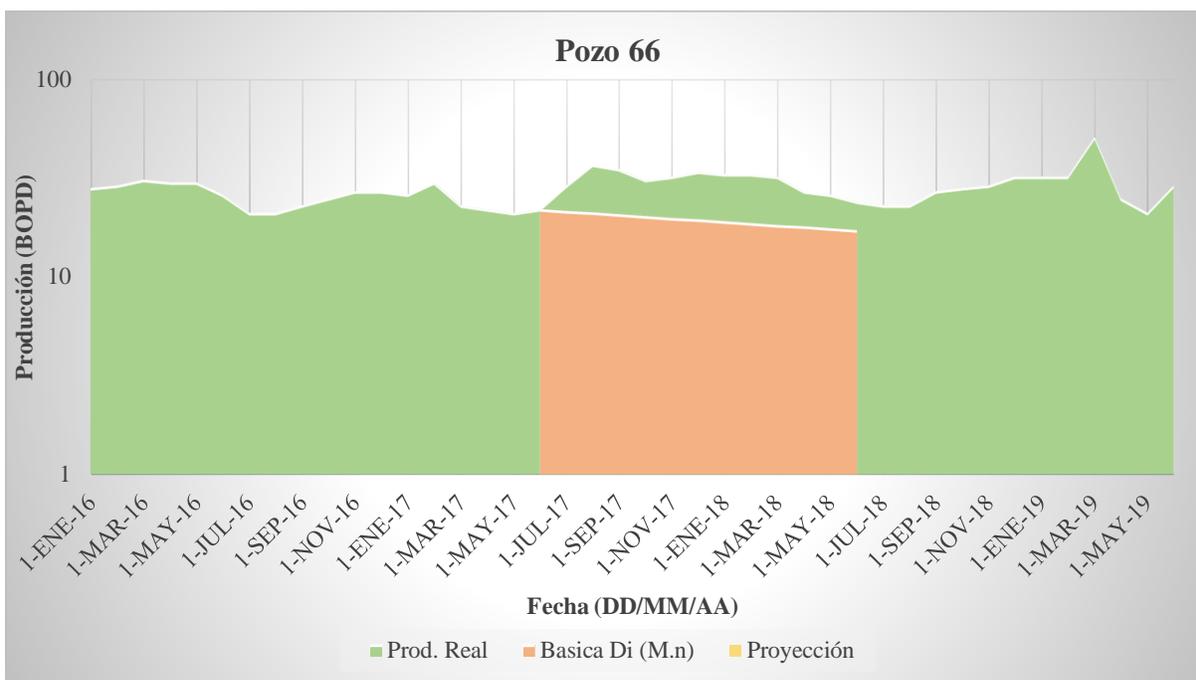


Figura 58. Curva de producción para el pozo 66

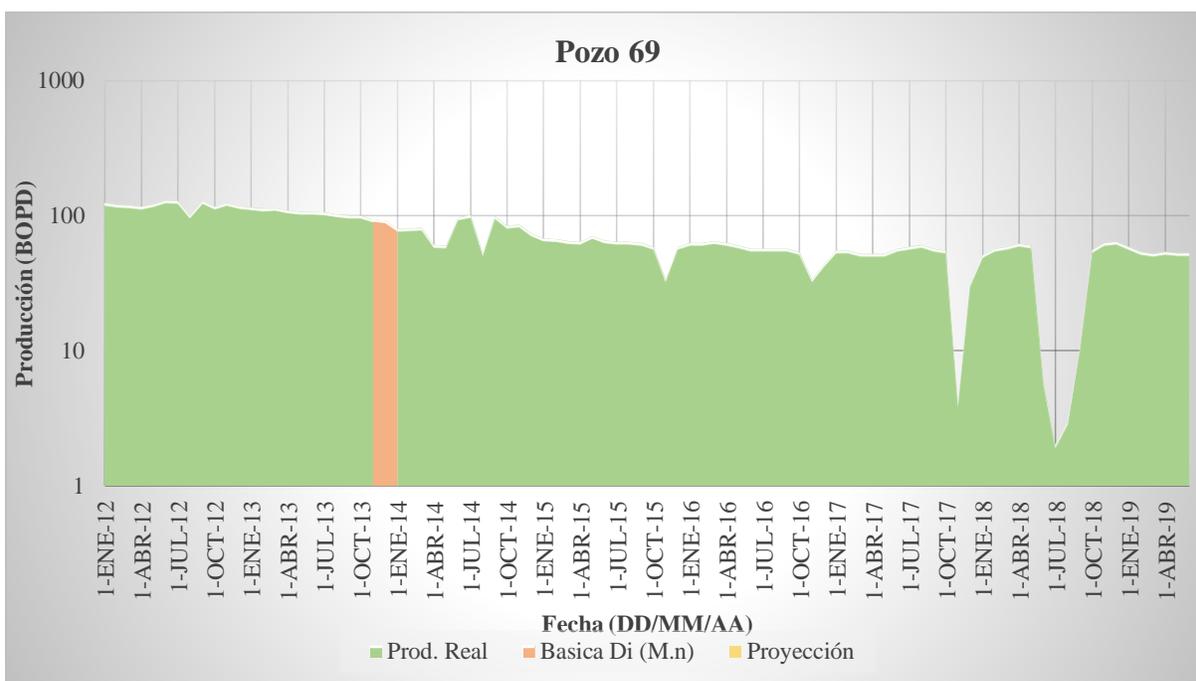


Figura 59. Curva de producción para el pozo 69

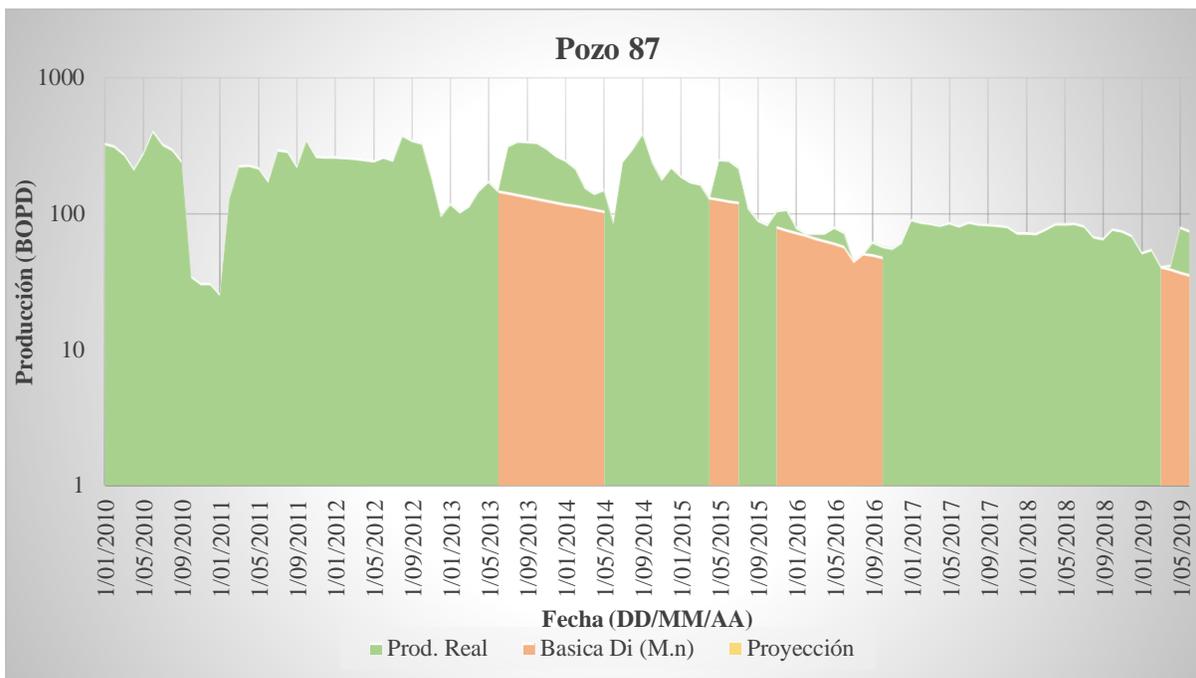


Figura 60. Curva de producción para el pozo 87

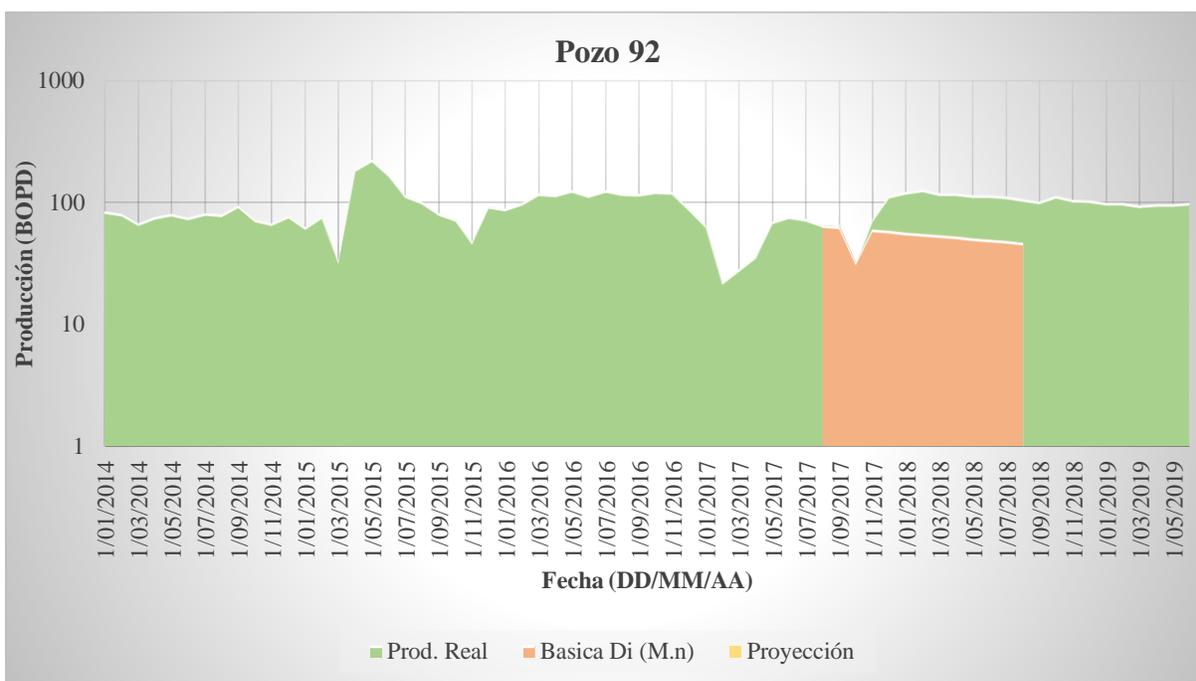


Figura 61. Curva de producción para el pozo 92

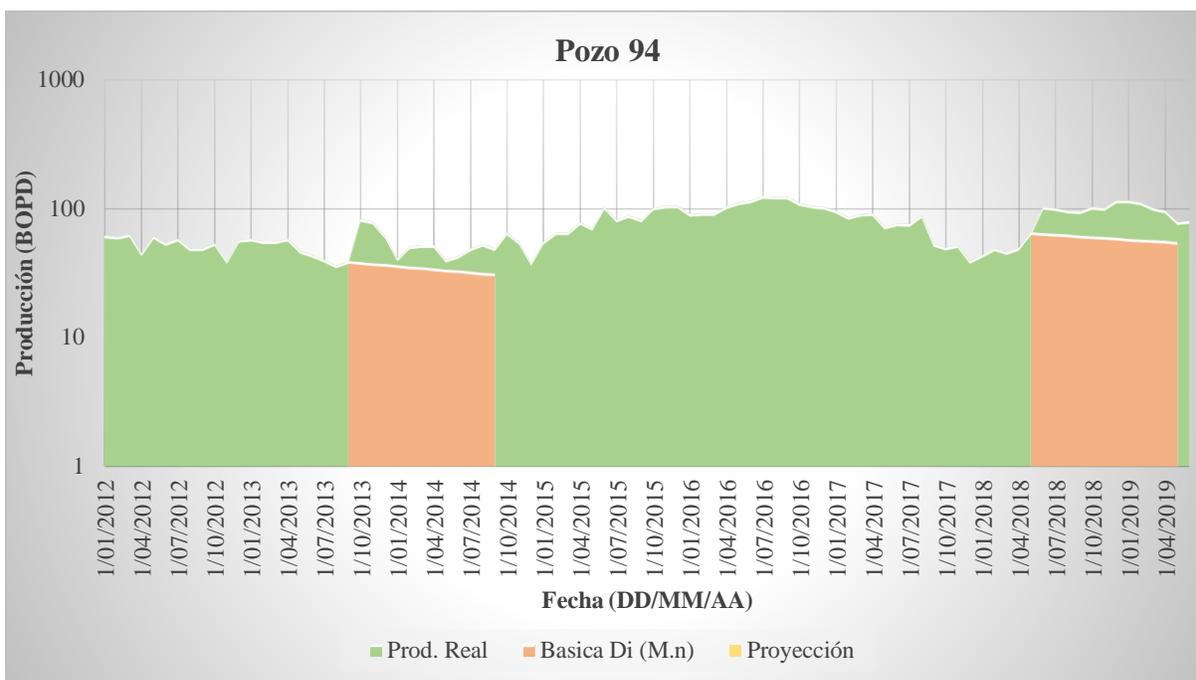


Figura 62. Curva de producción para el pozo 94

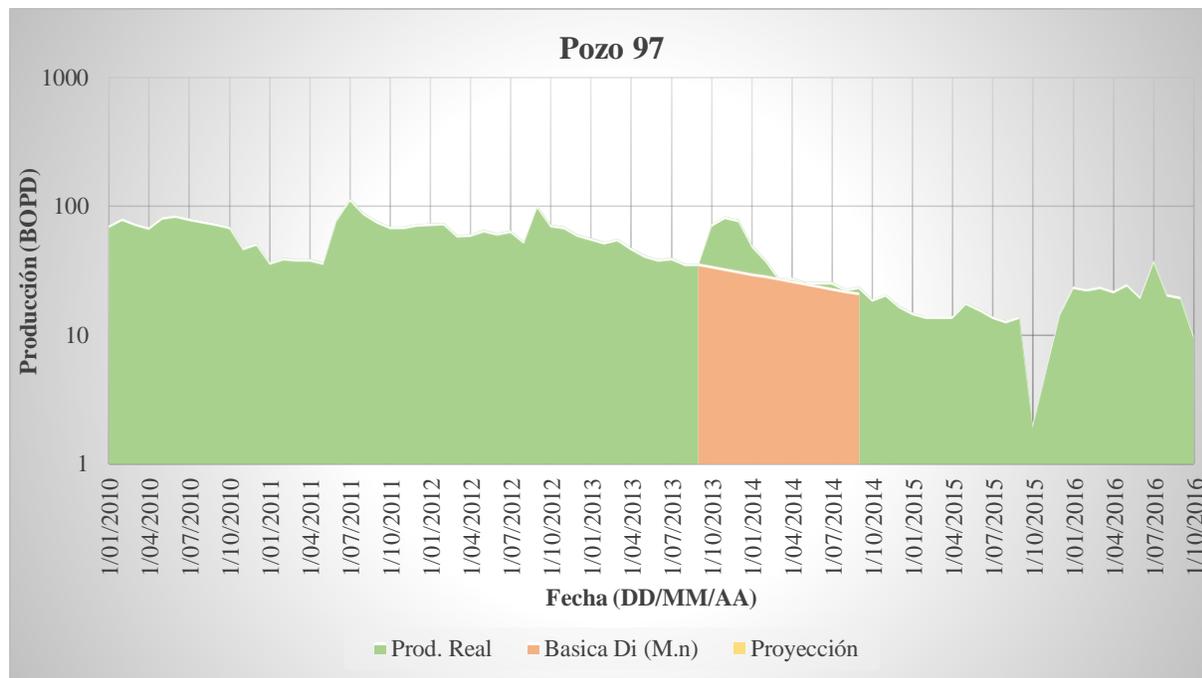


Figura 63. Curva de producción para el pozo 97

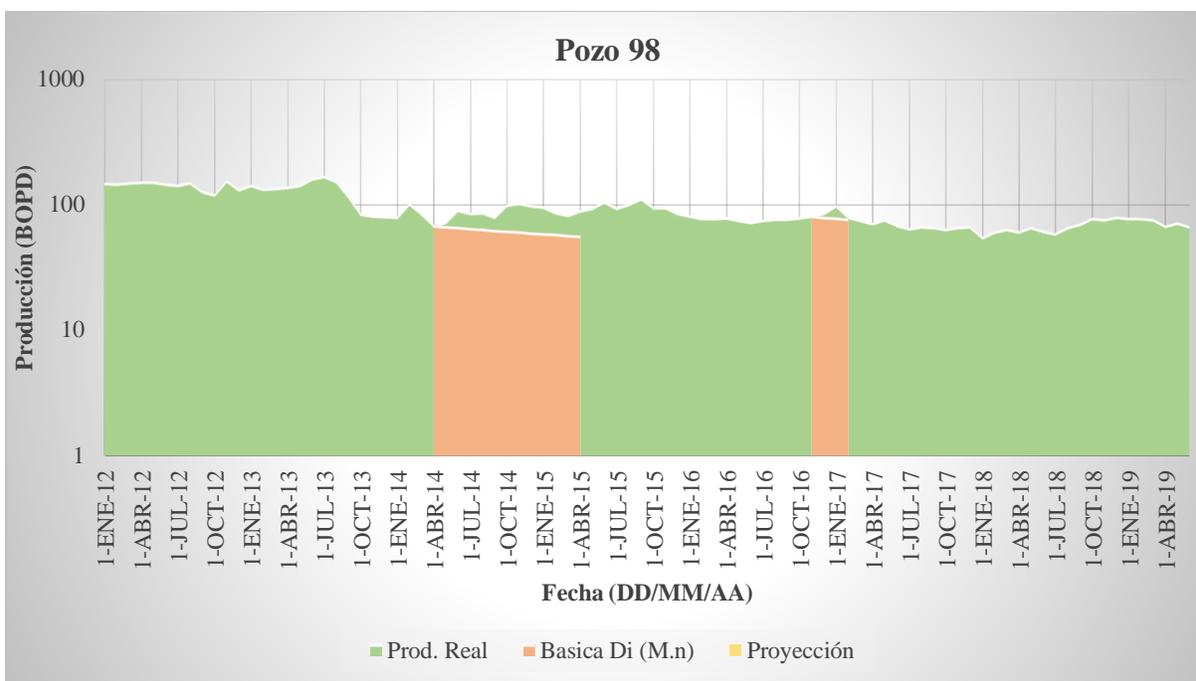


Figura 64. Curva de producción para el pozo 98

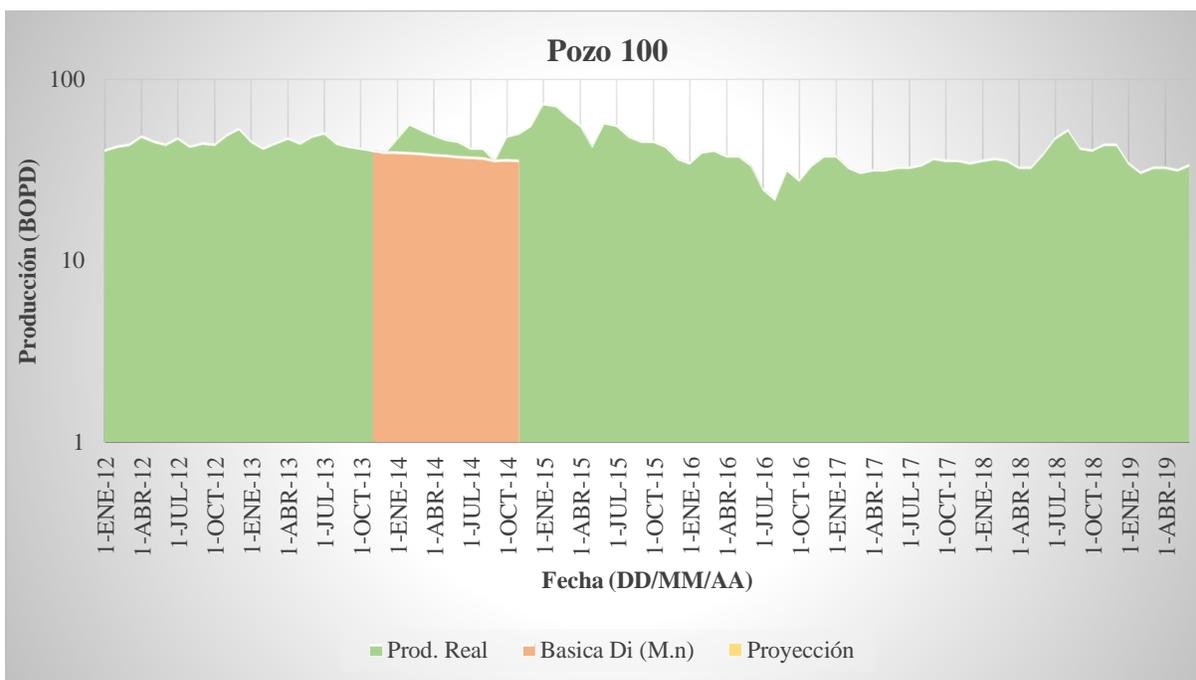


Figura 65. Curva de producción para el pozo 100

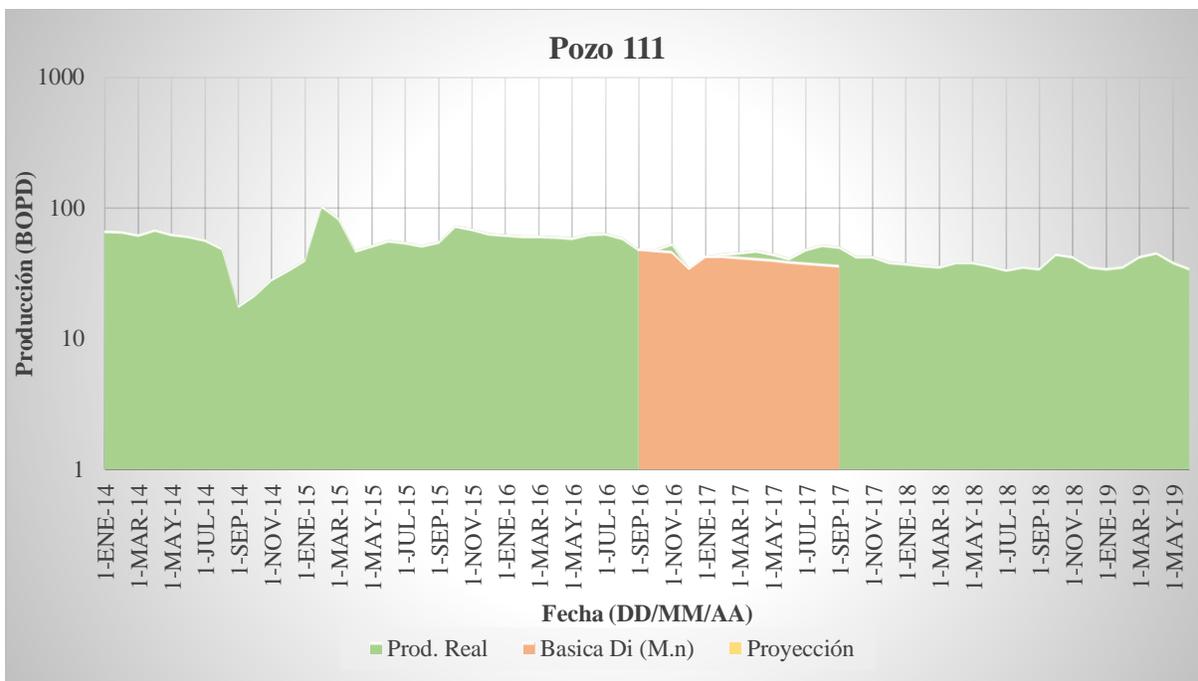


Figura 66. Curva de producción para el pozo 111

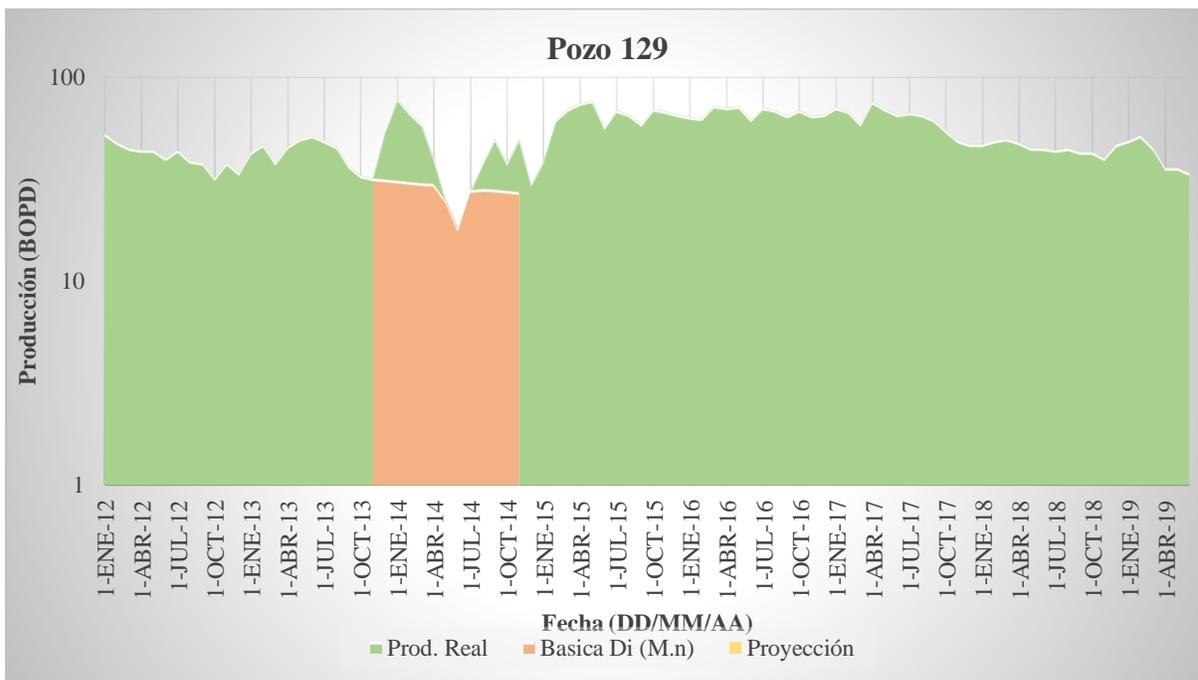


Figura 67. Curva de producción para el pozo 129

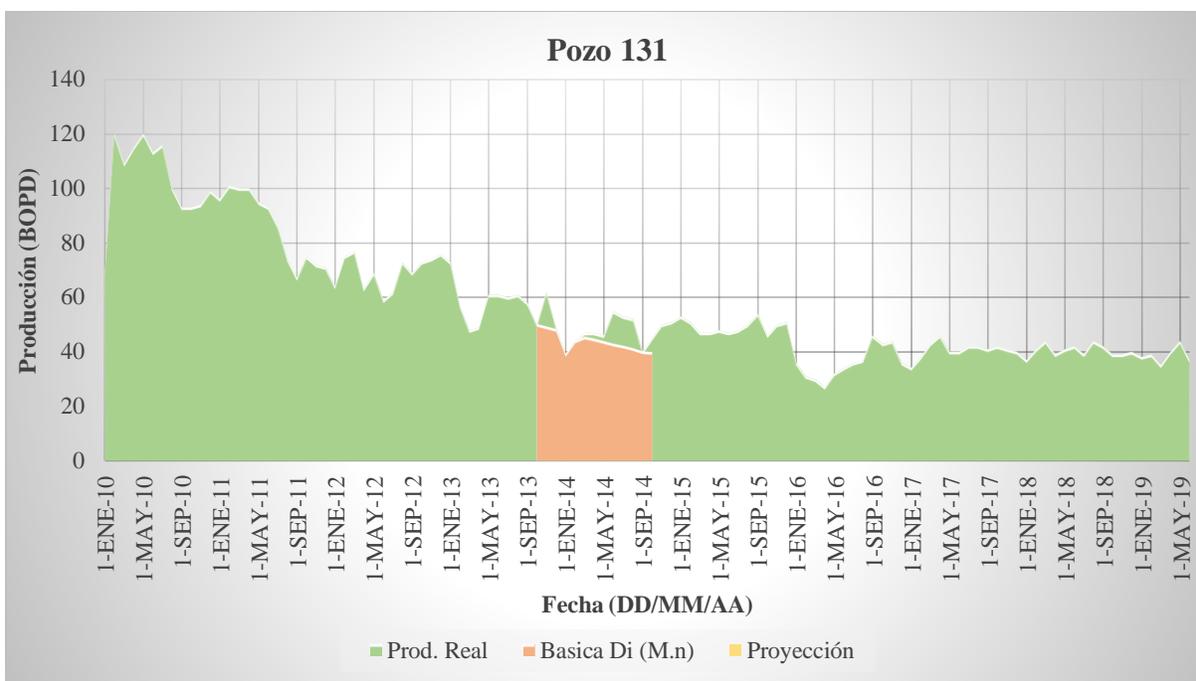


Figura 68. Curva de producción para el pozo 131

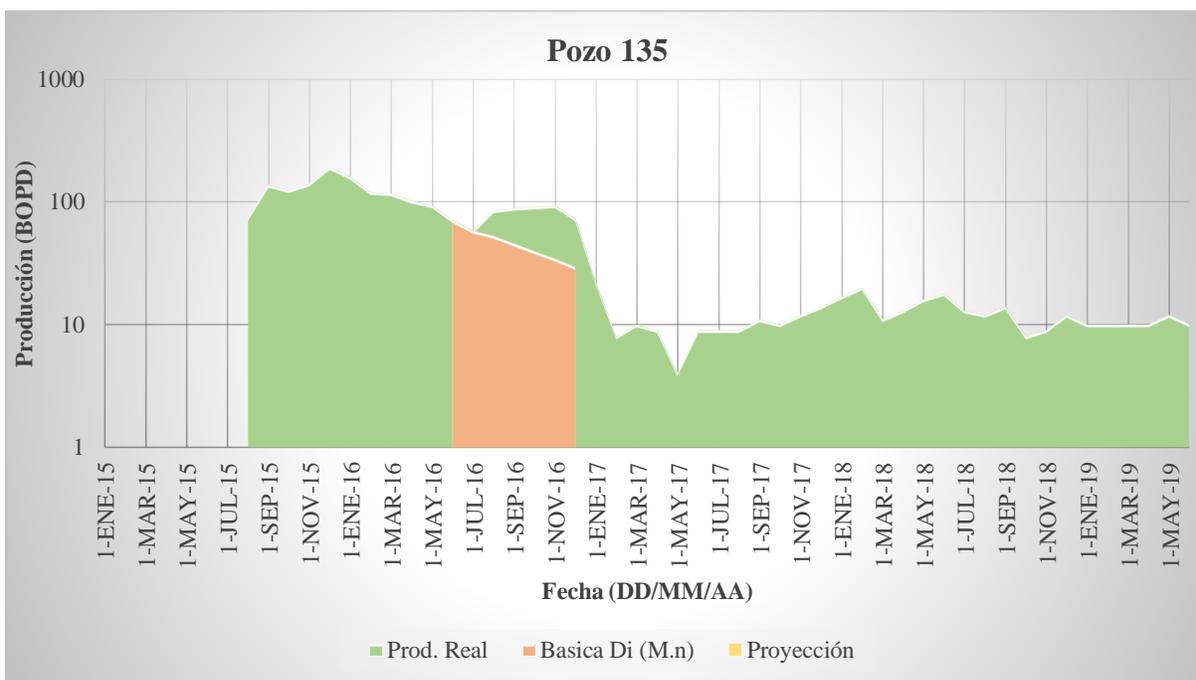


Figura 69. Curva de producción para el pozo 135

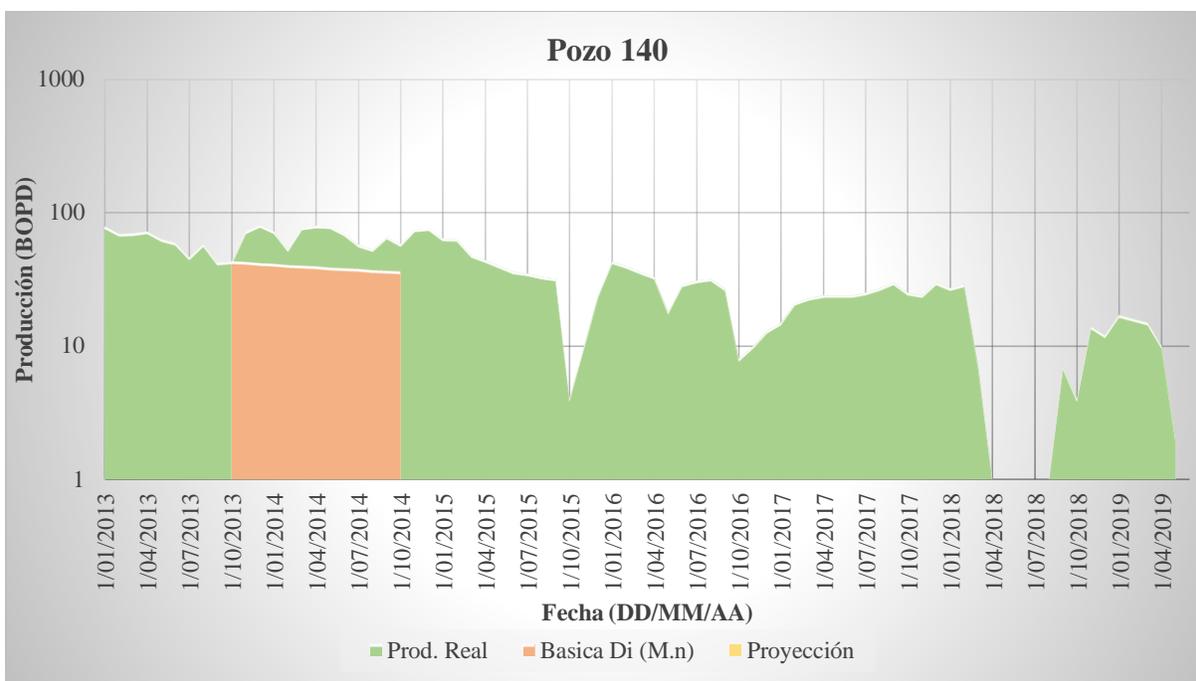


Figura 70. Curva de producción para el pozo 140

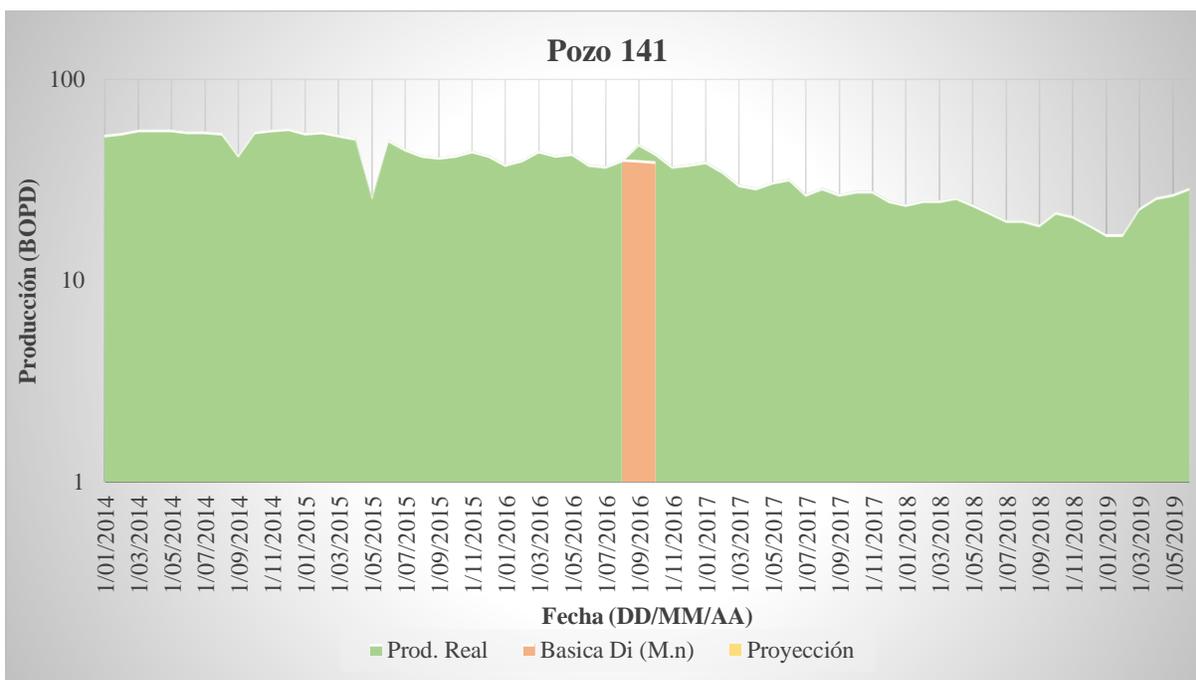


Figura 71. Curva de producción para el pozo 141

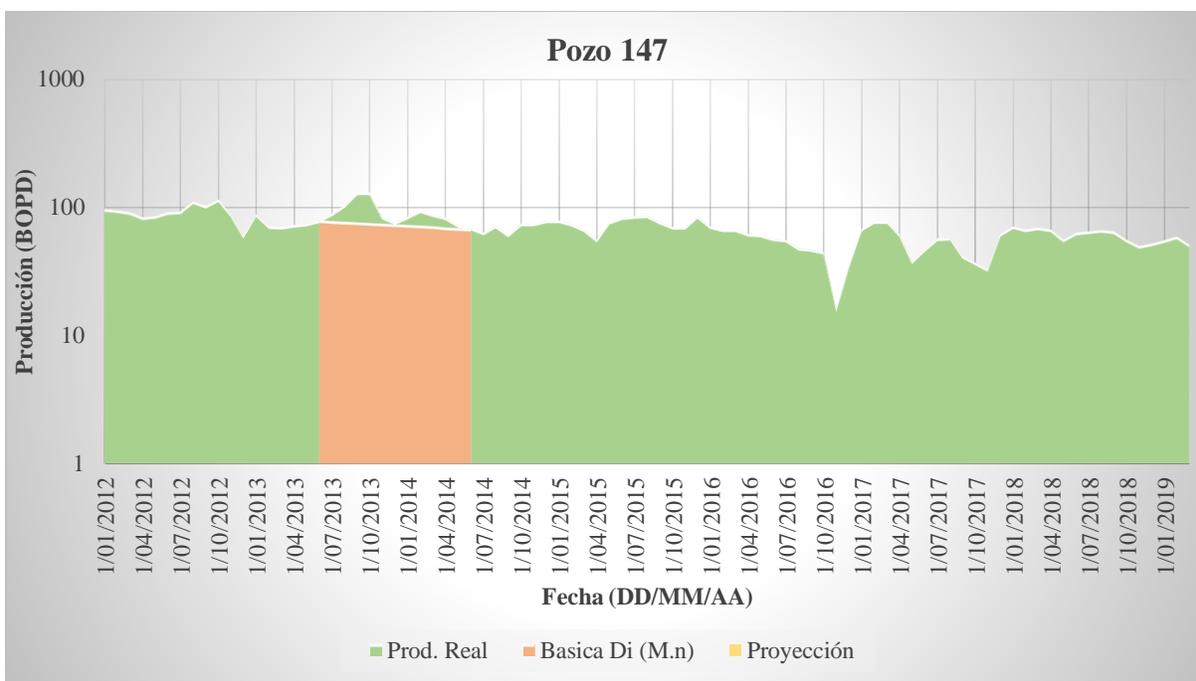


Figura 72. Curva de producción para el pozo 147

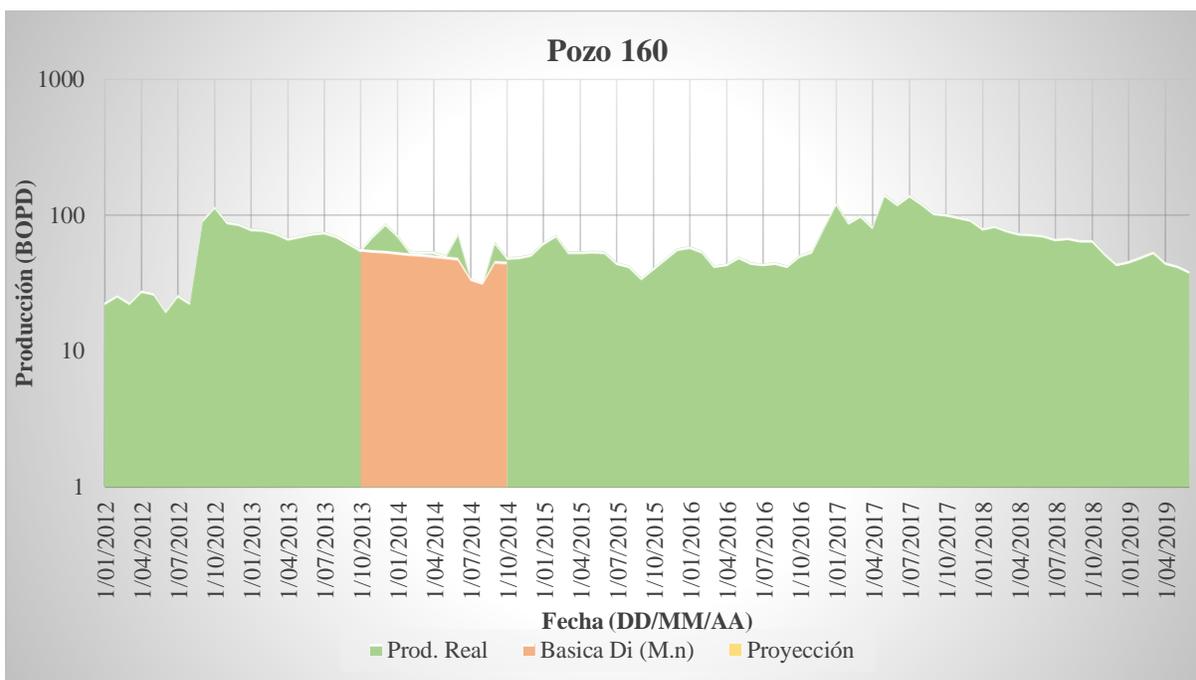


Figura 73. Curva de producción para el pozo 160

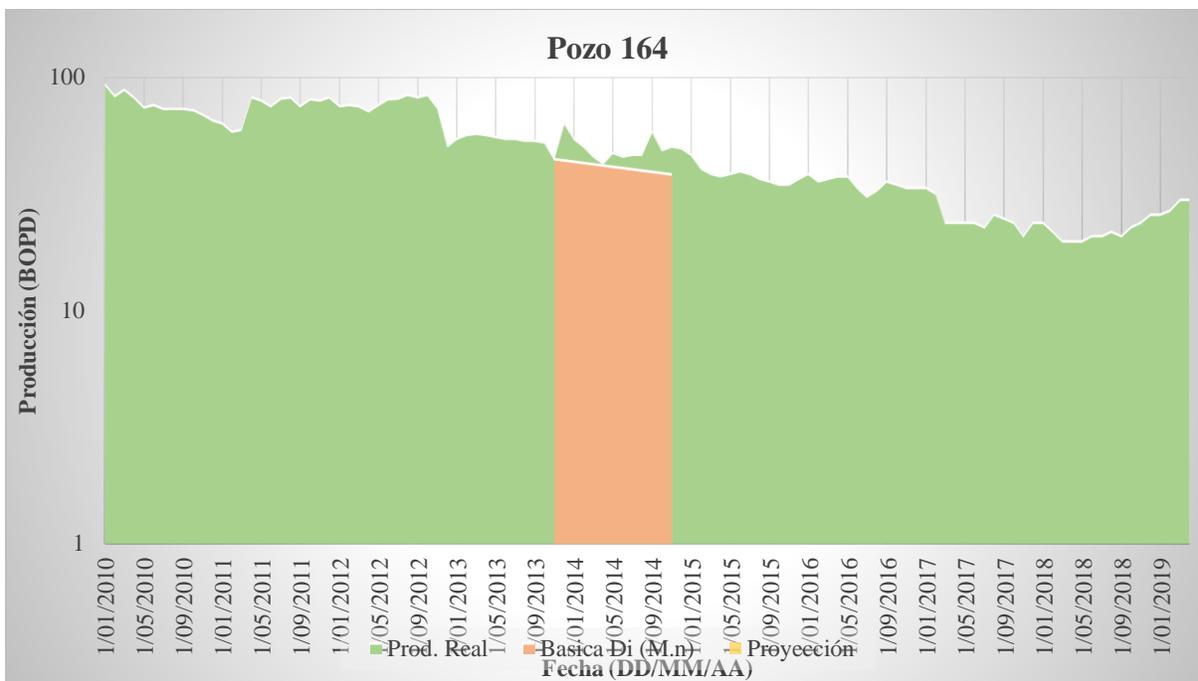


Figura 74. Curva de producción para el pozo 164

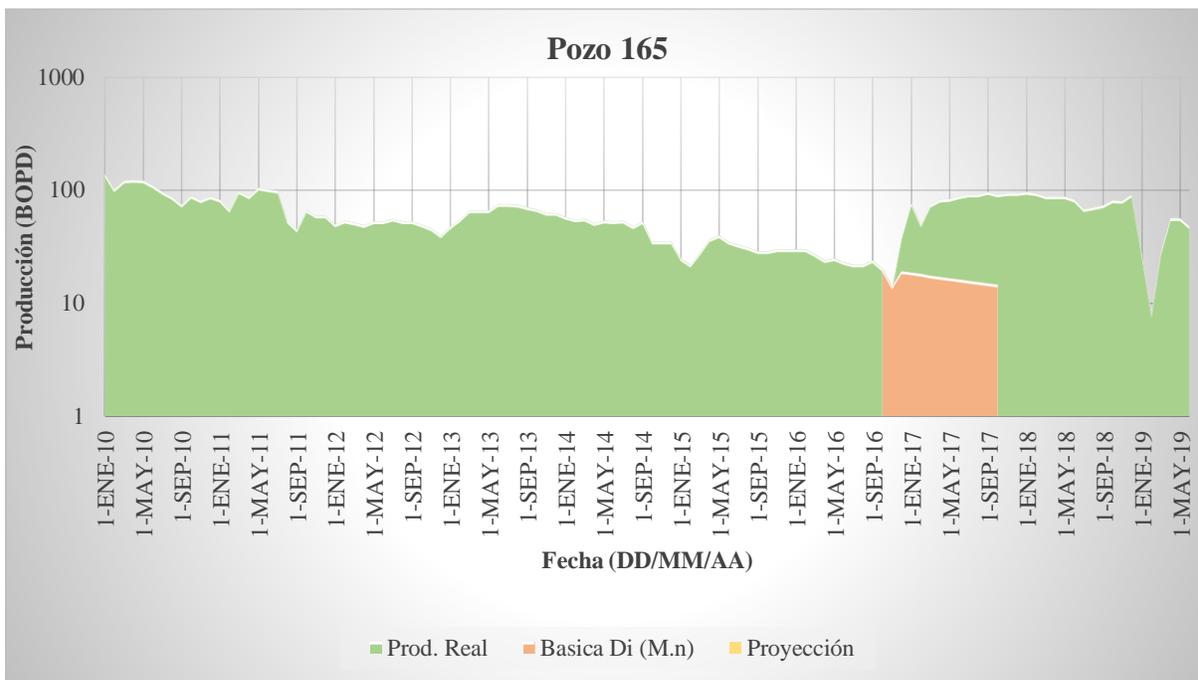


Figura 75. Curva de producción para el pozo 165

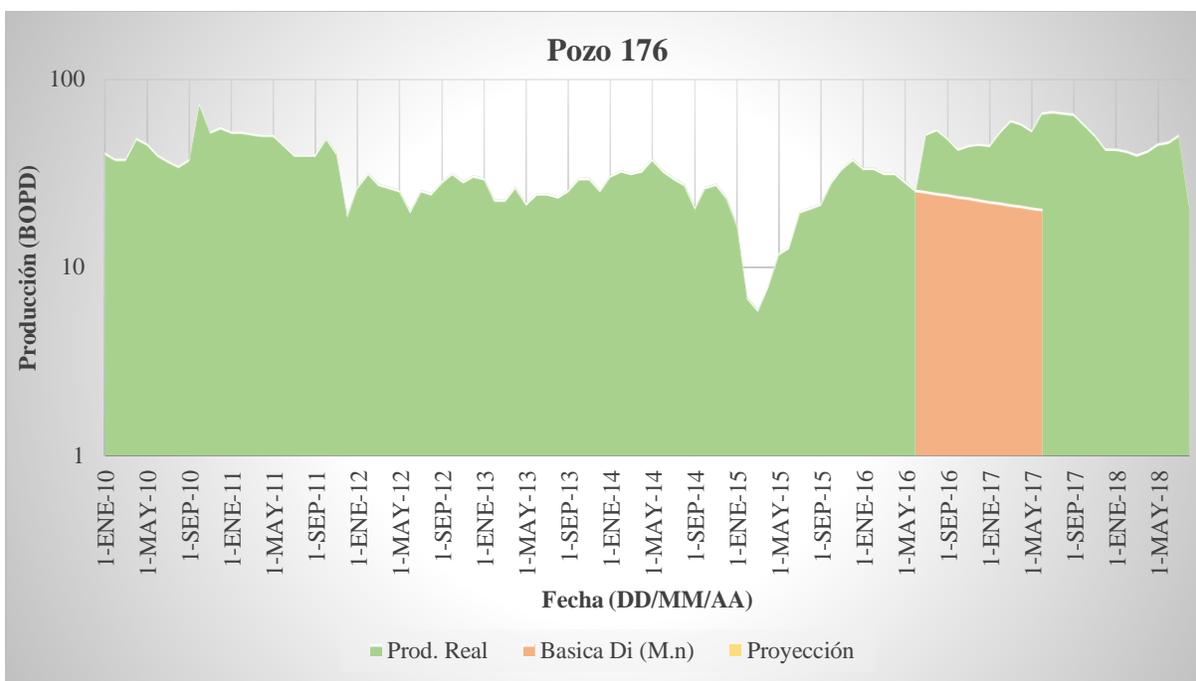


Figura 76. Curva de producción para el pozo 176

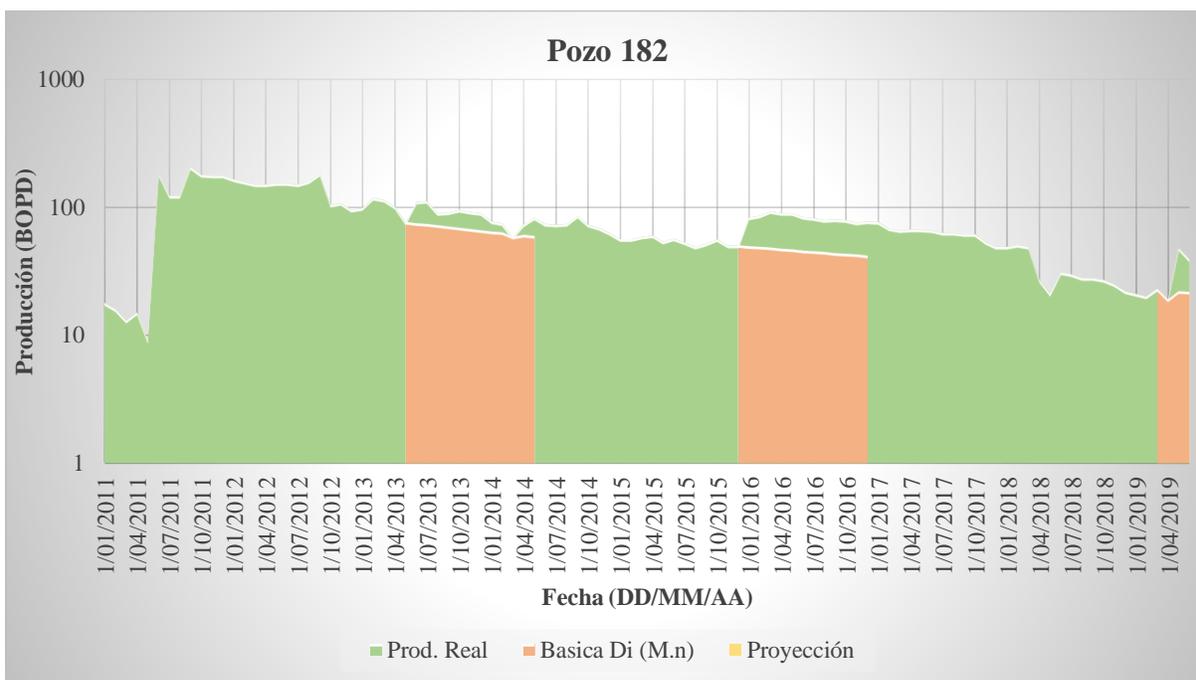


Figura 77. Curva de producción para el pozo 182

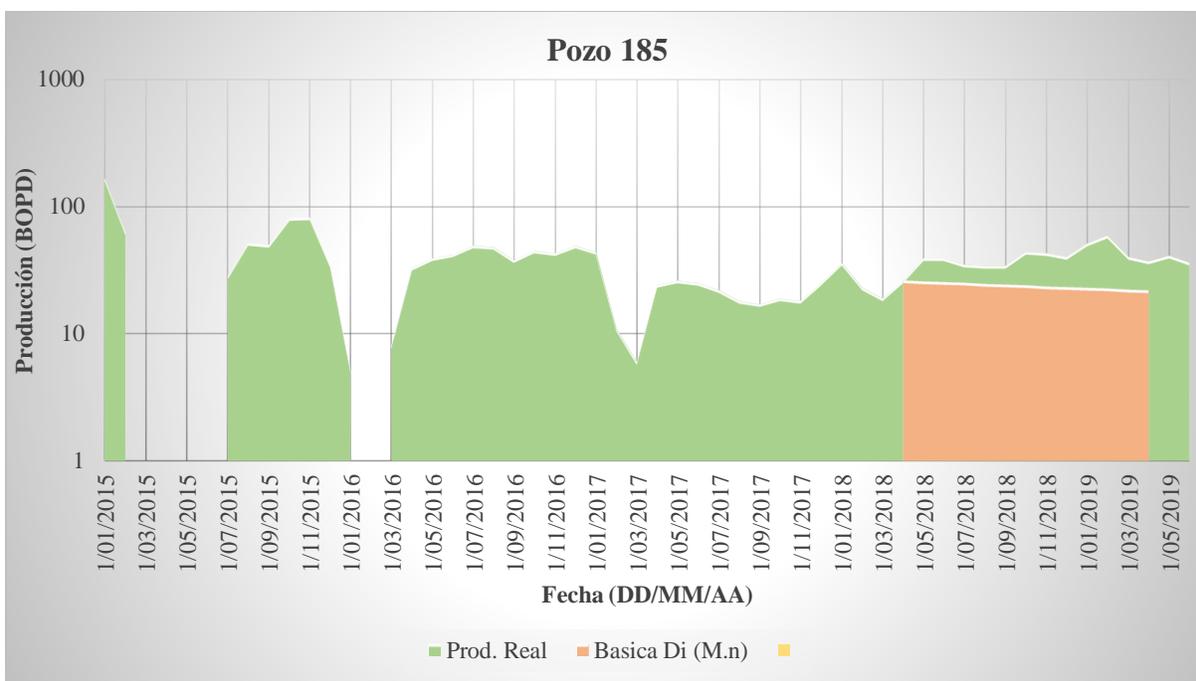


Figura 78. Curva de producción para el pozo 185

Glosario

- **Análisis de riesgos:** Estudio del alcance del procedimiento a realizar, posibles amenazas, vulnerabilidades, riesgos y acciones para mitigar o eliminar dichos riesgos.
- **Anular:** Se le llama anular al espacio existente entre dos objetos concéntricos, como lo son la tubería de producción y la tubería de revestimiento.
- **Backflow:** Se le llama así a la etapa posterior al remojo, en la cual se retorna los fluidos de estimulación desde la formación.
- **Bls:** Barriles de aceite.
- **BOPD:** Barriles de aceite por día.
- **Cold Down:** Proceso que se hace a la unidad de nitrógeno para adecuar la unidad y las líneas a una temperatura suficiente para evitar que el nitrógeno pase de estado gaseoso al salir del tanque.
- **Company man:** El representante de la compañía operadora frente a una operación de perforación o workover y es responsable de coordinar los asuntos operacionales en la locación.
- **DME:** *Discharge manifold equipment*, hace referencia al sistema de accesorios usados para el bombeo a alta presión.
- **Flash Point:** Es la temperatura más baja a la cual una llama puede provocar la ignición de hidrocarburos de una muestra.
- **Frac Tank:** Tanques para almacenamiento de lodos y crudo.
- **Frac Van:** Equipo de adquisición de datos, donde se controla el bombeo de fluidos.
- **Gpt:** *Gallons per thousand*, hace referencia a una medida de la concentración expresada en 1 parte del componente líquido en 1000 partes de la mezcla.
- **Kick Out:** Sistema de seguridad que se activa al llegar a una presión máxima previamente establecida, apagando las bombas para evitar superar dicha presión, protegiendo así la integridad de los equipos y el pozo.
- **Manifold:** Arreglo de tuberías diseñadas para recibir, controlar y monitorear el flujo de fluidos salientes del pozo.
- **mN/m:** Unidad de tensión interfacial representada por un Milinewton por unidad de metro.
- **Nitrógeno:** Gas inerte almacenado en superficie a alta presión en estado líquido, se utiliza para desplazar fluidos en estimulaciones con crudo inhibido.
- **Permisos de trabajo:** Es la aprobación del análisis de riesgos y el procedimiento a seguir a lo largo de un trabajo.
- **Rig Down:** Hace referencia al acto de desmontar y retirar de la locación del pozo todos los equipos llevados a una operación.
- **Tubing:** Tubería de producción.
- **TIF:** Tensión interfacial.
- **[]):** Concentración.