

**EVALUACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS APLICABLES PARA LA
OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN EN POZOS DE GAS CON CARGA DE
LÍQUIDOS EN EL BLOQUE ESPERANZA**

**CAMILO GERARDO NAVARRETE LÓPEZ
DIEGO ARTURO CLAVIJO GUTIÉRREZ**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2019**

**EVALUACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS APLICABLES PARA LA
OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN EN POZOS DE GAS CON CARGA DE
LÍQUIDOS EN EL BOSQUE ESPERANZA**

**CAMILO GERARDO NAVARRETE LÓPEZ
DIEGO ARTURO CLAVIJO GUTIÉRREZ**

**Proyecto integral de grado para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director:
William Charry
Ingeniero de petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2019**

Nota de aceptación

ING. NELSON FERNANDEZ BARRERO

ANGIE TATIANA ORTEGA RAMIREZ

Bogotá D. C., Agosto de 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente Institucional y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA

Las directivas de la Fundación Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento, estos corresponden únicamente a los autores

Agradecimientos

Le agradezco infinitamente a mis padres por ser mi pilar fundamental y haberme apoyado incondicionalmente durante toda mi carrera universitaria.

Agradezco a la señora Claudia Lafaurie y a la señora Flavia Santoro quienes me han acompañado durante toda mi vida, apoyándome en mis estudios y en todos los proyectos que he querido realizar.

Agradezco a la Fundación Universidad de América, a todos los profesores, asesores y compañeros que estuvieron presentes durante estos años y que me enseñaron lo que significa trabajar en equipo.

Finalmente agradezco a todos mis amigos más cercanos quienes me acompañaron durante todo el proceso universitario, que me dieron energía para seguir adelante y me apoyaron y me dieron energía cada vez que lo necesitaba.

Diego Arturo Clavijo Gutiérrez

Agradecimientos

Siempre estaré agradecido por el esfuerzo y la dedicación de toda mi familia por ayudarme a construir este logro.

A mi madre le doy gracias por ser la mujer más valiente y fuerte, la cual siempre estuvo a mi lado apoyándome con este proyecto, junto con mi hermana y mi abuela a quienes les debo tanto por su paciencia y amor recibido.

A mi querido padre que en paz descanse, porque sé que siempre estuvo a mi lado sin dejarme caer, llenándome de fuerza para lograr cada objetivo en mi vida.

A mis profesores, asesores y compañeros que me enseñaron durante todo el transcurso de esta carrera lo importante del trabajo en equipo y la humildad.

Agradecido también con mis amigos más cercanos quienes siempre me brindaron sus mejores consejos y me tendieron su mano en todos los momentos que lo necesité.

Camilo Gerardo Navarrete López

Dedicatoria

A mis padres Claudia y Arturo quienes con su amor, paciencia y esfuerzo me han permitido llegar a cumplir un sueño más, gracias por inculcar en mí el ejemplo de esfuerzo y valentía y mi familia por haber sido mi apoyo a lo largo de toda mi carrera universitaria y a lo largo de mi vida. A todas las personas especiales que me acompañaron en esta etapa, aportando a mi formación tanto profesional y como ser humano.

Diego Arturo Clavijo Gutiérrez

Dedicatoria

Este trabajo de grado se lo dedico a mi madre, mi hermana, mi abuela y toda mi familia quienes siempre estuvieron a mi lado y me dieron toda su fuerza y su energía para poder culminar esta etapa

Camilo Gerardo Navarrete López

CONTENIDO

	pág.
GLOSARIO	21
RESÚMEN	22
INTRODUCCIÓN	23
OBJETIVOS	25
1.GENERALIDADES DE LAS ZONAS DE INTERÉS EN EL BLOQUE ESPERANZA	26
1.1 HISTORIA DEL BLOQUE ESPERANZA	26
1.2 LOCALIZACIÓN	27
1.3 MARCO GEOLÓGICO DEL BLOQUE ESPERANZA	29
1.3.1 Columna estratigráfica	29
1.3.2 Estratigrafía	29
1.3.2.1 Formación Corpa	30
1.3.2.2 Formación Ciénaga de Oro	30
1.3.2.3 Formación Porquero	31
1.3.2.4 Formación Chengue	31
1.3.2.5 Formación San Cayetano	31
1.3.2.6 Formación Cansona	32
1.3.3 Geología estructural	32
1.3.3.1 Jurásico	32
1.3.3.2 Cretácico Superior (Campaniano)	32
1.3.3.3 Paleoceno – Eoceno	32
1.3.3.4 Oligoceno – Mioceno temprano	33
1.3.3.5 Mioceno medio	33
1.3.3.6 Mioceno tardío	33
1.3.3.7 Plioceno	33
1.3.3.8 Sedimentación	33
1.3.4 Sistema Petrolífero	34
1.3.4.1 Roca generadora	34.

1.3.4.2 Migración	34
1.3.4.3 Sello	36
1.3.4.4 Roca reservorio	36
1.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO B DEL BLOQUE ESPERANZA	36
1.4.1 Método de producción	36
1.4.2 Tiempo de producción	37
1.4.3 Numero de pozos de producción seleccionados	37
1.4.4 Características del yacimiento	37
1.4.5 Curvas de producción acumulada	37
1.4.5.1 Pozo B2	37
1.4.5.2 Pozo B3	39
1.4.5.3 Pozo B4	41
1.4.5.4 Pozo B8	42
1.4.6 Curvas de presiones	43
1.4.6.1 Pozo B2	44
1.4.6.2 Pozo B3	44
1.4.6.3 Pozo B4	45
1.4.6.4 Pozo B8	45
2. IDENTIFICACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL FENÓMENO DE CARGA DE LÍQUIDOS EN POZOS PRODUCTORES DE GAS	46
2.1 GENERALIDADES DEL FENÓMENO DE CARGA DE LÍQUIDOS EN POZOS PRODUCTORES DE GAS	46
2.1.1 Problemas causados por la carga de líquidos durante la explotación de pozos productores de gas	47
2.1.2 Fuentes de aportación de líquidos en un pozo productor de gas	47
2.1.3 Identificación de carga de líquidos en pozos de gas	49
2.1.4 Producción errática e incremento en el ritmo de declinación	52
2.1.5 Cambios pronunciados en el gradiente de presión dinámico de un pozo	53
2.1.6 Cese en la producción de líquidos	54
2.1.7 Velocidad critica	54

2.1.8 Efecto de líquidos en la presión de fondo fluyente	60
2.1.8.1 Flujo burbuja	60
2.1.8.3 Flujo bache	60
2.1.8.4 Flujo de transición anular	61
2.1.8.5 Flujo de niebla anular	61
2.2 HISTORIAL DEL FENÓMENO DE CARGA DE LÍQUIDOS EN POZOS PRODUCTORES DE GAS.	62
3. DESCRIPCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE SARTAS DE VELOCIDAD E INYECCIÓN DE QUÍMICOS	64
3.1 GENERALIDADES Y CARACTERÍSTICAS DE LAS SARTAS DE VELOCIDAD	64
3.2 GENERALIDADES Y CARACTERÍSTICAS DE LA INYECCIÓN DE QUÍMICOS	73
3.2.1 Agentes espumantes	73
3.2.2 Surfactantes	74
3.2.2.1 Clasificación de los surfactantes	75
3.2.2.1.1 Aniónicos	75
3.2.2.1.2 Catiónicos	75
3.2.2.1.3 Zwitteriónicos	75
3.2.2.1.4 Anfóteros	75
3.2.2.1.5 No iónicos	76
3.2.3 Factores que influyen en la tensión interfacial	76
3.2.3.1 Concentración salina	77
3.2.3.2 Cadenas de hidrocarburos	77
3.2.3.3 Carga interfacial	77
3.2.3.4 Absorción del surfactante	77
3.2.3.5 Mojabilidad y ángulo de contacto	78
3.2.4 Parámetros que se deben cumplir para la aplicación de la tecnología	78
4. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS MEDIANTE ANÁLISIS DEL HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	81

4.1 POZO B2	82
4.1.1 Descripción del estado mecánico del pozo B2	82
4.1.2 Análisis del historial de producción del pozo B2	83
4.1.3 Predicción del comportamiento de la producción	89
4.2 Pozo B3	90
4.2.1 Descripción del estado mecánico del pozo B3	90
4.2.2 Análisis del historial de producción del pozo B3	92
4.2.3 Predicción del comportamiento de la producción	100
4.3 POZO B4	101
4.3.1 Descripción del estado mecánico del pozo B4	101
4.3.2 Análisis del historial de producción del pozo B4	102
4.3.3 Predicción del comportamiento de la producción	109
4.4 POZO B8	112
4.4.1 Descripción del estado mecánico del pozo B4	112
4.4.2 Análisis del historial de producción del pozo B8	115
4.4.3 Predicción del comportamiento de la producción	120
5. SIMULACIÓN DE LOS EFECTOS DE LA APLICACIÓN DE SARTAS DE VELOCIDAD E INYECCIÓN DE QUÍMICOS EN POZOS DE ESTUDIO	123
5.1 INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS PARA LA EVALUACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS APLICABLES.	123
5.1.1 Desarrollo del cálculo para la curva IPR en el simulador Prosper	123
5.1.2 Desarrollo del cálculo para el diámetro equivalente	126
5.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA EL POZO B3	129
5.2.1 Análisis de simulación del diámetro de sartas de velocidad para el pozo B3	131
5.2.2 Análisis de simulación de jabones surfactantes para el pozo B3	133
5.2.3 Análisis de la simulación para los diámetros de sarta y el WGR combinado	130
5.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS POZO B4	137

5.3.1 Análisis de simulación del diámetro de sartas de velocidad para el pozo B4	134
5.3.2 Análisis de simulación de jabones surfactantes para el pozo B4	140
5.3.3 Análisis de la simulación para los diámetros de sarta y el WGR combinado	142
6. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA APLICACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS EVALUADAS	145
6.1 EXPLICACIÓN DEL REEMPLAZO DEL INDICADOR VPN POR LA RELACIÓN COSTO/BENEFICIO	145
7. CONCLUSIONES	148
8. RECOMENDACIONES	150
BIBLIOGRAFÍA	151
ANEXO	154

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Producción acumulada para el pozo B2.	37
Tabla 2. Producción acumulada para el pozo B3.	38
Tabla 3 Producción acumulada para el pozo B4.	40
Tabla 4. Producción acumulada para el pozo B8.	42
Tabla 5. Descripción general del estado mecánico del pozo B2.	80
Tabla 6. Historial de producción del mes de febrero para el pozo B2.	82
Tabla 7 Historial de producción del mes de marzo para el pozo B2.	86
Tabla 8 Descripción del estado mecánico del pozo B3.	90
Tabla 9 Historial de producción del mes de febrero para el pozo B3.	92
Tabla 10. Historial de producción del mes de marzo para el pozo B3.	96
Tabla 11. Descripción estado mecánico pozo B4	100
Tabla 12. Historial de producción pozo B4 febrero 2019.	101
Tabla 13. Historial de producción pozo B4 marzo 2019.	105
Tabla 14. Completamiento pozo B8.	111
Tabla 15. Intervalos cañoneados del pozo B8.	113
Tabla 16. Historial de producción pozo B8 febrero 2019	114
Tabla 17 Historial de producción pozo B8 marzo 2019	117
Tabla 18 Diámetros equivalentes sartas de velocidad.	128
Tabla 19 Variación de los diámetros de sartas de velocidad.	129
Tabla 20. Comportamiento de tasas de flujo y presiones con respecto al WGR	131
Tabla 21. Comportamiento de las tasas de flujo y las presiones con ambas variables.	133
Tabla 22. Resultados variación del diámetro de la sarta	137
Tabla 23 Resultados variación del WGR	139
Tabla 24 Resultados variación del WGR y del diámetro de las sartas	142
Tabla 25 Calculo de la relación costo beneficio para el pozo B3.	145
Tabla 26. Descripción de costos de las tecnologías aplicables.	146

LISTA DE GRAFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción acumulada de gas para el pozo B2.	37
Gráfica 2. Producción acumulada de agua para el pozo B2.	38
Gráfica 3. Producción acumulada de gas para el pozo B3.	39
Gráfica 4. Producción acumulada de agua para el pozo B3.	39
Gráfica 5. Producción acumulada de gas para el pozo B4.	40
Gráfica 6. Producción acumulada de agua para el pozo B4.	41
Gráfica 7. Producción acumulada de gas para el pozo B8.	42
Gráfica 8. Producción acumulada de agua para el pozo B8.	43
Gráfica 9. Comportamiento de la presión a lo largo de la vida del pozo B2.	44
Gráfica 10. Comportamiento de la presión a lo largo de la vida del pozo B3.	44
Gráfica 11. Comportamiento de la presión a lo largo de la vida del pozo B4.	45
Gráfica 12. Comportamiento de la presión a lo largo de la vida del pozo B8.	45
Gráfica 13. Saltos en la producción de gas.	49
Gráfica 14. Aumento en la producción de agua.	49
Gráfica 15. Declinación de la presión.	50
Gráfica 16 Comportamiento de la producción de gas durante el mes de febrero. (Pozo B2)	83
Gráfica 17. Comportamiento de la presión durante el mes de febrero. (Pozo B2)	84
Gráfica 18. Comportamiento de la producción durante el mes de marzo. (Pozo B2)	87
Gráfica 19. Comportamiento de la presión durante el mes de marzo. (Pozo B2)	87
Gráfica 20 IPR vs VLP (test variación IPR). (Pozo B2)	89
Gráfica 21 Comportamiento de la producción de gas durante el mes de febrero (Pozo B3)	93
Gráfica 22 Comportamiento de la presión durante el mes de marzo. (Pozo B3)	94
Gráfica 23. Comportamiento de la producción de agua durante el mes de febrero (Pozo B3)	95
Gráfica 24 Comportamiento de la producción de gas durante el mes de marzo. (Pozo B3)	97
Gráfica 25. Comportamiento de la presión durante el mes de marzo. (Pozo B3)	98
Gráfica 26. Comportamiento de la producción de agua durante el mes de marzo. (Pozo B3)	98
Gráfica 27. IPR vs VLP (test variación IPR). (Pozo B3)	99
Gráfica 28. Caudal de gas vs tiempo (febrero 2019). (Pozo B4)	102
Gráfica 29. Caudal de agua vs tiempo (febrero 2019). (Pozo B4)	103
Gráfica 30. Presión en cabeza de pozo vs tiempo (febrero 2019). (Pozo B4)	104
Gráfica 31. Caudal de gas vs tiempo (marzo 2019). (Pozo B4)	106
Gráfica 32 Caudal de agua vs tiempo (marzo 2019). (Pozo B4)	107

Gráfica 33 Presión en cabeza de pozo vs tiempo (marzo 2019). (Pozo B4)	108
Gráfica 34. IPR vs VLP (test variación IPR). (Pozo B4)	110
Gráfica 35. Caudal de gas vs tiempo (febrero 2019). (Pozo B4)	115
Gráfica 36 Presión en cabeza de pozo vs tiempo (febrero 2019) (Pozo B4)	116
Gráfica 37 Caudal de gas vs tiempo (marzo 2019) (Pozo B4)	118
Gráfica 38. Presión en cabeza de pozo vs tiempo (marzo 2019) (Pozo B4)	119
Gráfica 39 IPR vs VLP (test variación IPR) (Pozo B4)	120
Gráfica 40 Zoom IPR vs VLP (test variación IPR) (Pozo B4)	121
Gráfica 41 Comportamiento de la IPR	124
Gráfica 42 Comportamiento de las curvas IPR y VLP respecto a los diámetros de sartas de velocidad.	130
Gráfica 43. Comportamiento de la producción con respecto al WGR	132
Gráfica 44 Comportamiento de la producción con las variables de diámetro de tubería y WGR	135
Gráfica 45. Comportamiento de la producción con las variables de diámetro de tubería y WGR	136
Gráfica 46 Comportamiento de la curva IPR vs variación del VLP	138
Gráfica 47 Comportamiento de la curva IPR vs variación del VLP (ampliada)	138
Gráfica 48. Comportamiento de la curva IPR vs VLP variación del WGR	140
Gráfica 49. Comportamiento de la curva IPR vs VLP variación del WGR (ampliada)	140
Gráfica 50 Comportamiento de la curva IPR vs VLP variación WGR y Diámetro	141

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización geográfica del valle inferior del Magdalena y el bloque Esperanza	27
Figura 2. Columna estratigráfica cuenca del valle inferior del Magdalena.	28
Figura 3. Carta cronoestratigráfica valle inferior del Magdalena.	34
Figura 4. Efecto del régimen de flujo por la caída de presión a través de un orificio	51
Figura 5. Gradiente de presión esquemático.	53
Figura 6. Deformación de la gota de líquido en un medio de gas.	56
Figura 7. Caracterización de los regímenes de flujo.	60
Figura 8. Curva de comportamiento de la TP o "Curva J".	65
Figura 9. Curva J vs IPR. Caso sin carga de líquidos.	66
Figura 10. Curva J vs IPR. Caso con carga de líquidos.	67
Figura 11. Curva J vs IPR. Caso sin aportación de fluidos.	68
Figura 12. Aplicación de Curvas J e IPR. Caso Pozo a restitución de producción	69
Figura 13. Diseño sarta de velocidad.	70
Figura 14. Lanzador de jabón con controlador automático.	72
Figura 15. Clasificación Surfactantes.	73
Figura 16. Ilustración de los tipos de surfactantes.	74
Figura 17 Cuadro metodológico de procedimiento.	78
Figura 18 Selección de datos para la obtención de IPR	124
Figura 19 Interfaz software prosper.	158
Figura 20 Configuración Options Summary	159
Figura 21 Configuración PVT	160
Figura 22 Información para el cálculo del PVT	161
Figura 23 Resultados cálculo de PVT	162
Figura 24 Elaboración tabla PVT	162
Figura 25 Input de datos para la elaboración de la tabla de PVT	163
Figura 26 Tabla PVT calculada	163
Figura 27 Tabla Match Data	164
Figura 28. Selección de variables para el Match del PVT.	165
Figura 29 Muestra piloto PVT is Matched	165
Figura 30 Tabla Downhole Equipment	166
Figura 31 Tabla Downhole Equipment detallada.	167
Figura 32 Perfil de pozo diseñado en Prosper	167
Figura 33 Input datos del coeficiente geotérmico	168
Figura 34 Deviation Survey calculado por Prosper.	169

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Velocidad crítica necesaria para levantar una gota líquida.	54
Ecuación 2. Expresiones de Turner en unidades de campo	54
Ecuación 3. Expresiones de Coleman.	55
Ecuación 4. Velocidad crítica según Coleman en unidades SI	56
Ecuación 5. Velocidad crítica para flujo turbulento	57
Ecuación 6. Velocidad crítica para flujo turbulento en unidades de campo	57
Ecuación 7. Caudal de gas crítico	58
Ecuación 8. Cálculo de IPR	122

GLOSARIO

AGUA DE FORMACIÓN: agua presente naturalmente en los poros de las rocas. El agua proviene de los fluidos introducidos en una formación a través de las operaciones de perforación y otras interferencias, tales como lodo y agua de mar, no constituye agua de formación.

DECLINACIÓN DE PRESIÓN: la declinación de la presión se presenta por la producción de los fluidos en yacimiento, la energía con la que el pozo produce disminuye a medida que los fluidos salen del yacimiento hacia superficie.

DIÁMETRO EQUIVALENTE: es un término comúnmente utilizado en hidráulica cuando se manejan fluidos en canales y tubos no circulares. Utilizando este término se puede estudiar el comportamiento del flujo de la misma forma como si fuera una tubería de sección circular.

FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS (Z): relación adimensional entre el volumen de un gas real y el volumen de un gas ideal. Su valor fluctúa entre 0.7 y 1.2

FLUJO NATURAL: se presenta cuando la energía de la formación productora es suficiente para llevar los fluidos a superficie, sin necesidad de algún levantamiento artificial.

FLUJO BIFÁSICO: es un flujo simultáneo de gas y líquido en el cual estos dos fluidos comparten un mismo tránsito, generando cambios de presión y densidad en los fluidos.

GAS SECO: es el gas natural que existe sin presencia de hidrocarburos líquidos o condensados, o el gas al que se le han eliminado el 99% de hidrocarburos condensables. Este gas tiene una relación gas-petróleo mayor a los 100.000 scf/STB.

GRADIENTE DE PRESIÓN: es el cambio que genera la presión con respecto a cada unidad de profundidad, expresado en psi/pie.

ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD: es el cociente entre la producción de un proceso y el gasto o consumo de dicho proceso

PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE: es la presión que se mide en el fondo de un pozo a nivel de la zona del cañoneo, a condiciones de flujo gobernadas por un estrangulador. Es decir que el pozo está siendo producido o que los fluidos no están en equilibrio en el yacimiento.

PÉRDIDAS POR FRICCIÓN: a medida que un fluido fluye por un conducto, tubo o algún otro dispositivo, ocurren pérdidas de energía debido a la fricción que hay entre el líquido y la pared de la tubería; tales energías traen como resultado una disminución de la presión entre dos puntos del sistema de flujo.

PÉRDIDAS POR GRAVEDAD: a medida que un fluido fluye por un conducto, tubo o algún otro dispositivo, ocurren pérdidas de energía debido a la gravedad existente en el líquido; tal energía trae como resultado una disminución de la presión en todos los puntos del sistema de flujo.

PRESIÓN CAPILAR: fuerza por unidad de área, resultado de fuerzas superficiales a la interface entre dos fluidos.

RELACIÓN AGUA/GAS: relación de gas producido con respecto a los líquidos producidos (petróleo y agua), a menudo abreviada como GLR.

RELACIÓN COSTO BENEFICIO: la relación costo beneficio toma los ingresos y egresos presentes netos del estado de resultado, para determinar cuáles son los beneficios por cada peso que se sacrifica en el proyecto.

RELACIÓN GAS-ACEITE: indicador que determina el volumen de gas por unidad de volumen de aceite medidos a condiciones superficiales. Es usado en el análisis de comportamiento de explotación de yacimientos.

RECUPERACION SECUNDARIA: técnicas de extracción adicional del petróleo utilizando después de la recuperación primaria. Esta incluye inyección de agua, o gas con el propósito en parte de mantener la presión del yacimiento.

SARTA DE VELOCIDAD: una sarta de tubería de diámetro pequeño corrida en el interior de la tubería de producción de un pozo como tratamiento de remediación para resolver los problemas de carga de fluidos.

SURFACTANTES: son sustancias que influyen por medio de la tensión superficial en la superficie de contacto entre dos fases, sustancias que permiten conseguir o mantener una emulsión.

VELOCIDAD DE FLUJO: es la velocidad a la cual se describe el movimiento de los fluidos dentro de un medio continuo.

VOLUMEN ORIGINAL DE GAS: cantidad de gas que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.

RESUMEN

Actualmente, los yacimientos de gas seco han tomado gran importancia en la industria petrolera, gracias a que en los últimos 10 años el consumo de gas aumento considerablemente en Colombia debido a factores como el crecimiento poblacional e industrial y la sustitución del combustible líquido para el transporte de vehículos, además de su uso como combustible alternativo en plantas de generación eléctrica. Debido a esto, varias empresas de la industria se han enfocado en proyectos de gas por todo Colombia.

Dentro de los proyectos de Canacol Energy Colombia S.A. se encuentra una acumulación de gas seco en la Cuenca del Valle inferior del Magdalena, más específicamente en el Bloque Esperanza; este proyecto se encuentra en fase de producción, por esto se pretende hacer una optimización en la tasa de producción de gas usando dos posibles soluciones que son el uso de sartas de velocidad o de aditivos químicos (barras surfactantes) con el fin de prevenir y corregir un problema de carga de líquidos en el fondo del pozo, el cual hace que la tasa de producción de gas se reduzca o que sea en baches.

En cuanto a la metodología, se toman como estudio las pruebas realizadas de diferentes radios de sartas de velocidad y su comportamiento con respecto a la producción de gas y su acción frente a los líquidos acumulados en el fondo del pozo; de la misma manera se tienen en cuenta las barras de surfactante y su reacción con el líquido, estas pruebas son interpretadas por medio del software Prosper.

PALABRAS CLAVE: gas, carga de líquidos, bloque esperanza, surfactantes, espumantes, sartas de velocidad.

INTRODUCCIÓN

El gas natural en los últimos años se ha convertido en un recurso muy importante para la industria, ya que ha aumentado su demanda energética a causa de los sectores térmico, industrial, residencial, vehicular y proyectos comerciales. Debido a esto la industria se ha encargado de impulsar la exploración de yacimientos que contengan altas cantidades de este hidrocarburo, por esto es que Canacol Energy Colombia S.A. ha realizado proyectos de producción en el Valle inferior del Magdalena para así aprovechar la acumulación de gas que se encuentran en zonas como las del bloque Esperanza. Debido a que la producción de gas tiene diferentes técnicas a las de la producción de petróleo, se pueden presentar diferentes problemas en estos proyectos, uno de ellos es la carga de líquidos, que se genera cuando hay presencia de agua en el pozo productor, agua que puede provenir de un acuífero activo o que haya estado presente en la formación, obstruyendo el paso del gas hacia la superficie y generando costos operacionales adicionales.

Por lo anterior, se da la necesidad de evaluar posibles métodos para la optimización de la producción en estos pozos, realizando así pruebas de diferentes tecnologías que ayuden a lograrlo, dichas herramientas son las sargas de velocidad y el uso de aditivos químicos como las barras de surfactante. Estas variables se estudiaron por un modelo de simulación realizado en el software Prosper y aplicando variación de los diámetros de las sargas de velocidad o la relación de agua y gas presente en el pozo.

Finalmente, se evalúa financieramente la viabilidad del proyecto tomando en cuenta los costos operacionales y de instalación de la sarga de velocidad y el valor de venta del gas actual, por medio de una relación costo beneficio para generar recomendaciones.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar las tecnologías aplicables para la optimización de la producción de gas seco con carga de líquidos en el Bloque Esperanza.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y geología de las zonas de interés en el Bloque Esperanza.
2. Identificar el comportamiento del fenómeno de la carga de líquidos en pozos de gas de flujo natural.
3. Describir las tecnologías de sartas de velocidad e inyección de químicos para la optimización de producción de gas en el Bloque Esperanza.
4. Seleccionar los pozos afectados por la carga de líquidos mediante el análisis del historial de producción.
5. Evaluar el efecto de la aplicación de sartas de velocidad mediante el simulador PipeSim y el efecto de la inyección de químicos mediante el simulador CMG en pozos productores de gas con carga de líquidos.
6. Evaluar la viabilidad técnico económica para el planteamiento de tecnologías que optimicen la producción de pozos de gas con carga de líquidos en el Bloque Esperanza por medio de los indicadores VPN.

1. GENERALIDADES DE LAS ZONAS DE INTERÉS EN EL BLOQUE ESPERANZA

En el siguiente capítulo se presentará una descripción de las zonas de interés del bloque esperanza, abarcando aspectos como: historia, localización, marco geológico, estratigrafía, geología estructural y la geología del petróleo.

1.1 HISTORIA DEL BLOQUE ESPERANZA

El bloque Esperanza se ubica en la cuenca del Bajo Magdalena y comprende los municipios de Sahagún, Chinú en el Departamento de Córdoba y La Unión, Caimito y San Marcos del departamento de Sucre; dicho bloque tiene varios campos gasíferos en operación: Nelson, Palmer, El Jobo, Arianna, Clarinete 1-2, Oboe, y Katana entre otros.

Canacol Energy obtiene el control del bloque Esperanza en el año 2.012 al comprar a Shona Oil su participación y su filial Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia con una participación de 100% el operador del bloque. La producción actual supera en 17 millones de pies cúbicos por día.

La empresa Canacol Energy gracias al éxito en la Costa Atlántica se convirtió en una de las principales petroleras listadas en La Bolsa de Valores de Colombia y ha logrado firmar contratos de suministro de gas con Petromil, Surtigas, Ocesa, Promigas, Cerromatoso y Reficar entre otros con precio promedio de US\$ 5,3 dólares por cada 1.000 pies cúbicos.

El proyecto “Bloque Esperanza” se realizó por medio del otorgamiento de la licencia ambiental por parte del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial a la empresa GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA mediante la resolución 98 del 18 de enero de 2008.¹

La adjudicación del bloque esperanza a la empresa Canacol Energy se hizo el día 10 de octubre del 2012 mediante la unión de la empresa Shona Oil que tenía como filial a Geoproduction Oil & Gas, la cual tenía asignada el bloque esperanza desde el año 2008, la cual a la fecha tenía unas reservas estimadas de 300bcf los cuales tiene como prioridad los campos palmer con 30bcf, el campo Nelson con 150bcf, el campo contento con 40bfc y el campo Sucre con 25bfc.

¹ COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución N° 0789. (16 de mayo de 2018). Por medio de la cual se resuelve un recurso de reposición y se toman otras determinaciones. P 1-10

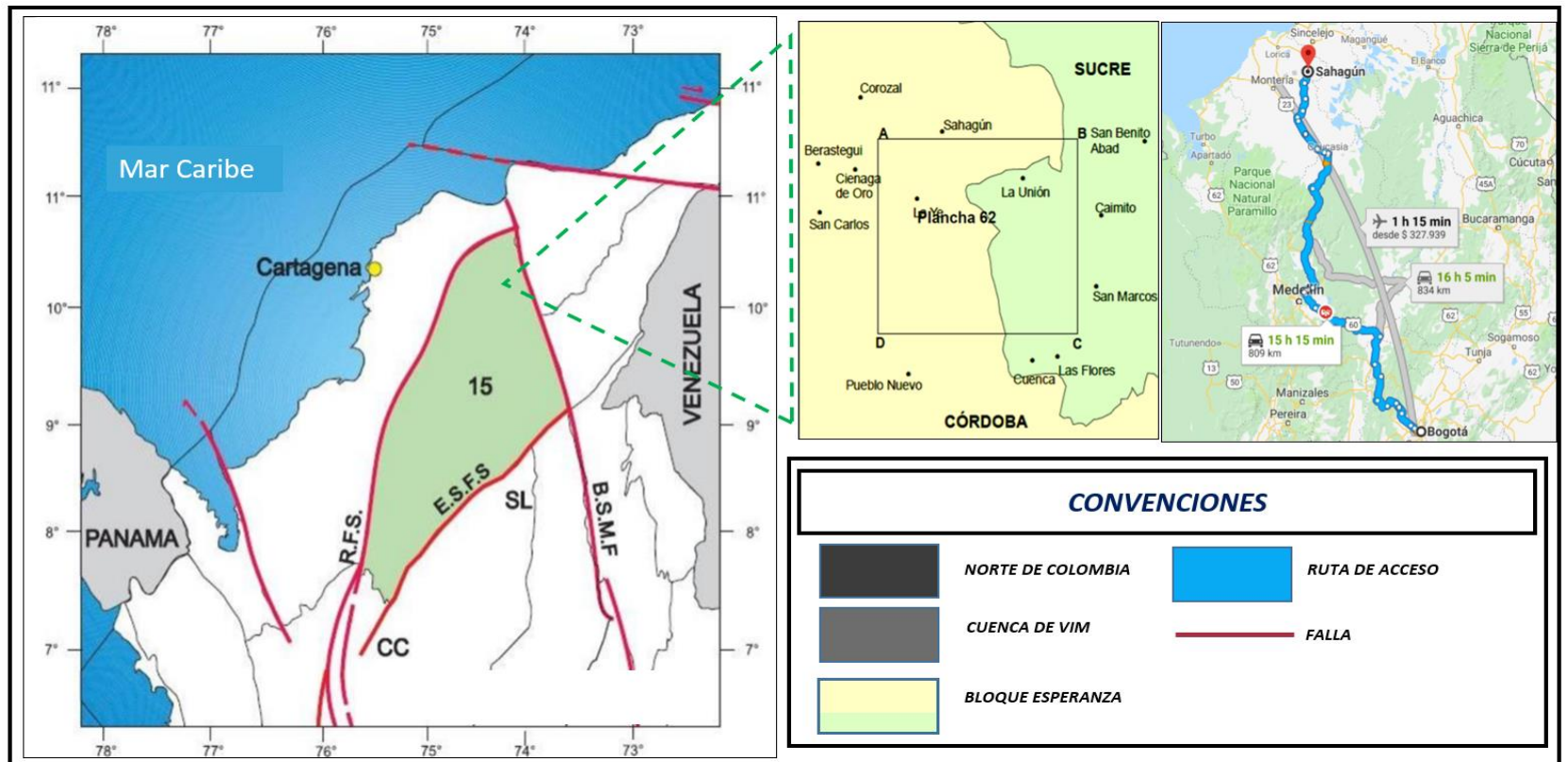
1.2 LOCALIZACIÓN

El bloque Esperanza se ubica en la Cuenca del Bajo Magdalena y comprende los municipios de Sahagún, Chinú en el Departamento de Córdoba y La Unión, Caimito y San Marcos del departamento de Sucre, siendo la ciudad más cercana al bloque es Sincelejo.

Los campos más cercanos al bloque Esperanza son los Campos Chinú y El Deseo. El bloque está a 200 metros con respecto al nivel del mar con una temperatura promedio de 38.6°C mayor a la temperatura ambiente (25°C).

La carretera de acceso al bloque es la ruta nacional 25 que comunica Pueblo Nuevo con Sincelejo. **Figura 1**

Figura 1. Localización geográfica del valle inferior del Magdalena y el bloque Esperanza



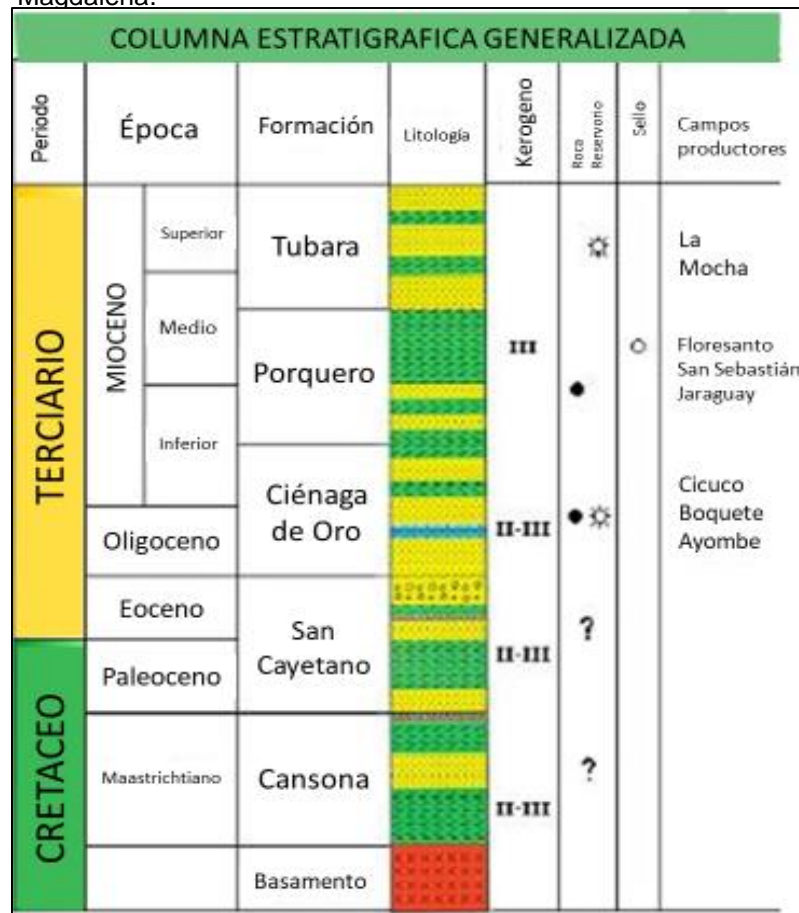
Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. [sitio web]. Bogotá [consulta: 9 de febrero 2019]. Disponibilidad en: <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/Mapa-de-tierras.aspx>

1.3 MARCO GEOLÓGICO DEL BLOQUE ESPERANZA

En esta sección se describe la estratigrafía, la geología estructural correspondiente al bloque esperanza localizado en la cuenca del valle inferior del Magdalena.

1.3.1 Columna estratigráfica. A continuación, Figura 2 se presenta la columna estratigráfica generalizada de la cuenca del bajo Magdalena la cual tiene sedimentos del Mio-Oligoceno presentan buena riqueza orgánica y presencia de kerógenos generadores de gas y petróleo líquido. Esta cuenta tiene buenos reservorios de arenisca y carbonatos, y reservas probadas de gas.

Figura 2. Columna estratigráfica cuenca del valle inferior del Magdalena.



Fuente: REYES, H.A., MONTENEGRO, B.M. y GOMEZ, P.D. Tectonoestratigrafía y evolución geología del valle inferior del Magdalena. Boletín de geología. Bogotá D.C. 2004.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se describen las formaciones geológicas presentes en la cuenca del Valle inferior del Magdalena.

1.3.2.1 Formación Corpa. Según Guzmán la formación corpa está constituida hacia la base por una serie de conglomerados arenosos palomicticos localmente clastosoportados que varían en arenitas ligeramente conglomeráticas, cuarzosas y líticas, gris marrón amarillento; dispuestos en capas muy gruesas másicas, con estratificación cruzada ondulosa. Además, posee niveles supeditados de lodolitas laminadas. Se presentas grandes superficies de acanalamiento y paleocausas. En el segmento superior se presenta una serie de arenitas y arenitas conglomeráticas color gris amarillento, de grano fino a muy grueso, macizas, dispuestas en capas medias a muy gruesas, compuestas por cuarzo lechoso, chert negro, fragmentos de rocas sedimentarias, moscovita y limonita, con presencia de bioturbación truncando la estratificación. De acuerdo con las relaciones estratigráficas ya que se carece de dataciones paleontológicas, se le asigna a la formación Corpa una edad relativa de Plioceno, y un espesor mayor a los 800 m. A su vez se reporta un ambiente continental, la base de la unidad se formó en zonas controladas por conos aluviales proximales o medios y que registran una importante actividad tectónica a finales del Neógeno.²

1.3.2.2 Formación Ciénaga de Oro. Según Dueñas la formación Ciénaga de Oro es descrita de manera general como una unidad predominantemente arenosa, que consta de una alternancia de areniscas de grano fino a conglomeráticas, limolitas intensamente bioturbadas, estratificadas en capas planas paralelas, shales grisáceos algo calcáreos, shales carbonosos y carbón. Sumando un espesor total entre los segmentos levantados y los cubiertos de 1.516 m y teniendo en cuenta que la pase está en contacto fallado con los conglomerados de El Curial. A esta se le asigna un ambiente de depositación transicional deltaico, se depositaron en ambientes someros, con abundante registro fósil de zona litoral, en fondos de depósito que incluyen depósitos deltaicos y marinos, influenciados por procesos fluviales u marinos de plataforma somera.³

La Formación Ciénaga de Oro aflora en el borde occidental formando un monoclinal con dirección N-S y buzamientos de 20° a 30° hacia el oriente en el extremo norte del monoclinal, mientras que hacia el sur la inclinación disminuye a capas subhorizontales; forma un cuerpo tabular de 32 km de largo y entre 4 a 5 km de ancho, desarrolla un relieve de colinas medias que contrastan morfológicamente con las colinas bajas de las formaciones Porquera y Sincelejo⁴

² GUZMAN, G, GÓMEZ., E., L., SERRANO, B., E. (2004). Geología de los Cinturones del Sinú, San Jacinto, y borde Occidental del Valle Inferior del Magdalena. Escala 1:300.000. Ingeominas

³ Servicio Geológico Colombiano. Cartografía geológica de la plancha 62 la ye departamentos de Córdoba y Sucre. Medellín. Julio de 2013. 42-72 p.

⁴ Servicio Geológico Colombiano. Cartografía geológica de la plancha 62 la ye departamentos de Córdoba y Sucre. Medellín. Julio de 2013. 79 – 85 p

1.3.2.3 Formación Porquero. La Formación Porquera se correlaciona con la parte superior de la Formación Alférez (Grupo Rancho) en el área de Carmen–Zambrano, probablemente se correlaciona con la parte superior de la Formación San Onofre del área del Golfo de Morrosquillo y con las formaciones Arjona, Bayunca (estribaciones occidentales de la Serranía de Luruaco), Pavo Inferior y Campano (Serranía de Abibe–Las Palomas) del Cinturón del Sinú. El ambiente de formación es marino, probablemente entre 200 y 600 m de profundidad. De acuerdo con las características petrográficas, el contenido de glauconita como mineral autógeno y las asociaciones fósiles permiten sugerir medios marinos, poco profundos de plataforma, mares templados-cálidos. En general la formación está constituida por facies calcáreas a mixtas compuestas por micritas y esparitas arenosas en donde se encontraron fósiles de foraminíferos, restos de gasterópodos, equinodermos y pellers remplazados por glauconita, a partir de esto se determina que la edad va desde el Mioceno temprano alto hasta el Mioceno medio alto.⁵

El espesor calculado en el sector norte de la Plancha 62-La Ye, para la Formación Porquera, considerando como base de la unidad la última caliza de la Formación Ciénaga de Oro y como techo la primera litoarenita del Grupo Sincelejo es de 300m. el espesor promedio medido es de 193 m.

La Formación Porquera se correlaciona con la parte superior de la Formación Alférez (Grupo Rancho) en el área de Carmen–Zambrano, probablemente se correlaciona con la parte superior de la Formación San Onofre del área del Golfo de Morrosquillo y con las formaciones Arjona, Bayunca (estribaciones occidentales de la Serranía de Luruaco), Pavo Inferior y Campano (Serranía de Abibe–Las Palomas) del Cinturón del Sinú.⁶

1.3.2.4 Formación Chengue. Según Zimmerle la formación Chengue está conformada por una secuencia de shales y areniscas, de edad Eoceno inferior y medio, cuenta con una sucesión de lutitas calcáreas que localmente presentan intercalaciones de capas delgadas de calizas y margas. El espesor es de 200 metros. El contacto con la unidad Maco o con la formación San Cayetano es discordante en los arroyos de Alférez y san Jacinto.⁷

1.3.2.5 Formación San Cayetano. Según Duque Caro la formación San Cayetano está conformada por una secuencia rítmica de shales arenosos y de arenitas sucias, compuestas por fragmentos de rocas volcánicas, metamórficas, chert y serpentinas. La edad estimada es Paleoceno o Eoceno Temprano, el espesor considerado es de 1.000 metros con engrosamiento hacia el noroeste. Esta formación suprayace a

⁷ ZIMMERLE, W. (1968): Serpentine Graywackes from the North Coast Basin of Colombia and their Geotectonic Significance

rocas del Cretácico e infrayace de manera disconforme a la Formación Ciénaga de Oro.⁸

1.3.2.6. Formación Cansona. Según Duque-Caro los sedimentos de la Formación San Cayetano está formado por capas de limolitas, de chert con venillas de calcita, y lentes volcánicos, hacia el attoyto Cacao se desarrollan facies calcáreas entre las capas del chert, en tanto que hacia el sur se exponen facies de areniscas feldespáticas. En otras localidades al suroccidente se aprecia la influencia volcánica, donde se reportan diabasas y ofiolitas.⁹

1.3.3 Geología estructural. La cuenca del valle inferior del Magdalena se encuentra ubicada en la región Caribe, al SW de la Sierra Nevada de Santa Marta y de la Serranía del Perijá; sus límites estructurales corresponden al N el sistema de Fallas Romeral, al E el sistema de fallas de Bucaramanga-Santa Marta, al S y SW Cordillera Central y Serranía de San Lucas y al W el sistema de fallas de Romeral.

La secuencia sedimentaria de la cuenca inicia su depositación en el cretácico, durante la colisión de la corteza oceánica del Caribe con el continente; debido a la subsidencia y el levantamiento de la Cordillera Central esta secuencia ha sufrido deformaciones y procesos de erosión.

Los periodos en los cuales ha desarrollado esta cuenca son:

1.3.3.1 Jurásico. Debido a esfuerzos extensivos, se produce un adelgazamiento de la corteza, apertura y fallas normales que da lugar a fosas tectónicas que facilitan el movimiento de la corteza a lo largo de la cuenca; lo que demuestra que la cuenca del valle inferior del Magdalena se desarrolla sobre una corteza de tipo transicional.

1.3.3.2 Cretácico Superior (Campaniano). La cuenca del Valle inferior del Magdalena se desarrolla dentro de una cuenta intra-arco que se genera a raíz de la subducción de la protocorteza del Caribe y de la colisión que la continuó; se depositan sedimentos marinos que debido al posterior levantamiento de la serranía de San Lucas y Valdivia-Cajamarca, fueron erodados; en muy pocas áreas de la cuenca que se conservan los sedimentos depositados.

1.3.3.3 Paleoceno-Eoceno. Se depositan sedimentos de tipo continental que son erosionados debido al levantamiento de la Cordillera Central, generando una disconformidad sobre que se depositan sedimentos del oligoceno.

1.3.3.4 Oligoceno-Mioceno temprano Debido a esfuerzos extensionales la cuenca del Valle Inferior del Magdalena sufre un hundimiento que produce los depocentros

⁸ DUQUE-CARO, H. (1973): The Geology of the Monteria Area. Colombian Society of Petroleum Geologist and Geophysicists, 14th Annual Field Conference, p. 397-426.

⁹ Ibid., 397-426 p.

de San Jorge y Plato, estos son afectados por fallas normales y rellenos con depósitos calcáreos.

1.3.3.5 Mioceno medio. Continúan la depositación de carbonatos a lo largo del recorrido del paleo-rio del Magdalena.

Esfuerzos compresivos empiezan a afectar la cuenca, reactivando fallas normales, detenido el proceso de hundimiento e iniciado el levantamiento de la cuenca; esto da espacio a la depositación de sedimentos continentales.

1.3.3.6 Mioceno tardío. Continúan los procesos de hundimiento y la depositación de sedimentos marinos en la cuenca, esta comienza a sufrir esfuerzos transpesivos que reactivan fallas de tipo normal del sistema de fallas de San Jacinto y estas fallas producen el levantamiento del cinturón plegado de san Jacinto, lo que produce la disminución de la velocidad de hundimiento y la depositación de sedimentos continentales.

1.3.3.7 Plioceno. El proceso de subsidencia es completamente interrumpido por los procesos de subducción y traslación de las placas continental y oceánica, que también han dado forma al cauce del rio Magdalena y generaron una antefosa que fue rellena con una espesa sucesión de sedimentos de origen continental.

1.3.3.8 Sedimentación. La secuencia sedimentaria se caracteriza por iniciar su depositación en un ambiente marino, posteriormente transicional y por último continental, que debido a la evolución tectónica de la cuenca sufrió varios periodos erosivos, por lo que son pocos lugares donde se encuentra la secuencia sedimentaria completa. Esta secuencia se divide en nueve intervalos de tiempo así:

- Cansona del Cretácico superior.
- San Cayetano del Paleoceno Superior.
- Chengue del Eoceno medio, cuyos límites superiores e inferior corresponden a periodos erosivos.
- San Jacinto del Eoceno superior
- Miembro inferior de la formación Ciénaga de Oro del Oligoceno.
- Miembro superior de la formación Ciénaga de oro del Mioceno inferior, cuyos límites superiores e inferior corresponden a periodos erosivos.
- Porquero del Mioceno inferior al Mioceno medio.
- Tubará del Mioceno superior.
- Corpa del Plioceno.

1.3.4 Sistema Petrolífero. A continuación, se describirán los principales componentes del sistema petrolífero del Bloque Esperanza ubicado en la Cuenca del valle inferior del Magdalena.

1.3.4.1 Roca generadora. El hidrocarburo in situ de la Cuenca del bajo Magdalena proviene de la formación Ciénaga de Oro, la cual presenta abundantes restos fósiles, pellets fecales glauconitizados, muscovita y láminas y fragmentos carbonosos, además de haber evidenciado ser una roca fuente madura con características efectivas para la generación de hidrocarburos.¹⁰ La formación Ciénaga de Oro tiene un intervalo regular de un rico contenido de materia orgánica tipo III, dentro de la ventana de petróleo en las zonas más profundas de la cuenca. Este intervalo puede ser considerado depósito durante un evento de máxima inundación, probablemente de edad cretácica.¹¹

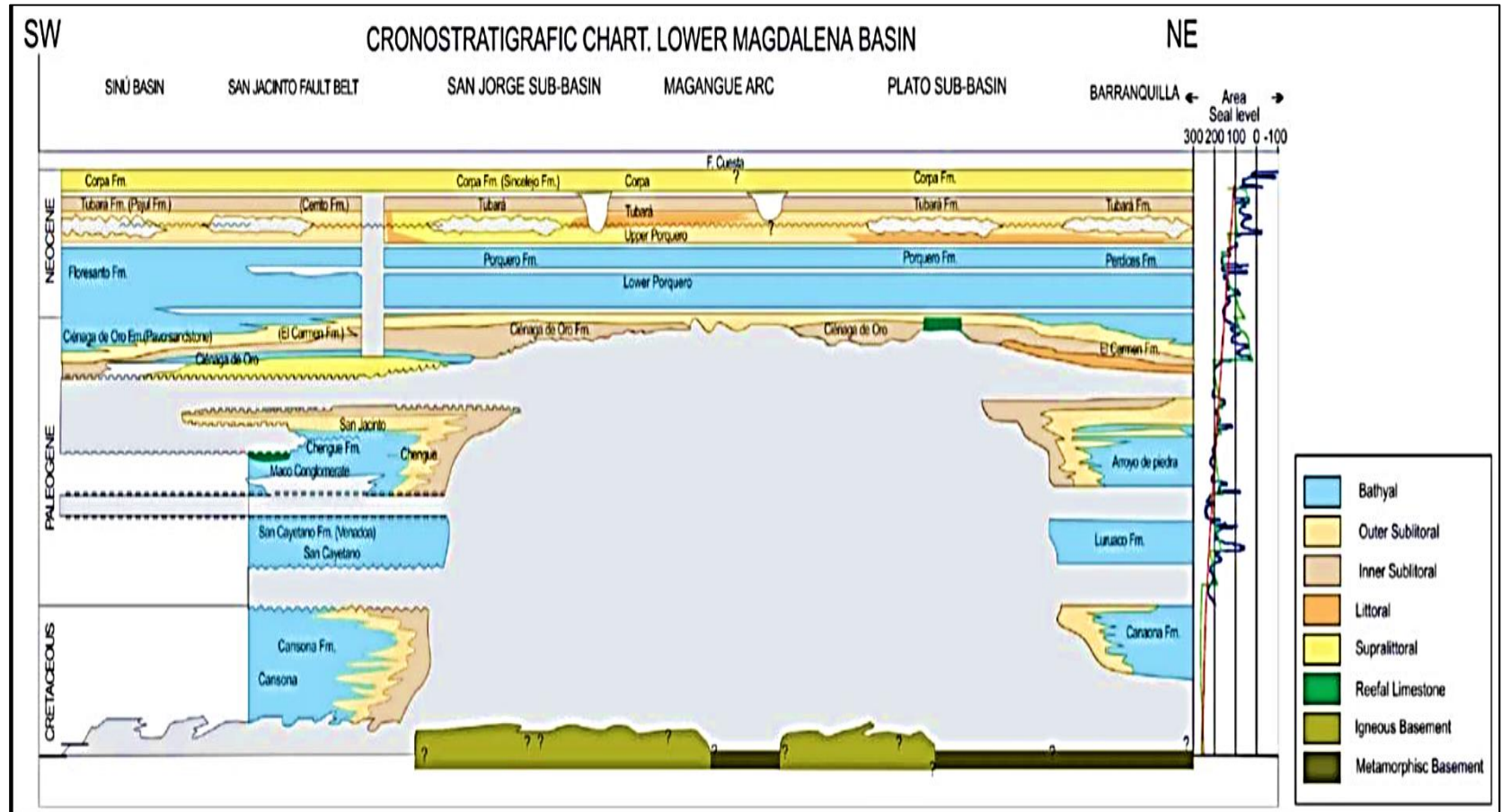
1.3.4.2 Migración. Las rocas **Figura 3** fuentes activas en la fase de generación se encuentran en una extensa área en el Plato llamado Sub-Cuenca, entre los pozos Guamito-1 hacia el Noreste y Pijiño-1 hacia el sur. El contenido de azufre es muy bajo, mientras que la concentración de parafina es relativamente alta.¹²

¹⁰ CONGRESO COLOMBIANO DE GEOLOGIA (12: 7-11, septiembre, 2009: Paipa, Boyacá, Colombia). Estratigrafía y evolución geológica de la secuencia sedimentaria del cinturón plegado de San Jacinto. Sogamoso. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, 2009. 16 p.

¹¹ LOPEZ, Aleida. CORTES, Mario Alberto y CUELLAR, Durley. Cuencas sedimentarias. Trabajo final perforación. Bogotá D.C.: Instituto CET Petrol. 2012. 11 p.

¹² Ibid., 11 p.

Figura 3. Carta cronoestratigráfica valle inferior del Magdalena.



Fuente. SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. Cartografía geológica de la plancha 62 la ye departamentos de Córdoba y Sucre. Medellín. Julio de 2013. 42-72 p.

1.3.4.3 Sello. El sello corresponde a las lodolitas de las formaciones Porquero, Ciénaga de Oro y Corpa, además existen trampas de tipo estructural como monoclinales relacionados con las fallas normales e inversas y pliegues adjuntos al sistema de fallas San Jacinto¹³

1.3.4.4 Roca reservorio. Las rocas reservorio están caracterizadas por una secuencia espesa de areniscas de origen fluvial deltaico de la Formación Ciénaga de Oro, las cuales estas intercaladas con rocas de grano fino de origen fluvial a transicional marino que actúan como rocas fuente. Areniscas y calizas del Oligoceno son los principales embalses de la cuenca. El espesor promedio es de 300ft, con una porosidad promedio de 15%.¹⁴

1.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO B DEL BLOQUE ESPERANZA

En el historial de producción del campo B del Bloque Esperanza se analiza la producción de los fluidos de los pozos de estudio como lo son gas y agua con sus respectivos tiempos de producción, mediante un método de producción de flujo natural que le permite al yacimiento llevar los fluidos del subsuelo a superficie con la energía interna de éste.

1.4.1 Método de producción. El método de producción requerido en este campo es flujo natural. Son pozos que tienen la capacidad de desplazar los fluidos que están en el yacimiento hasta superficie con la energía propia del yacimiento. Esa energía puede provenir de la expansión del gas o de un acuífero activo en el yacimiento.

En yacimientos con empuje por agua los caudales de producción se mantienen relativamente constantes, pero con el paso del tiempo tendrá un corte de agua mayor, la presión en el yacimiento no tiene una disminución notoria debido al empuje que realiza el agua, ya sea con un acuífero activo o agua connata en el yacimiento.

En yacimientos donde la expansión del gas es quien aporta mayor energía de producción, presentan problemas con el paso del tiempo en las tasas de flujo, debido a que la energía que proviene de la capa de gas no se mantiene, sino que disminuye en el tiempo a medida que este gas se produce.

1.4.2 Tiempo de producción. Como se puede observar en las gráficas 1,2,3 y 4 de producción acumulada de gas y agua en los pozos, el historial de producción del campo B se encuentra referido para los pozos B2, B3 y B4 desde septiembre de

¹³SERVICIO GEOLOGICO COLOMBIANO. Anexo M: Compilación de la cuenca del valle inferior del Magdalena. Bogotá.: 2014. 16 p.

¹⁴ LOPEZ, Aleida. CORTES, Mario Alberto y CUELLAR, Durley. Cuenclas sedimentarias. Trabajo final perforación. Bogotá D.C.: Instituto CET Petrol. 2012. 11 p.

2011 hasta enero de 2019, para el pozo B8 el tiempo de producción se encuentra desde 2017 hasta enero del 2019, donde se muestra la producción de gas y agua de los pozos de estudio en este tiempo.

1.4.3 Número de pozos de producción seleccionados. Los pozos para el estudio del historial de producción seleccionados por parte de la empresa, los cuales se escogieron mediante una revisión de productividad en la zona de interés y fueron 4 pozos que representan un indicio del problema de carga de líquidos en el pozo, B2, B3, B4, B8, estos pozos presentan irregularidades en su producción de gas y presencia de agua en el pozo, como el inicio de producción de la misma que a medida que pasa el tiempo va aumentando, lo que podría convertirse en un problema de carga de líquidos en fondo de pozo.

1.4.4 Características del yacimiento. Es un yacimiento de gas seco, sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva el gas está en una sola fase, tanto en el yacimiento como en la superficie.

1.4.5 Curvas de producción acumulada. A continuación, se observa el comportamiento de la producción de cada uno de los pozos de estudio desde su inicio de producción hasta enero de 2019.

1.4.5.1 Pozo B2. Las **Gráfica 1** y **Gráfica 2** pertenecen al pozo B2 se describe la producción acumulada de gas y agua en un periodo de tiempo en años donde se evidencian los saltos de la producción debido a la presencia de agua en el pozo, sin embargo, esta presencia del fluido no tiene gran relevancia por la cantidad de agua producida ya que es muy poca con respecto al gas producido y no genera grandes cambios en la producción de gas. **Tabla 1**

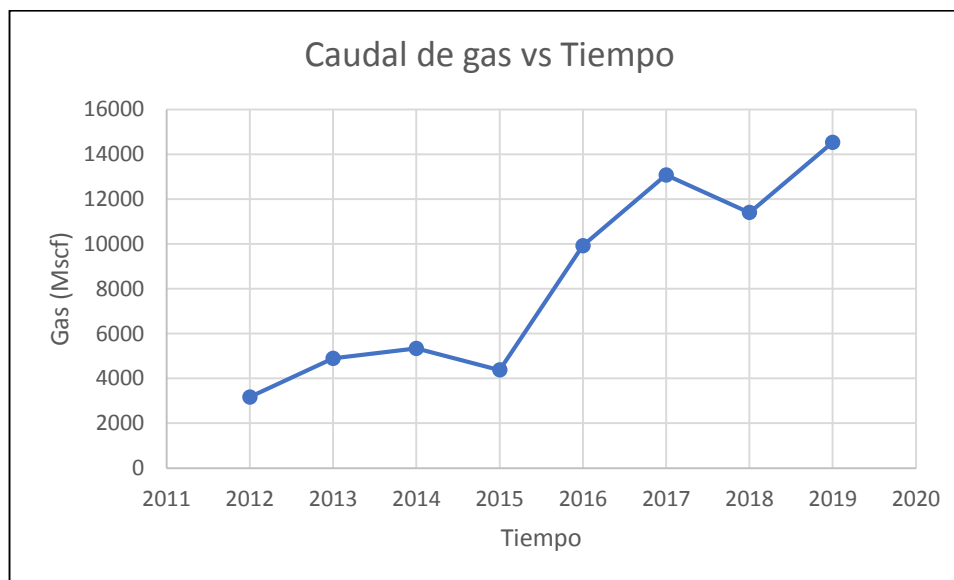
Tabla 1. Producción acumulada para el pozo B2.

Producción acumulada del pozo B2			
Años	Caudal de gas (Mscf)	Presión (Psi)	Caudal de agua (Bbl)
2012	3.169,3	2.755,3	0,731
2013	4.892,3	2.654,3	1,002
2014	5.336,4	2.571,7	0,956
2015	4.374,02	2.549,1	0,883
2016	9.921,6	2.284,4	1,781
2017	13.072,05	2.227,4	1,639
2018	11.393,02	2.037,8	0
2019	14.529,2	1.792,0	0

Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

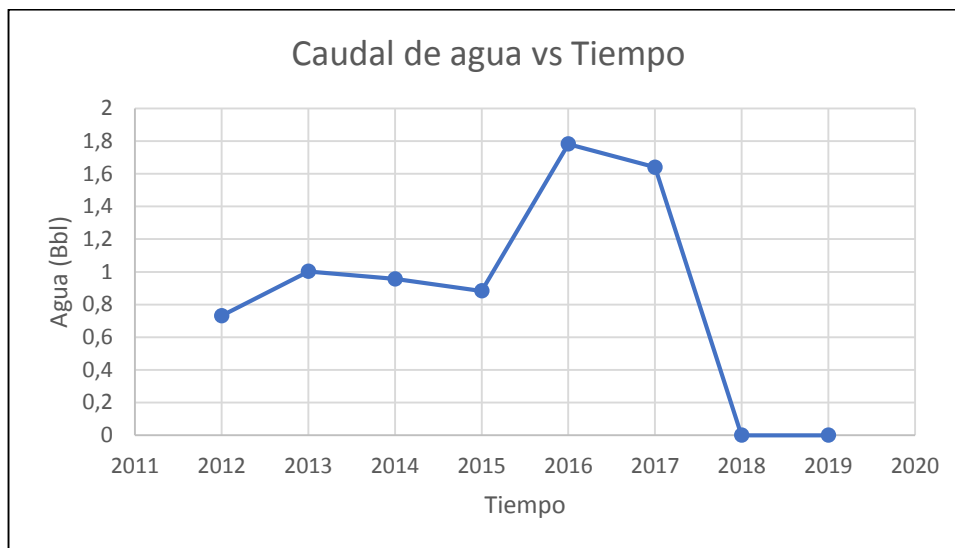
En la producción acumulada para el pozo B2, la presencia de agua es muy baja, lo que nos indica que éste pozo, por tener una tasa de agua menor a 1 bbl en los últimos dos años (2018, 2019), no representa en el momento un indicio para su tratamiento inmediato respecto al problema de carga de líquidos en fondo de pozo, pero puede generar un aumento en su producción a futuro y debe ser monitoreado para evitar el problema de acumulación.

Gráfica 1. Producción acumulada de gas para el pozo B2.



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

Gráfica 2. Producción acumulada de agua para el pozo B2.



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

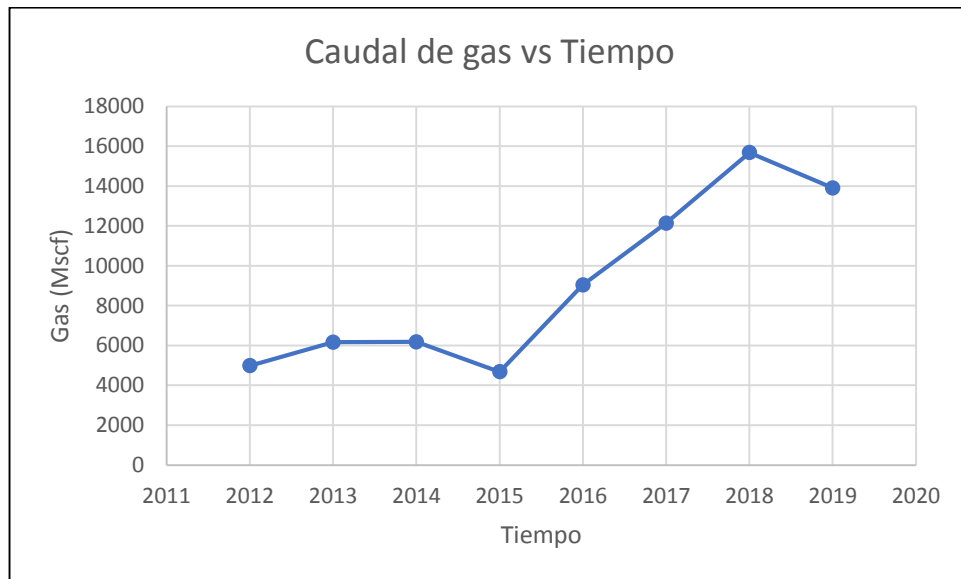
1.4.5.2 Pozo B3. En el pozo B3, la producción de gas se encuentra estable y va aumentando a medida que pasa el tiempo, pero la presencia de agua y el aumento de la producción de ésta a futuro puede generar inconvenientes, incluso hasta el bloqueo de la producción de gas generando la muerte del pozo. **Gráfica 3**

Tabla 2. Producción acumulada para el pozo B3.

Producción acumulada del pozo B3			
Año	Caudal de gas (Mscf)	Presión (Psi)	Caudal de agua (Bbl)
2012	4.984,7	2.740,5	1,735
2013	6.162,3	2.634,6	2,186
2014	6.180,1	2.570,4	1,056
2015	4.677,6	2.540,01	1,188
2016	9.036,6	2.363,7	7,381
2017	12.140,3	2.256,5	10,291
2018	15.680,5	1.879,5	127,393
2019	13.905,9	1.659,6	198,232

Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

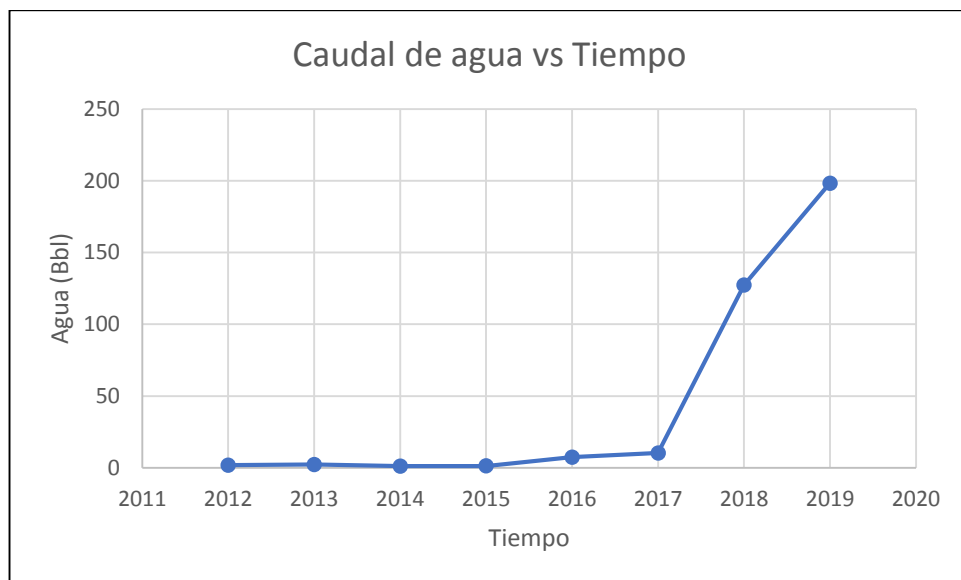
Gráfica 3. Producción acumulada de gas para el pozo B3.



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

La producción acumulada de gas y agua para el pozo dos se observa mas variada debido a que este pozo tiene un aumento de producción de circunstancial que podría generar inconvenientes en la producción de gas y una situación problema que es la carga de líquidos en fondo de pozo.

Gráfica 4. Producción acumulada de agua para el pozo B3.



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

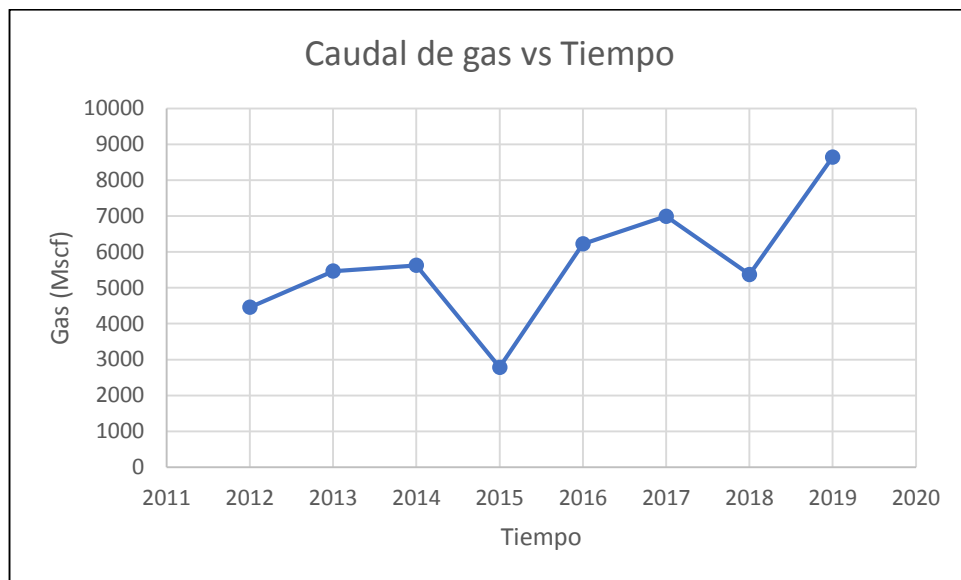
1.4.5.3 Pozo B4. En el pozo B4 es en el que se observan más irregularidades en la producción de gas, mostrando saltos a medida que el agua empieza a llegar al pozo y su aumento de producción de agua en los últimos 3 años. **Tabla 3 Gráfica 5, Gráfica 6**

Tabla 3 Producción acumulada para el pozo B4.

Producción acumulada del pozo B4			
Año	Caudal de gas (Mscf)	Presión (Psi)	Caudal de agua (Bbl)
2012	4.456,2	2.719,9	1,587
2013	5.465,02	2.625,3	1,607
2014	5.624,1	2.562,5	1,414
2015	2.783,02	2.563,1	0,658
2016	6.224,4	2.454,8	19,568
2017	6.996,3	2.192,5	139,552
2018	5.370,3	1.801,5	632,718
2019	8.647,2	1.756,06	819,264

Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

Gráfica 5. Producción acumulada de gas para el pozo B4.



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

El pozo B8 es un buen ejemplo de una producción constante y creciente, además que posee una producción de agua muy pequeña con respecto a los otros tres pozos de estudio, indica que estos pozos sin presencia de agua o su reducción a lo más mínimo, podría optimizar la producción de gas de manera eficaz.

Gráfica 6. Producción acumulada de agua para el pozo B4.



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

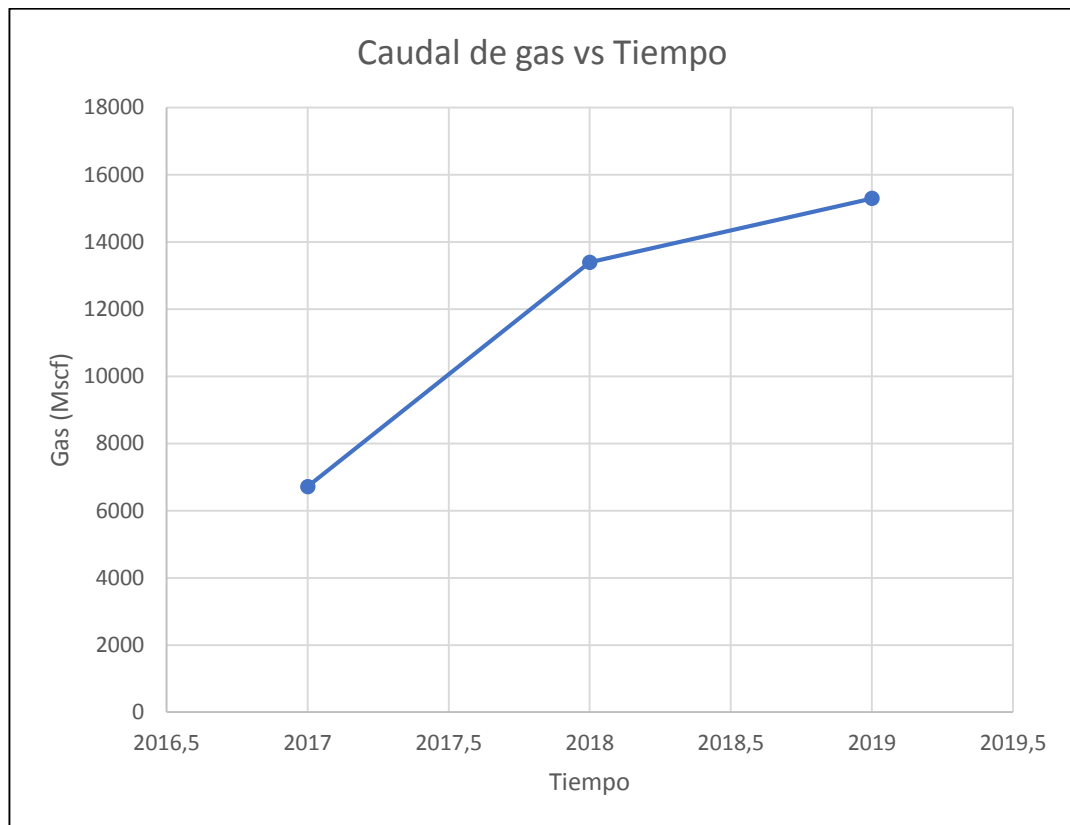
1.4.5.4 Pozo B8. En el pozo B8, el cual tiene una vida de producción menor a los pozos B2, B3 y B4, debido a que su historial se encuentra desde el año 2017, se encuentra con un aumento en la producción de gas y desde muy temprano con presencia de agua, lo que podría generar más adelante un aumento en la producción de agua que debe ser tratado para evitar el deterioro de la producción de gas. **Gráfica 7, gráfica 8, tabla 4.**

Tabla 4. Producción acumulada para el pozo B8.

Producción acumulada del pozo B8			
Año	Caudal de gas (Mscf)	Presión (Psi)	Caudal de agua (Bbl)
2017	6.714,6	2.222,6	0,018
2018	13.391,02	1.931,1	0
2019	15.292,4	1.591,4	0

Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

Gráfica 7. Producción acumulada de gas para el pozo B8.



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

Gráfica 8. Producción acumulada de agua para el pozo B8.

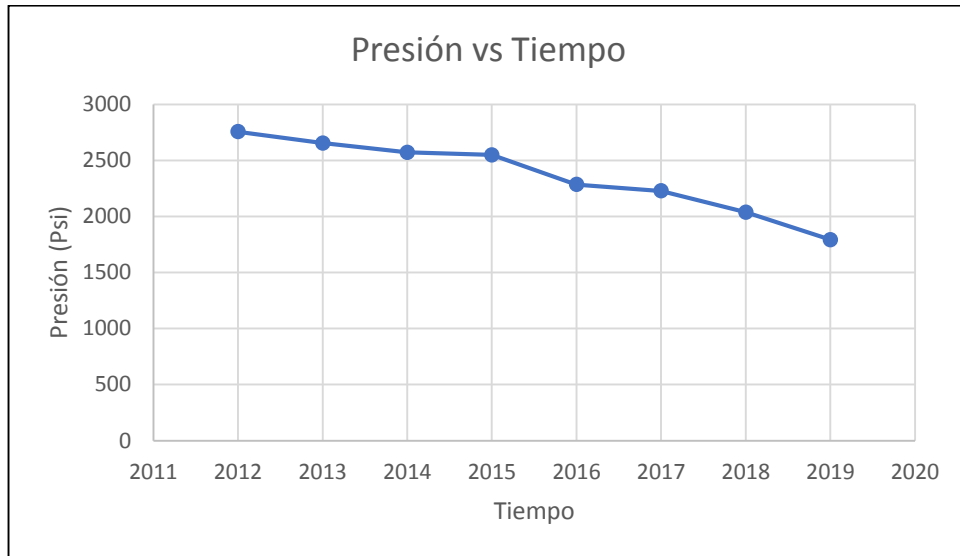


Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

1.4.6 Curvas de presiones. En las gráficas de presión vs tiempo encontramos como la presión se comporta a medida que el tiempo pasa y como disminuye debido a la presencia de los fluidos en el pozo por la producción de gas y agua.

1.4.6.1 Perfil de presión Pozo B2.

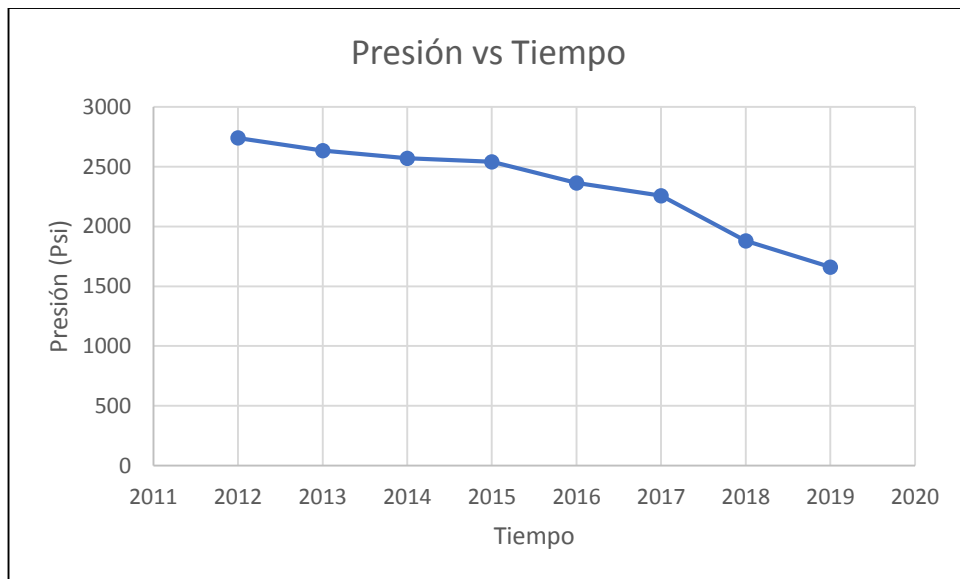
Gráfica 9. Comportamiento de la presión a lo largo de la vida del pozo B2.



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

1.4.6.2 Perfil de presión Pozo B3.

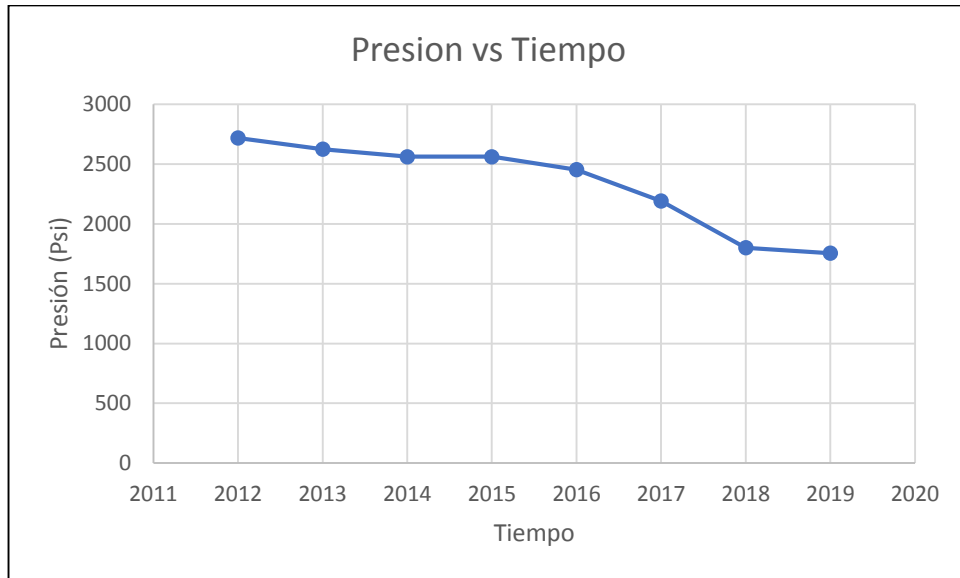
Gráfica 10. Comportamiento de la presión a lo largo de la vida del pozo B3.



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

1.4.6.3 Perfil de presión Pozo B4.

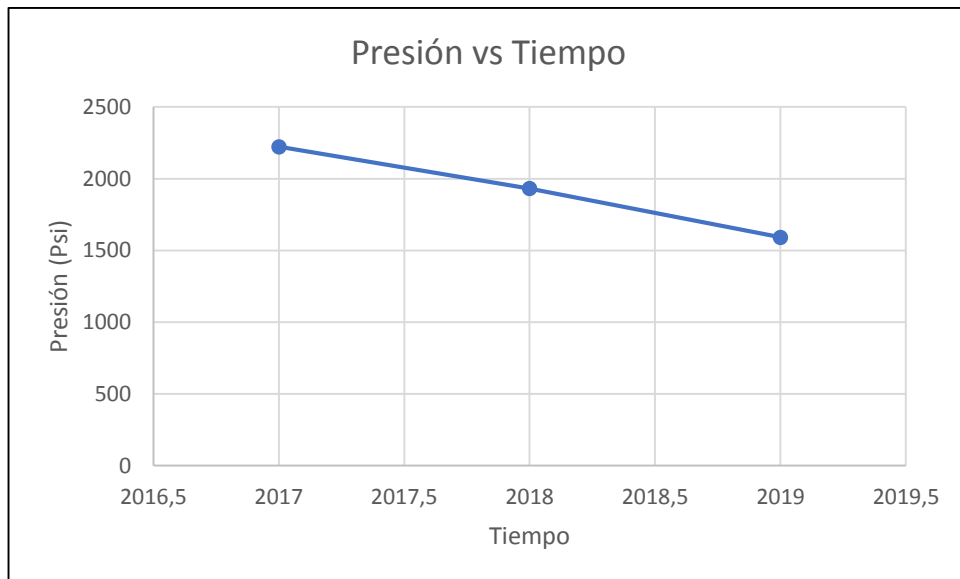
Gráfica 11. Comportamiento de la presión a lo largo de la vida del pozo B4.



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

1.4.6.4 Perfil de presión Pozo B8.

Gráfica 12. Comportamiento de la presión a lo largo de la vida del pozo B8.



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

2. IDENTIFICACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL FENÓMENO DE CARGA DE LÍQUIDOS EN POZOS PRODUCTORES DE GAS

Los pozos productores de gas producen en su mayoría en flujo niebla transportando líquidos a superficie debido a la diferencia de densidades y la cantidad de agua o condensado producida, el gas fluye más rápido que los líquidos. A medida que el gas se produce, fluye a través de la tubería de producción, generando una caída de presión en el pozo, la velocidad de flujo disminuye y también la capacidad de transportar los líquidos a superficie. Cuando la velocidad de flujo es crítica, los líquidos se acumulan en fondo del pozo y el régimen de flujo va cambiando a medida que se produce hasta llegar al bloqueo de producción de gas debido a la carga de líquidos que no permiten el flujo de gas.¹⁵

2.1 GENERALIDADES DEL FENÓMENO DE CARGA DE LÍQUIDOS EN POZOS PRODUCTORES DE GAS

Es un hecho bien conocido que la demanda de hidrocarburos aumenta cada día. Es esencial que produzcamos a la tasa requerida durante un período de tiempo específico para satisfacer esa demanda. El problema más importante que afecta a la producción en los pozos de gas es la carga de líquidos, es básicamente la incapacidad del gas para eliminar los líquidos que se producen en el pozo. Esto ocurre cuando la velocidad del gas que se está produciendo cae a un valor particular conocido como "velocidad crítica", el líquido producido se acumulará en el pozo creando una columna estática de líquido, creando una contrapresión contra la presión de formación y reduciendo la producción hasta que el bien cesa la producción. Este problema debe predecirse pronto y tratarse adecuadamente para evitar pérdidas económicas y producir de manera eficiente.

Algunas correlaciones notables que existen para predecir la velocidad crítica requerida para la carga de líquidos en los pozos de gas, ofrecen puntos de vista divergentes sobre las tasas críticas necesarias para la descarga de líquidos y para algunas correlaciones en particular, a bajas presiones de los pozos por debajo de 500 psia. El modelo de Turner es el más utilizado y aceptado en las industrias de petróleo y gas y, además, todas las teorías se basan en éste.

¹⁵ MORENO BRAVO, Ilse Kareli. Manejo de la fase líquida en pozos de gas. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D. F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. División de Ingeniería en ciencias de la tierra. 2015.

Usando Nodal Analysis, integramos las curvas de IPR y TPR para averiguar el punto de operación de los pozos. Luego, al cruzar la curva del modelo de Turner con las curvas de IPR futuras, predecimos el año en el que podría ocurrir el problema de la carga de líquido. Esto nos ayudará a tomar las precauciones necesarias de antemano.¹⁶

2.1.1 Problemas causados por la carga de líquidos durante la explotación de pozos productores de gas. La carga de líquidos es más frecuente en pozos con un flujo en fondo a baja presión, se presenta cuando el caudal de gas se vuelve insuficiente para transportar los líquidos producidos por el yacimiento a través de la tubería de producción hasta superficie, la producción cae de forma notoria por la contra presión creada por la carga de líquidos acumulados y la permeabilidad relativa del gas se hace cada vez menor en la zona cercana al pozo restringiendo la producción de gas hasta dejar de producir, esta es la razón por la que se debe remover continuamente los líquidos para mantener los pozos de gas fluyendo.

La situación más crítica que se puede presentar es que se bloquee la producción del pozo debido a que los líquidos no permiten el flujo de gas hacia superficie. Si se presentan líquidos en la producción del gas, es necesario que el gasto sea lo suficientemente alto para que los líquidos sean producidos en su mayoría y no se acumulen en el fondo del pozo, este gasto se puede predecir en la curva IPR (Inflow Performance Relationship). Si el gasto que se genera con la producción de líquidos es bajo, el gradiente de presión de la tubería de producción incrementa debido a la acumulación de los líquidos en el pozo, incrementando la presión de la formación.¹⁷

A medida que la contrapresión de la formación aumenta, el caudal requerido por el yacimiento para remover todos los líquidos declina incluso por debajo del gasto crítico del gas, aumentando la presión de fondo por la acumulación de los líquidos lo que genera una disminución de la producción o bloqueo de esta.

2.1.2 Fuentes de aportación de líquidos en un pozo productor de gas. La producción de gas se ve afectada cuando se empiezan a presentar condiciones que permitan el cambio de estado del gas producido, debido a que la presión que está presente en el yacimiento cae por debajo de la presión de rocío, esto genera un condensado que se produce como líquido, el condensado entra en fase gaseosa al pozo y se convierte en líquido en la tubería de producción o en el separador debido a los diferenciales de presión en el trayecto.

¹⁶ CONFERENCIA Y EXHIBICION TÉCNICA ANUAL SPE. (94: 8-10 de octubre, 2012: San Antonio, Texas, EU). Prediction of liquid loading in Gas Wells. San Antonio, Texas. Society of Petroleum Engineers. 2012. 8p

¹⁷ RAMIREZ VALDEZ, Marco Antonio. Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de gas del activo integral Veracruz. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D. F.: Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería y arquitectura. 2010.

La producción de agua de puede presentar de diferentes formas:

2.1.2.1 Conificación de agua. Si el gasto es alto, el gas puede encontrar producción de agua en una zona subyacente, aun si el pozo no se dispara en la zona de agua. Un pozo horizontal reduce satisfactoriamente el gradiente entre la zona de gas y de agua subyacente, sin embargo, el mismo fenómeno ocurre con gastos altos.

2.1.2.2 Acuífero. La presión ejercida por un acuífero eventualmente permite a la producción de agua llegar al pozo, haciendo que el agua se acumule en el pozo y se genere una carga de líquidos con el tiempo.

2.1.2.3 Agua producida en otra zona. Otra zona puede producir dentro del pozo en agujero descubierto o con un pozo con varios intervalos disparados. Si el agua se presenta debajo de la zona de gas se pueden utilizar bombas o gravedad para producir el agua sin carga de líquidos.

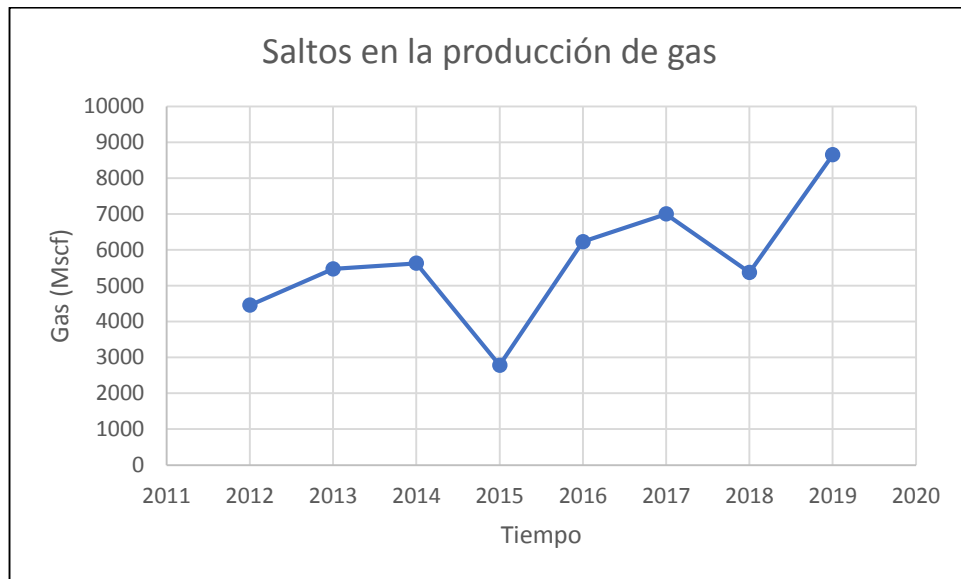
2.1.2.4 Agua de formación. El agua se produce directamente con el gas desde la formación.

2.1.2.5 Condensación del agua. El gas saturado entra al pozo y a medida que se produce en su trayecto por la tubería de producción se empieza a formar el condensado generando que los líquidos caigan al fondo del pozo y se acumulen.

2.1.2.6 Condensación de hidrocarburos. Los hidrocarburos entran en el pozo en fase gaseosa durante su producción, cuando la temperatura de yacimiento se encuentra sobre la temperatura cricondentérmica, no se producen los líquidos, pero a medida que suben por la tubería de producción se produce el condensado. Aun si la velocidad del gas es suficiente para remover el agua condensada, hay corrosión que se genera con el condensado.

2.1.3 Identificación de carga de líquidos en pozos de gas. A medida que pasa el tiempo en la vida de un pozo de gas se pueden presentar varias situaciones como que el volumen producido de líquidos aumente mientras el volumen de gas disminuye. Esta situación se presenta por la acumulación de líquidos en fondo de pozo, a medida que aumenta el volumen de los líquidos producidos y disminuye el de gas, los líquidos se van acumulando en el fondo del pozo hasta bloquear la producción de gas y matar el pozo. Si se diagnostica oportunamente, las pérdidas de producción de gas se minimizan si se implementa un sistema artificial de producción.

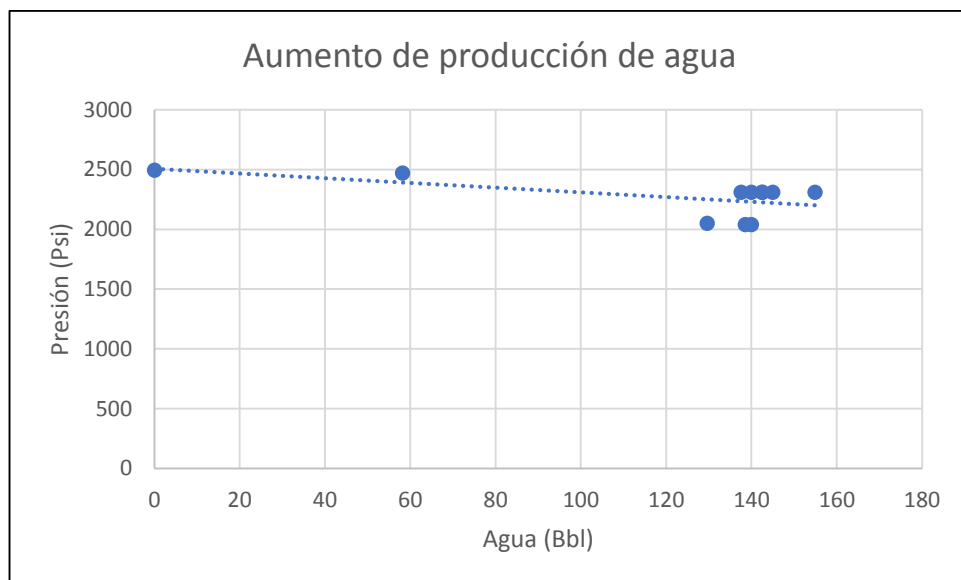
Gráfica 13. Saltos en la producción de gas.



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

En la **gráfica 13** podemos observar los saltos de producción que se identificaron a través del tiempo, los picos que se encuentran en la parte inferior se relacionan directamente con el comportamiento de la presión y la presencia de agua en estos pozos productores de gas seco, lo que genera una producción interrumpida y poco eficaz.

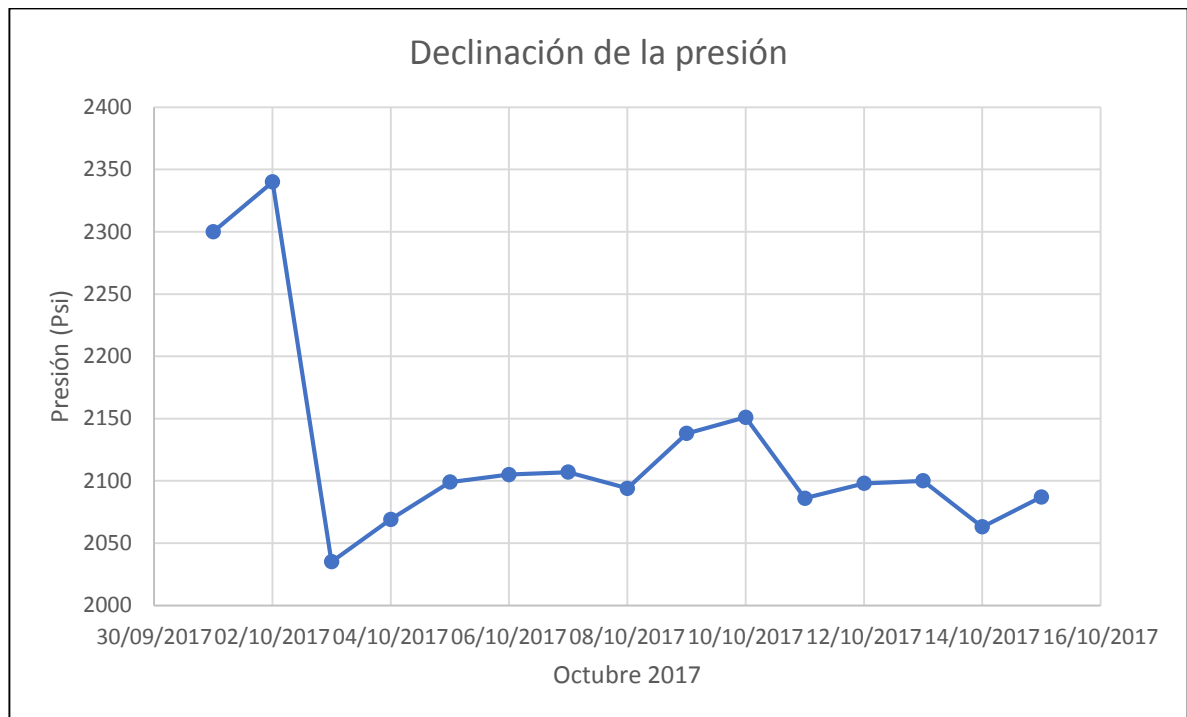
Gráfica 14. Aumento en la producción de agua.



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

La forma de identificación de la carga de líquidos se presenta en sistemas de medición con la presencia de saltos registrados gráficamente, también se presenta por la producción discontinua de gas o una alta declinación, se puede identificar con cambios pronunciados en el gradiente dinámico del pozo o que cese la producción de líquidos.

Gráfica 15. Declinación de la presión.



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

El método de registro gráfico en un sistema de recolección de datos automatizados es uno de los más comunes para identificar la carga de líquidos en pozos de gas, estos dispositivos graban la medición del gasto de gas a través de un orificio.¹⁸

Cuando el pozo empieza a producir líquidos estos se presentan en forma de flujo niebla, en forma de pequeñas gotas en el flujo de gas y no tienen gran efecto en la caída de presión en el estrangulador.

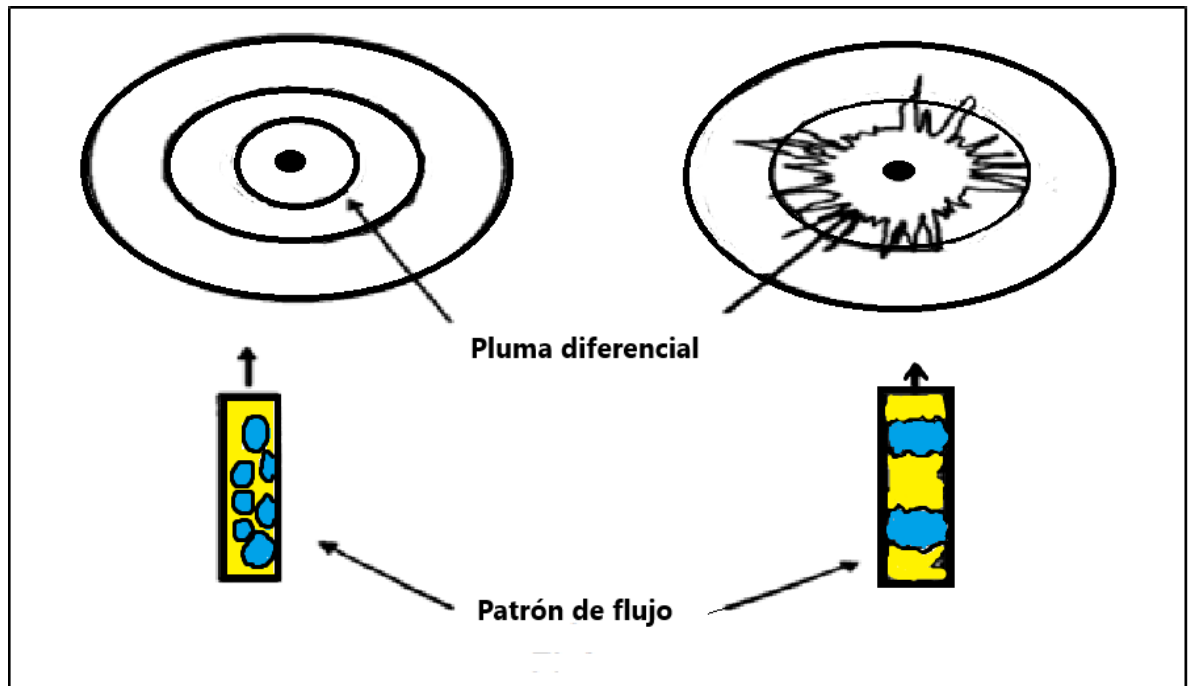
Cuando se presenta la producción en bache es más fácil identificar que ya se ha incrementado la producción de agua, la densidad del líquido un poco mayor a la del

¹⁸ RAMIREZ VALDEZ, Marco Antonio. Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de gas del activo integral Veracruz. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D. F.: Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería y arquitectura. 2010.

gas genera saltos de presión significativos. En la gráfica de caídas de presión los saltos indican la presencia de agua y la acumulación de líquidos en fondo de pozo.

Este fenómeno se representa en la **figura 4** un registrador de dos plumas mostrando como ejemplo un pozo que produce en flujo niebla (izquierda) y otro que produce en flujo bache (derecha).

Figura 4. Efecto del régimen de flujo por la caída de presión a través de un orificio



Fuente RAMIREZ VALDEZ, Marco Antonio. Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de gas del activo integral Veracruz. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D. F.: Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería y arquitectura. 2010.

Cuando los líquidos comienzan a acumularse en el fondo del pozo debido al aumento de producción de agua o la condensación del gas, los saltos de presión comienzan a aparecer con más frecuencia.

La presión en cabeza comienza a disminuir debido a que los líquidos se acumulan en el fondo y retienen la presión de yacimiento. El gas comienza a disminuir la producción a mayor ritmo que la declinación de la producción anterior.¹⁹

¹⁹ RAMIREZ VALDEZ, Marco Antonio. Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de gas del activo integral Veracruz. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D. F.: Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería y arquitectura. 2010.

2.1.4 Producción errática e incremento en el ritmo de declinación. La curva de declinación debe ser analizada con tiempo, buscando cambios en la tendencia general. La curva con una declinación exponencial con una tendencia a mantenerse sin saltos es una producción de gas normal considerando la caída de la presión de yacimiento. La curva con saltos fuertes indica que hay un pozo con alta producción de líquidos sin tener un comportamiento estable.

Cuando la tendencia de declinación de la curva se analiza en un periodo de tiempo largo, los pozos presentan carga de líquidos generando una salida de la curva existente a una nueva, con una pendiente más pronunciada. La nueva curva indica una mayor caída que la curva original, proporcionando un método para determinar la pérdida de reservas debido al resultado de carga de líquidos.²⁰

2.1.5 Cambios pronunciados en el gradiente de presión dinámico de un pozo. Los gradientes de presión en pozos cerrados o fluyendo son los métodos que más se acercan a los resultados reales para determinar el nivel de fluidos en pozos de gas y saber si el pozo presenta carga de líquidos. La medición del gradiente de presión está en función de la densidad del fluido y la profundidad.

Debido a que la densidad del gas es menor que la densidad del agua o del condensado, la curva del gradiente medido muestra cambios en la pendiente cuando la herramienta encuentra el nivel de líquido en la tubería. El perfil de presiones se analiza con respecto a la profundidad vertical.

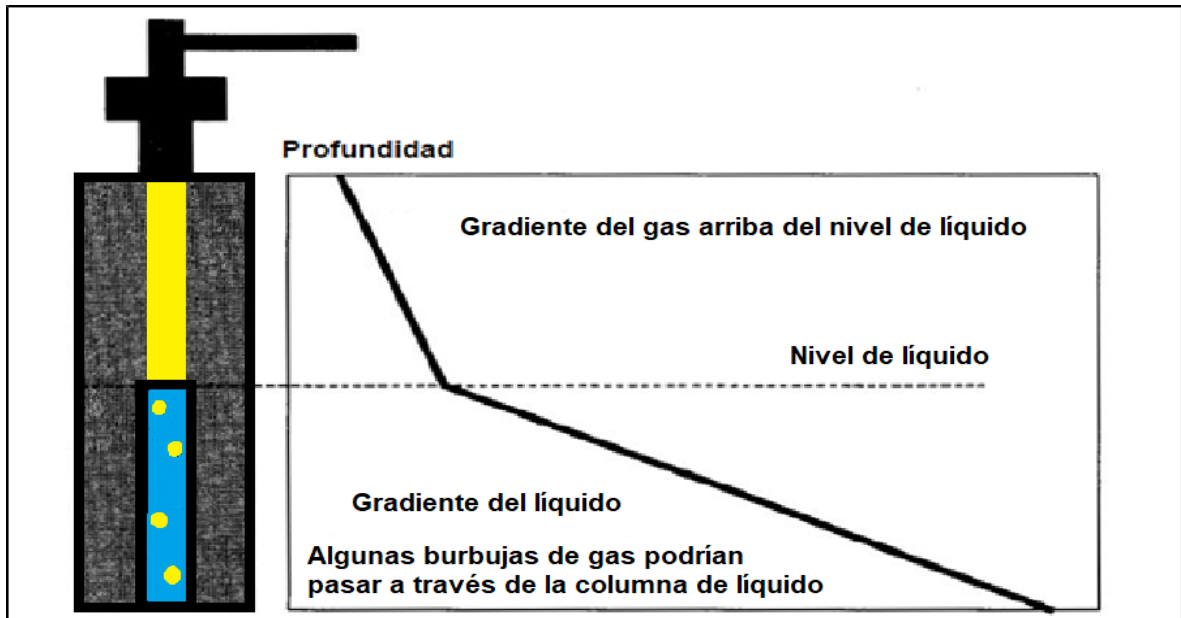
La producción de líquido y gas muestra un régimen de flujo multifásico que depende de la energía y la cantidad de cada fase presente en la tubería de producción. El gradiente de presión en un régimen de flujo de dos fases no es necesariamente lineal como se muestra en la siguiente figura.²¹

La medición del gradiente de presión puede no presentarse en forma lineal, pero se presenta un incremento de presión con la profundidad, no es suficiente para saber si la carga de líquidos ya está afectando la producción.

Se puede presentar un caso distinto en donde la deflexión del gradiente de presión sea debido a la fricción que puede generar las tuberías de producción pequeñas, generando una caída de presión más alta aparentando el punto de inflexión causado por el líquido, como se muestra en la **figura 5**. Estimar el volumen de líquido producidos puede hacerse comparando la caída de presión en la tubería de producción de un pozo que produce líquidos con un pozo que solo produce gas.

²¹ RAMIREZ VALDEZ, Marco Antonio. Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de gas del activo integral Veracruz. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D. F.: Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería y arquitectura. 2010.

Figura 5. Gradiente de presión esquemático.



Fuente. RAMIREZ VALDEZ, Marco Antonio. Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de gas del activo integral Veracruz. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D. F.: Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería y arquitectura. 2010.

2.1.6 Cese en la producción de líquidos. En pozos productores que gas que contienen la suficiente energía para producir los líquidos a través de la tubería, la caída de presión no es tan drástica, pero a medida que pasa el tiempo disminuye la energía y el gas no puede transportar los líquidos hasta superficie, los líquidos se empiezan a acumular en fondo y las burbujas de gas atraviesan el líquido acumulado hasta dejar de producirse el gas.

La velocidad crítica es un método para analizar la energía que necesita el gas para transportar los líquidos a superficie, si la energía del gas es menor a la necesaria para transportar los líquidos a superficie, estos se van acumulando en el pozo hasta bloquear su producción.²²

2.1.7 Velocidad crítica. Para reducir el efecto de la carga líquida en la producción de gas, los problemas de carga deben ser diagnosticados a tiempo y tratados de manera adecuada y eficiente. Existe un problema de carga líquida para todo tipo de pozos de gas. Por lo tanto, es importante reconocer los síntomas de carga líquida en las primeras etapas, y diseñar la solución adecuada para los pozos de gas con el fin de minimizar los efectos negativos de los líquidos que llenan el pozo.

²² Lea, J. F. and Tighe, R. E. "Gas Well Operation with Liquid Production," SPE 11583, presented at the 1983 Production Operation Symposium, Oklahoma City, OK, February 27–March 1, 1983.

Turner, Hubbard, y Dukler propusieron dos modelos físicos para la eliminación de líquidos de los pozos de gas. Los modelos se basan en el movimiento de la película líquida a lo largo de las paredes de la tubería y las gotas líquidas núcleo de gas de alta velocidad. Utilizaron datos de campo para validar cada uno de los modelos y concluyó que el modelo de gota podría predecir mejor la tasa mínima necesaria para levantar líquidos de pozos de gas. Esto se debe a que el modelo de película no proporcionar una definición clara entre adecuado e inadecuado tasas satisfechas por el modelo de gotas enraizadas cuando se en comparación con los datos de campo adecuado si la tasa observada es superior a la modelo predice e inadecuado si no, una vez más, el modelo de película indica que la velocidad mínima de elevación depende sobre la relación gas-líquido mientras que no existe tal dependencia en la gama de producción líquida asociada a los datos de campo de la mayoría de los pozos de gas (1 - 130 bbl/MMSCF) ²³

Ecuación 1. Velocidad crítica necesaria para levantar una gota líquida.

$$V_t = \frac{1.593\sigma^{1/4}(\rho_l - \rho_g)^{1/4}}{\sqrt{\rho_g}} \text{ ft/seg}$$

Fuente: Turner, R. G., Hubbard, M. G., and Dukler, A. E. "Analysis and Prediction of Minimum Low Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells," Journal of Petroleum Technology, Nov. 1969. pp. 1475–1482

V_t: Velocidad crítica

ρ_l: Densidad de líquido

ρ_g: Densidad del gas

Ecuación 2. Expresiones de Turner en unidades de campo

$$V_{c,w} = 5,304 \frac{(67 - 0,0031P)^{1/4}}{\sqrt{0,0031P}}$$

$$V_{c,cond} = 4,03 \frac{(45 - 0,0031P)^{1/4}}{\sqrt{0,0031P}}$$

Fuente: Coleman, S.B., Clay, H.B., McCurdy, D.G., and Lee Norris, H. III: "A New Look at Predicting Gas-Well Load Up," J. Pet. Tech. (March 1991) 329-333.

V_{c,w}: Velocidad crítica para el agua

P: Presión (psia)

V_{c,cond}: Velocidad crítica para el condensado

P: Presión (psia)

²³ Turner, R. G., Hubbard, M. G., and Dukler, A. E. "Analysis and Prediction of Minimum Low Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells," Journal of Petroleum Technology, Nov. 1969. pp. 1475–1482

Utilizando el modelo Turner, pero validando con datos de campo de presiones de caudal de reservorio y pozos inferiores a 500 psia aproximadamente, Coleman et al. estaban convencidos de que se podría lograr una mejor predicción sin un ajuste ascendente del 20% para ajustar los datos de campo con las siguientes expresiones:²⁴

Ecuación 3. Expresiones de Coleman.

$$V_{c,w} = 4,434 \frac{(67 - 0,0031P)^{\frac{1}{4}}}{\sqrt{0,0031P}} \text{ (Unidades de campo)}$$

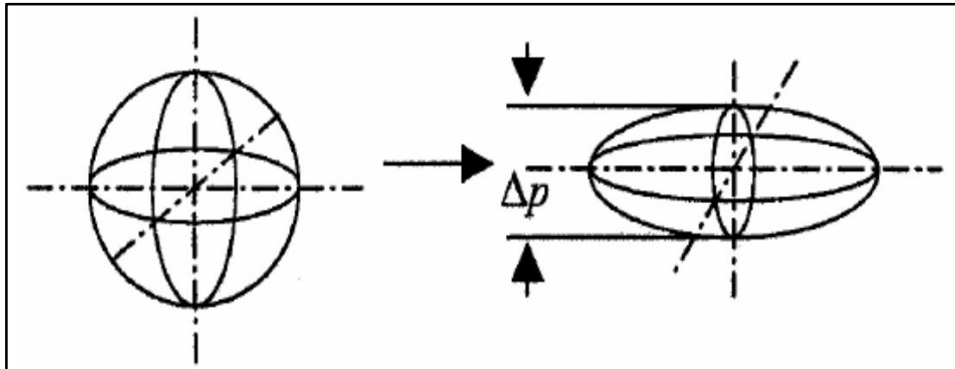
$$V_{c,cond} = 3,69 \frac{(45 - 0,0031P)^{\frac{1}{4}}}{\sqrt{0,0031P}} \text{ (Unidades de campo)}$$

Fuente: Coleman, S.B., Clay, H.B., McCurdy, D.G., and Lee Norris, H. III: "A New Look at Predicting Gas-Well Load Up," J. Pet. Tech. (March 1991) 329-333.

Li, Li, Sun allí la investigación posicionó que Turner y Los modelos de Coleman no consideraron la deformación de la libertad gota de líquido cayendo en un medio de gas. Sostienen que como una gota líquida está atrapada en una corriente de gas de alta velocidad-, existe una diferencia de presión entre la proa y la popa partes de la gota. La gota se deforma bajo el la fuerza aplicada y su forma cambia de esférica a esférico frijol convexo con lados desiguales (planos).

²⁴ Coleman, S.B., Clay, H.B., McCurdy, D.G., and Lee Norris, H. III: "A New Look at Predicting Gas-Well Load Up," J. Pet. Tech. (March 1991) 329-333.

Figura 6. Deformación de la gota de líquido en un medio de gas.



Fuente: Li, M., Li, S.L., and Sun, L.T.: "New View on Continuous Removal Liquids from Gas Wells," paper SPE 75455 presented at the 2001 SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, TX.

En la **figura 6** se observa como Las gotas de líquido esférico tienen un área eficiente más pequeña y necesitan una velocidad terminal más alta y tasa crítica para elevarlas a la superficie. Sin embargo, las gotas planas tienen un área más eficiente y son más fáciles de ser llevadas a la boca de pozo.²⁵

Ecuación 4. Velocidad crítica según Coleman en unidades SI

$$V_c = 2,5 \frac{\sigma^{\frac{1}{4}} (\rho_l - \rho_g)^{\frac{1}{4}}}{\sqrt{\rho_g}} \text{ (Unidades SI)}$$

Fuente: Coleman, S.B., Clay, H.B., McCurdy, D.G., and Lee Norris, H. III: "A New Look at Predicting Gas-Well Load Up," J. Pet. Tech. (March 1991) 329-333.

Vt: Velocidad crítica
 ρ_l : Densidad de líquido
 ρ_g : Densidad del gas

Nosseir. enfocó sus estudios en el impacto de regímenes de flujo y cambios de condiciones de flujo en el gas bien que carga. Ellos siguieron el camino de modelo de gotita de Turner, pero ellos hicieron una diferencia del modelo de Turner por considerando el impacto de regímenes de flujo sobre el coeficiente de rastra (C). El modelo de Turner toma el valor de Cd para ser 0,44 bajo laminar, la transición y regímenes de flujo turbulentos, que a su turno determinan la expresión de la fuerza de rastra y ecuaciones críticas de ahí de la velocidad.

²⁵ Li, M., Li, S.L., and Sun, L.T.: "New View on Continuous Removal Liquids from Gas Wells," paper SPE 75455 presented at the 2001 SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, TX, May 15-16.

En comparando Nossier observó que los valores de modelo de Turner no hacían juego con los verdaderos datos para el régimen de flujo sumamente turbulento. Tratando con esta desviación Nossier averiguó la razón de ser el cambio del valor de Cd para este régimen de 0,44 a 0,2.

Nossier sacó las ecuaciones de flujo críticas por asumiendo Cd el valor de 0,44 para el número de Reynolds (Re) 2×10^5 a 10^6 y para el valor de Re mayor que 10^6 él tomó el valor de Cd para ser 0,2.²⁶

Ecuación 5. Velocidad crítica para flujo turbulento

$$V_c = \frac{14,6\sigma^{0,35}(\rho_l - \rho_g)^{0,21}}{\mu_g^{0,134}\rho_g^{0,426}} \text{ (Unidades de campo)}$$

Fuente: Nosseir, M. A. et al. "A New Approach for Accurate Predication of Loading in Gas Wells Under Different Flowing Conditions," SPE 37408, presented at the 1997 Middle East Oil how in Bahrain, March 15–18, 1997

Vt: Velocidad crítica
 ρ_l : Densidad de líquido
 ρ_g : Densidad del gas
 μ_g : Viscosidad del gas

Otra vez, dan a la ecuación crítica de la velocidad para el régimen de flujo sumamente turbulento como:

Ecuación 6. Velocidad crítica para flujo turbulento en unidades de campo

$$V_c = \frac{21,3\sigma^{0,25}(\rho_l - \rho_g)^{0,25}}{\rho_g^{0,5}} \text{ (Unidades de campo)}$$

Fuente: Nosseir, M. A. et al. "A New Approach for Accurate Predication of Loading in Gas Wells Under Different Flowing Conditions," SPE 37408, presented at the 1997 Middle East Oil how in Bahrain, March 15–18, 1997

Vt: Velocidad crítica
 ρ_l : Densidad de líquido
 ρ_g : **Densidad del gas**

Aunque la velocidad crítica sea el factor de control, uno por lo general piensa en pozos de gas en términos de tarifa de producción en SCF/D más bien que la velocidad en el wellbore. Estas ecuaciones fácilmente son convertidas en una forma

²⁶ Nosseir, M. A. et al. "A New Approach for Accurate Predication of Loading in Gas Wells Under Different Flowing Conditions," SPE 37408, presented at the 1997 Middle East Oil how in Bahrain, March 15–18, 1997

más útil por calculando un crítico bien el caudal. De la velocidad crítica V_g , el caudal crítico de gas puede ser calculado de:

Ecuación 7. Caudal de gas crítico

$$Q_g = \frac{3,067PV_gA}{(T + 460)Z} MMscf$$

$$A = \frac{(\pi)d_{ti}^2}{4 \times 144} ft^2$$

Fuente: Turner, R. G., Hubbard, M. G., and Dukler, A. E. "Analysis and Prediction of Minimum Low Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells," Journal of Petroleum Technology, Nov. 1969. pp. 1475–1482

Qg: Caudal de gas

P: Presión

V: Volumen

G: gravedad

A: área

T: temperatura

Z: factor de compresibilidad

dti: diámetro tubería interna

La correlación desarrollada por Turner permite predecir la velocidad crítica, lo que muestra el modelo es el peso de las gotas que actúa hacia abajo y la fuerza de arrastre que actúa hacia arriba como se muestra en la siguiente figura.²⁷

Cuando la fuerza de arrastre es igual al peso de la gota la velocidad es considerada como crítica. A la velocidad crítica la gota puede quedar suspendida en el gas, cuando se está por debajo la gota cae y se genera la acumulación de los líquidos.

La velocidad crítica es la velocidad mínima a la que los fluidos pueden ser transportados a superficie por el flujo de gas. Una sarta de velocidad se utiliza para disminuir el área transversal de flujo hasta conseguir la velocidad crítica.

La fase líquida tiene mayor densidad que la fase gaseosa, esencialmente es discontinua es transportada por el gas a la velocidad mínima que tiene el gas para llevar los líquidos a superficie sin que se acumulen en el fondo del pozo y se genere una contrapresión en la formación disminuyendo la capacidad de aporte del gas.

²⁷ RAMIREZ VALDEZ, Marco Antonio. Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de gas del activo integral Veracruz. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D. F.: Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería y arquitectura. 2010.

Las pruebas de presión que se deben realizar en los pozos deben hacerse cuando los líquidos hayan sido removidos o el análisis de la presión de fondo calculada será errónea y la relación líquido-gas puede ser inexacta.²⁸

2.1.8 Efecto de líquidos en la presión de fondo fluyente. En la práctica los líquidos se producen conjuntamente con el gas y las técnicas de cálculos para una sola fase no son adecuados para predecir la BHP especialmente si el líquido es producido en grandes cantidades. Una técnica común para incluir los efectos de la producción de líquidos es la modificación de la gravedad del gas para tener en cuenta la densidad de un fluido adicional causado por la presencia de líquidos. Generalmente la técnica es válida solo para producir GLR sobre los 10.000 scf/STB. Por debajo de esta producción de GLR las correlaciones bifásicas deben ser usadas. Podemos observar el comportamiento físico de la presión a través de la tubería de producción en la **figura 7**.

2.1.8.1 Flujo vertical bifásico. En la práctica, grandes cantidades de líquido se producen con el gas en la cadena de flujo, especialmente desde los pozos completados, ya sean profundos, con alta presión, yacimientos de gas condensado o gas seco subyacente al agua. En estos casos debemos utilizar correlaciones desarrolladas empíricamente desde laboratorio o con los datos de campo para predecir la variación de la presión con elevación a lo largo de la longitud de la cadena de flujo. De acuerdo con los estudios hechos por Orkiszewski, el flujo multifásico en tubería vertical está caracterizado por 4 diferentes regímenes. Estos regímenes de flujo son: consistencia de la burbuja, babosa, transición anular, flujo de niebla anular.²⁹

2.1.8.2 Flujo de burbuja. la fase líquida es continua con la fase del gas, la cual existe como burbujas distribuidas aleatoriamente en la mezcla de fluido. Bajo estas condiciones, la tubería está completamente cubierta por el líquido y el porcentaje de gas es pequeño. Dependiendo de su tamaño, las burbujas se pueden mover a diferentes velocidades que el líquido. Generalmente el líquido se mueve a una velocidad uniforme. La diferencia entre la velocidad del líquido y el gas se llama velocidad Excepto por este efecto en la densidad del fluido, el gas contribuye poco al flujo del gradiente de presión de la mezcla de fluido.

2.1.8.3 Flujo bache. el líquido es todavía una fase continua; sin embargo, las burbujas de as forman coalescencia y se convierten en burbujas estables que llenan casi toda la cadena de producción, pero están separadas por líquido viscoso. La

²⁸ RAMIREZ VALDEZ, Marco Antonio. Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de gas del activo integral Veracruz. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D. F.: Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería y arquitectura. 2010.

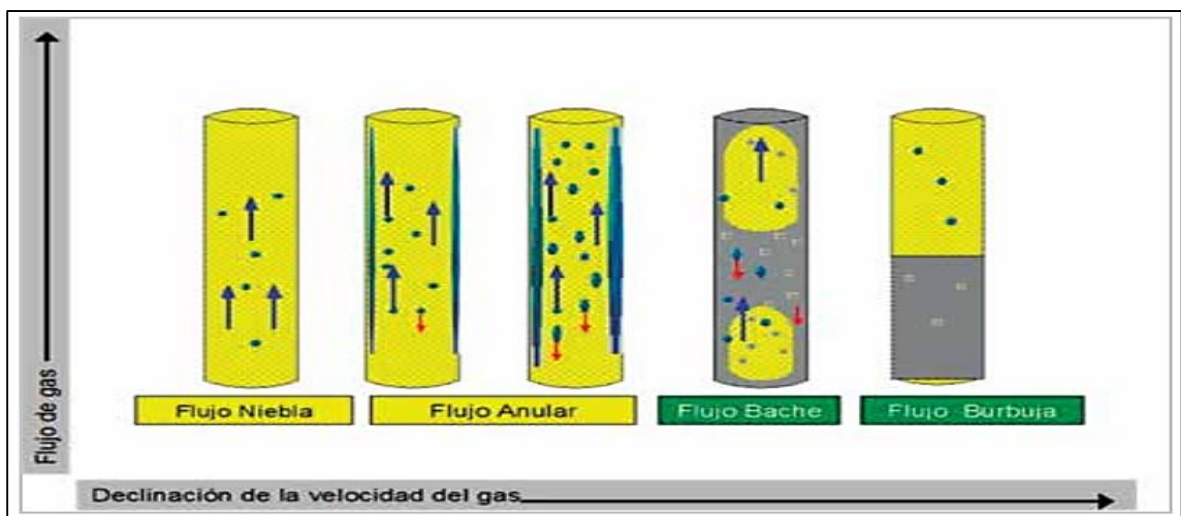
²⁹ LEE, John. WATTENBARGER, Robert A. Gas Reservoir Engineering. Vol. 5. Richardson, TX. SPE Textbooks series. 1996. 66 pag. ISBN 1-55563-073-1.

velocidad de las burbujas de gas es mayor que la velocidad del líquido. A pesar de que el líquido viscoso se mueve hacia arriba en la dirección de flujo, la película de líquido puede moverse hacia arriba pero posiblemente en un menor flujo, o incluso moverse hacia abajo. Debido al diferencial de movimiento del líquido, las pérdidas por fracción varían, y bajo algunas condiciones, la acumulación de la película de líquido o retención de líquidos ocurre a lo largo de la pared de la tubería. El líquido también puede interactuar con el gas a altas velocidades. En flujo viscoso, ambas fases contribuyen al gradiente de presión de flujo.

2.1.8.4 Flujo de transición anular. la fase líquida se convierte en discontinua a medida que el líquido viscoso y las burbujas de gas desaparecen. Eventualmente la fase gaseosa se vuelve la fase continua y una gran parte del líquido se arrastra con la fase gaseosa. A pesar que la fase líquida sigue afectando el comportamiento de la presión de flujo, ésta pierde presión mientras la transición del flujo es afectada por la fase gaseosa.

2.1.8.5 Flujo de niebla anular. La fase gaseosa es continua, el líquido se produce en gotas arrastrada por la corriente de gas y como la película de líquido que moja la pared de la tubería. Generalmente la velocidad del gas mueve la película de líquido hacia arriba por la pared de la tubería. Sin embargo, la película de líquido tiene un pequeño efecto en la pérdida de presión de flujo.³⁰

Figura 7. Caracterización de los regímenes de flujo.



Fuente. MORENO BRAVO, Ilse Kareli. Manejo de la fase líquida en pozos de gas. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D. F.: Universidad Nacional Autónoma de México. División de Ingeniería en ciencias de la tierra. 2015.

³⁰ LEE, John. WATTENBARGER, Robert A. Gas Reservoir Engineering. Vol. 5. Richardson, TX. SPE Textbooks series. 1996. 66 pag. ISBN 1-55563-073-1.

2.2 HISTORIAL DEL FENÓMENO DE CARGA DE LÍQUIDOS EN POZOS PRODUCTORES DE GAS

El área occidental del Activo Integral Burgos, se encuentra ubicada al poniente de la ciudad de Reynosa, en los municipios de Mier y Nueva Ciudad Guerrero, aproximadamente a la altura de los km. 125 y 131 de la carretera ribereña Reynosa - Nuevo Laredo. En esta área se encuentran algunos campos y el pozo A, los cuales conforman el área de explotación del sector Miguel Alemán, de acuerdo a la división operativa, asignada por la Coordinación de Operación de Pozos e Instalaciones.

Durante la producción del pozo se identifica el problema de la carga de líquidos mediante gráficas de producción y el gradiente dinámico del pozo. Se realiza el estudio correspondiente para saber el método de aplicación que pueda corregir el problema de carga de líquidos.

Una vez detectado la carga de líquido en el fondo del pozo, se tiene que realizar un análisis de sensibilidad al Sistema Integral de Producción, con la finalidad de observar si con algún cambio en el estrangulador o en la presión de la línea de descarga se puede resolver el problema.

Una vez que se ha confirmado que existe carga de líquido en el pozo, se procede a resolver el problema, pero antes se realizó un análisis de sensibilidad variando en diámetro del estrangulador, con la finalidad de observar si con un cambio en el estrangulador el problema desaparece.

Se optó por elegir la sarta de 1 $\frac{3}{4}$ " , con esta modificación se espera un gasto de gas de 1,34 [MMSCF/D] contra un gasto crítico de 0,6087 [MMSCF/D], por lo tanto, el pozo producirá sin problemas, porque el gasto de gas es superior al gasto crítico.

El método de solución va a depender de las condiciones de producción, la ubicación del pozo, la geometría del pozo, las características del yacimiento, el costo de instalación, entre otros parámetros.

El uso de programas computacionales para la descarga de líquido resulta ser efectivos y eficaces, la desventaja es que se debe de contar con toda la información requerida por el programa.

Los modelos propuestos por diferentes autores se pueden utilizar para prevenir la carga de líquido en el pozo, mediante el cálculo de la velocidad crítica del gas o el gasto mínimo necesario para transportar las gotas de líquido.³¹

³¹ MORENO BRAVO, Ilse Kareli. Manejo de la fase líquida en pozos de gas. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D. F.: Universidad Nacional Autónoma de México. División de Ingeniería en ciencias de la tierra. 2015.

3. DESCRIPCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE SARTAS DE VELOCIDAD E INYECCIÓN DE QUÍMICOS

En este capítulo se describirán las tecnologías que se utilizaran en el desarrollo del trabajo, sartas de velocidad, y aditivos químicos, se detallaran características, posibles maneras como solucionan la problemática y demás.

3.1 GENERALIDADES Y CARACTERÍSTICAS DE LAS SARTAS DE VELOCIDAD

Una gran cantidad de pozos con flujo de aceite y gas presentan una disminución en la producción a medida que pasa el tiempo hasta el momento en que llegan a un punto que dejan de producir. Los factores que causan este problema pueden ser la declinación de la presión del yacimiento, la disminución de la velocidad del gas y un incremento de la producción de agua, además de cada uno de los factores mencionados en el capítulo anterior.

En el momento en que se presenta un incremento de la producción de agua esta causa una acumulación de una columna de agua en el fondo del pozo. Un método para poder eliminar la carga de líquidos es, instalar una tubería de menor diámetro dentro del tubing de producción, la cual se ubicará desde un punto óptimo hasta superficie para evitar el colgamiento de líquidos, a esta tubería se le conoce como sarta de velocidad.³²

Numerosos parámetros gobiernan el comportamiento de una sarta de velocidad entre los cuales podemos destacar:

- Presión Actual y futura del yacimiento
- Gastos de líquidos y gas
- Diámetro
- Profundidad de la sarta de velocidad
- Presión en cabeza y en el fondo del peso

Para evaluar si una sarta de velocidad es óptima para eliminar la carga de líquidos de un pozo y cuánto tiempo sostiene la producción, se tiene que comparar el comportamiento de entrada de flujo de yacimiento con el comportamiento de salida de la tubería de producción.³³

³² RAMIREZ VALDEZ, Marco Antonio. Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de gas del activo integral Veracruz. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D. F.: Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería y arquitectura. 2010. 84 p.

³³ BELTRAN GARCIA, Delfino Herbey. Aplicación de nuevo dispositivo de fondo para incrementar y prolongar la vida fluyente de los pozos. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D.F.: Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería y arquitectura. 2008. 59p

El objetivo de instalar una sarta de velocidad es la de reducir el área de flujo transversal. Al tener un área de flujo transversal menor se incrementa la velocidad del gas en la tubería de producción. Al tener una mayor velocidad de gas en el fondo del pozo provee más energía de transporte para levantar los líquidos acumulados en el pozo a la superficie.

La velocidad del gas debe ser mayor que la velocidad crítica para evitar que los líquidos se acumulen en el fondo del pozo. Existen dos métodos populares para poder determinar la velocidad mínima del gas.³⁴

Una de ellas es la regla del pulgar la cual nos dice que la velocidad mínima del gas deber ser de 10 ft/seg. Por lo cual, un pozo logra restaurar su producción se la velocidad del gas en el fondo del tubing está por arriba de 10ft/seg.

La correlación presentada por Turner la cual usa un análisis teórico del régimen de flujo. Para prevenir la carga de líquidos; el líquido de la tubería debe estar suspendido como una niebla o el régimen de flujo debe ser tipo niebla. En estos regímenes, a medida que las velocidades del gas son mayores que la velocidad de suspensión de las gotas de agua, la alta velocidad del gas fuerza a los líquidos a salir a superficie.

El objetivo del diseño de una sarta de velocidad es encontrar un diámetro y profundidad óptima para restaurar la producción de un pozo, para que las pérdidas de presión por fricción sean mínimas y se incremente la producción. El pozo deberá seguir produciendo el tiempo suficiente para poder costear la instalación de la sarta de velocidad.³⁵

Para diseñar una sarta de velocidad que regresa el pozo a producción y cuánto tiempo sostiene la producción, se tienen que comparar dos curvas.

- La relación de comportamiento de entrada del yacimiento (IPR), la cual describe el comportamiento de flujo de gas desde el yacimiento
- Las características del comportamiento de la tubería, la cual describe el comportamiento del gas fluyendo a través de la tubería.

El IPR muestra la relación entre la presión de fondo fluyente y el gasto de gas desde el yacimiento a pozo

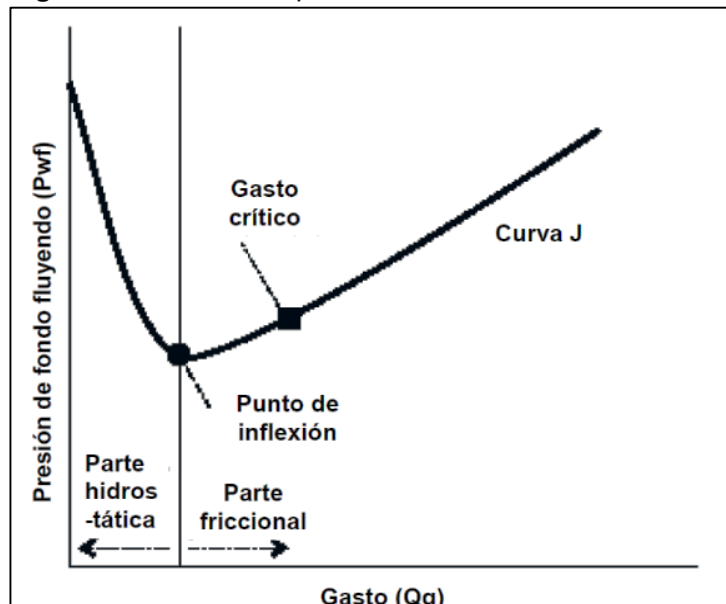
³⁴ GUERRA ABAD, Jesús y NIETO GARCIA, Claudio. Sartas de velocidad para mantener flujo continuo en pozos de gas con carga de líquidos. Artículo arbitrado. Petróleos Mexicanos. Octubre 2013. 8-9p.

³⁵ BELTRAN GARCIA, Delfino Herbey. Aplicación de nuevo dispositivo de fondo para incrementar y prolongar la vida fluyente de los pozos. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D.F.: Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería y arquitectura. 2008. 59p

Las curvas IPR se determinan a partir de las propiedades del yacimiento, especialmente de la presión del yacimiento. La curva de IPR es completamente independiente de la curva de comportamiento de la tubería de producción.

La curva de comportamiento de la tubería de producción describe el comportamiento de un diámetro de tubería específico, profundidad y condiciones en la cabeza del pozo. Por lo tanto, es diferente para cada sarta de velocidad. Esta curva muestra la relación entre la presión de fondo fluyente y el gasto del gas del pozo. A esta curva se le denomina “curva J” debido a su forma.³⁶

Figura 8. Curva de comportamiento de la TP o “Curva J”.



Fuente. RAMIREZ VALDEZ, Marco Antonio. Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de gas del activo integral Veracruz. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D. F.: Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería y arquitectura. 2010. 82 p.

La curva J se divide en dos partes por el punto de inflexión (Carga de líquidos) donde la pendiente es cero. A la izquierda es la contribución de la presión hidrostática, a la derecha es la contribución de las pérdidas de presión debido a la fricción. El mínimo gasto correspondiente a la mínima velocidad también aparece en la curva J. Hay diversos modelos que consideran el flujo multifásico y permiten obtener la curva de comportamiento de la tubería de producción para pozos de

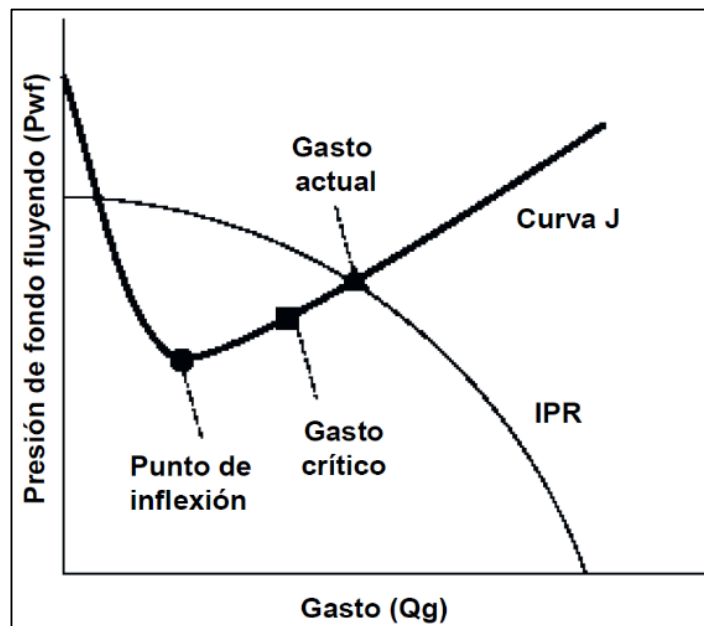
³⁶ RAMIREZ VALDEZ, Marco Antonio. Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de gas del activo integral Veracruz. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D. F.: Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería y arquitectura. 2010. 82 p.

gas.³⁷ Un pozo fluye a un determinado gasto donde su IPR y su curva J se intersectan. Comparado este punto de intersección con el gasto crítico de gas en la curva J se determina cuál de estas tres situaciones ocurre:

- El pozo fluye sin carga de líquidos.
- El pozo fluye, pero tiene problemas de carga de líquidos y deja de producir.
- El pozo no fluye.

Si el punto de intersección está a la derecha del gasto crítico del gas el pozo fluye más rápido que el gasto crítico y no ocurre carga de líquidos como se puede demostrar en la **Figura 8**.³⁸

Figura 9. Curva J vs IPR. Caso sin carga de líquidos.



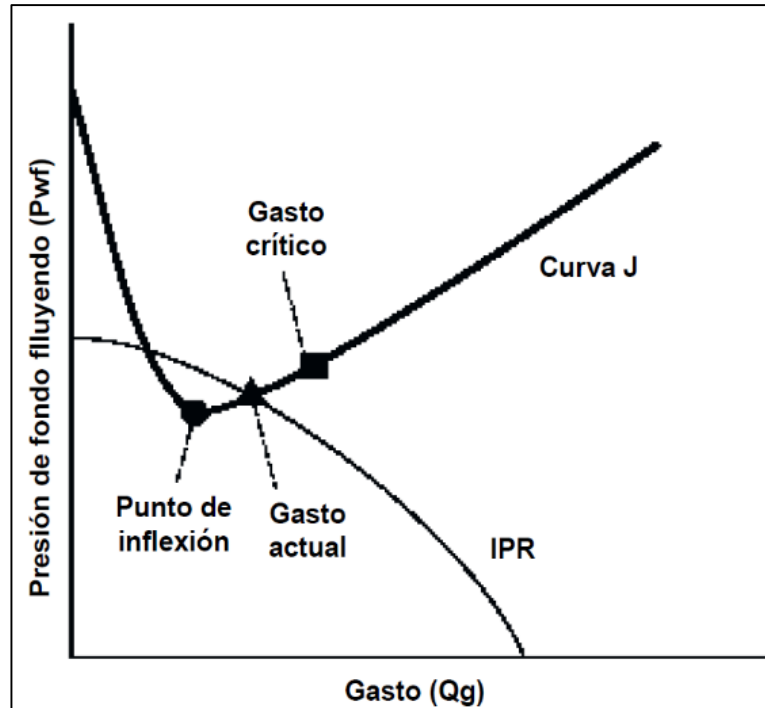
Fuente. RAMIREZ VALDEZ, Marco Antonio. Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de gas del activo integral Veracruz. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D. F.: Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería y arquitectura. 2010. 83 p.

³⁷ GUERRA ABAD, Jesús y NIETO GARCIA, Claudio. Sartas de velocidad para mantener flujo continuo en pozos de gas con carga de líquidos. Artículo arbitrado. Petróleos Mexicanos. Octubre 2013. 10p.

³⁸ RAMIREZ VALDEZ, Marco Antonio. Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de gas del activo integral Veracruz. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D. F.: Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería y arquitectura. 2010. 83 p.

Si el punto de la intersección esta entre el punto de inflexión y el gasto crítico, la carga de líquidos ocurre. El pozo fluye, per la columna de líquidos hace que el pozo deje de producir, **Figura 10**.³⁹

Figura 10. Curva J vs IPR. Caso con carga de líquidos.



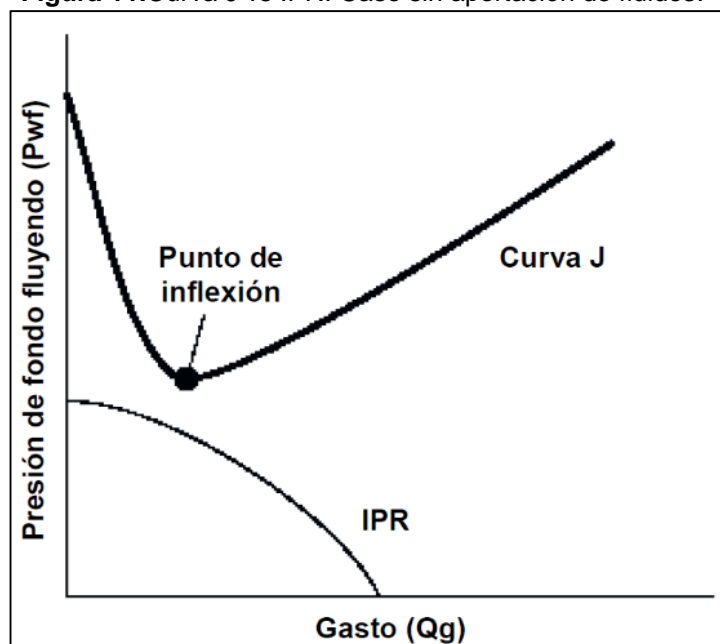
Fuente. RAMIREZ VALDEZ, Marco Antonio. Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de gas del activo integral Veracruz. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D. F.: Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería y arquitectura. 2010. 84 p.

Si la curva IPR y la J no se intersectan, o si estas se intersectan a la izquierda del punto de inflexión, la presión de fondo fluyendo es baja para el pozo y no le permitirá fluir en ese diámetro de tubería, profundidad y presión en la cabeza en particular. Se debe considerar otro diseño de la sarta de velocidad, **Figura 11**.⁴⁰

³⁹ RAMIREZ VALDEZ, Marco Antonio. Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de gas del activo integral Veracruz. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D. F.: Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería y arquitectura. 2010. 84 p.

⁴⁰ Ibid. 84 p.

Figura 11. Curva J vs IPR. Caso sin aportación de fluidos.

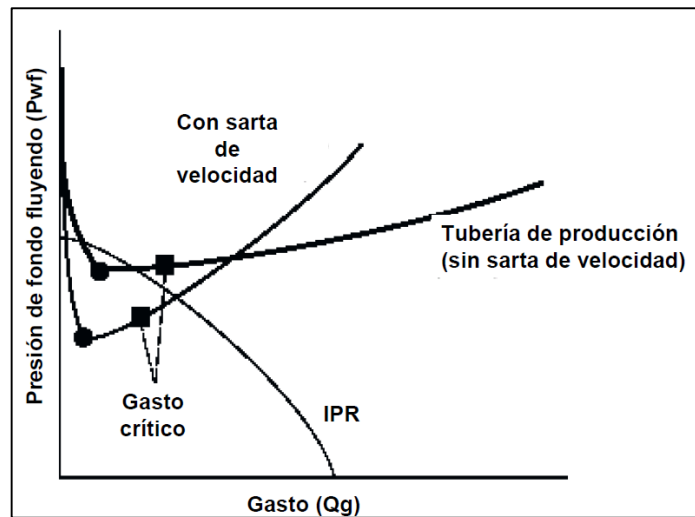


Fuente. RAMIREZ VALDEZ, Marco Antonio. Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de gas del activo integral Veracruz. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D. F.: Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería y arquitectura. 2010. 84 p.

Es de suma importancia evaluar primero el comportamiento de la tubería de producción existente para poder justificar la instalación de la sarta de velocidad. Para evaluar la curva del comportamiento de la tubería de producción existente, simplemente se debe crear una curva J sin la sarta de velocidad y compararla con la curva IPR. Si el pozo empieza a tener problemas de carga de líquidos, se debe instalar una sarta de velocidad apropiada antes de que el pozo deje de producir.⁴¹

⁴¹ RAMIREZ VALDEZ, Marco Antonio. Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de gas del activo integral Veracruz. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D. F.: Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería y arquitectura. 2010. 84 p.

Figura 12. Aplicación de Curvas J e IPR. Caso Pozo a restitución de producción.



Fuente. RAMIREZ VALDEZ, Marco Antonio. Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de gas del activo integral Veracruz. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D. F.: Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería y arquitectura. 2010. 84 p.

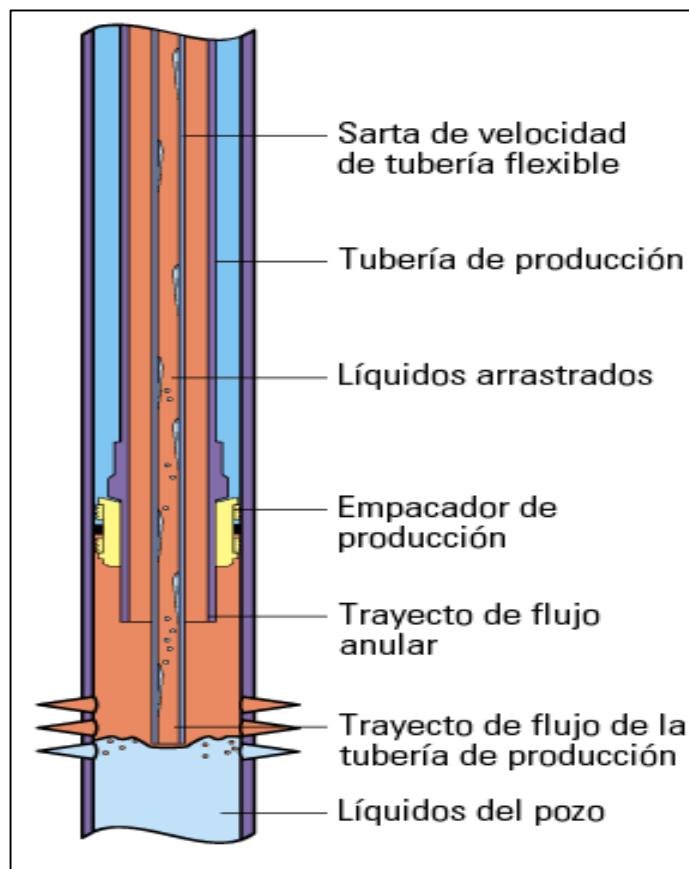
Si múltiples diseños de sartas de velocidad previenen la carga de líquidos, la opción óptima es aquella en donde exista un mayor gasto y una menor presión de fondo fluyente

La velocidad a la cual el gas fluye a través de los caños determina su capacidad para elevar líquidos. Cuando la velocidad de flujo del gas en un pozo no es suficiente para mover los fluidos del reservorio, los líquidos se acumularán en la pared de la tubería de producción y terminarán bloqueando el flujo de gas del reservorio. Una opción para vencer la carga líquida es instalar una tubería de producción de diámetro menor. El área de la sección transversal del conducto a través del cual se produce el gas determina la velocidad de flujo y puede ser crítica a la hora de controlar la carga de líquidos.⁴²

El conducto para que el gas fluya en el pozo puede ser una tubería de producción, o un flujo simultáneo a través tanto de la tubería de producción como el espacio anular, **Figura 13.**

⁴² BELTRAN GARCIA, Delfino Herbey. Aplicación de nuevo dispositivo de fondo para incrementar y prolongar la vida fluyente de los pozos. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D.F.: Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería y arquitectura. 2008. 63p

Figura 13. Diseño sarta de velocidad.



Fuente. SCHLUMBERGER. Sartas de Velocidad. [Sitio web] [Consulta: 25 marzo 2019] Disponibilidad en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/v/velocity_string.aspx

La instalación de una sarta de velocidad es relativamente simple y requiere el cálculo correcto del diámetro de la tubería de producción para lograr la velocidad necesaria en las presiones entrantes y salientes de la tubería de producción. Una tubería de velocidad para facilitar la remoción de líquidos puede ser desplegado con éxito en pozo de gas de bajo volumen luego de la terminación inicial o cerca del fin de su vida productiva. Los pozos candidatos influyen los marginales que produzcan menos de 60 Mscf. La instalación de una tubería de velocidad requiere de un equipo de workover para retirar la tubería de producción existente y colocar en el pozo la sarta de menor diámetro.⁴³

⁴³SCHLUMBERGER. Sartas de Velocidad. [Sitio web] [Consulta: 25 marzo 2019] Disponibilidad en: [tps://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/v/velocity_string.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/v/velocity_string.aspx)

También puede utilizarse coiled tubing, cuya instalación es más fácil y es más versátil, ya que puede usarse con diámetros tan pequeños como de 0.25 in. Puede aplicarse coiled tubing en pozos con producción de gas de baja velocidad debido a sus características de mejor aspereza relativa y a la ausencia de conexiones entre caños.

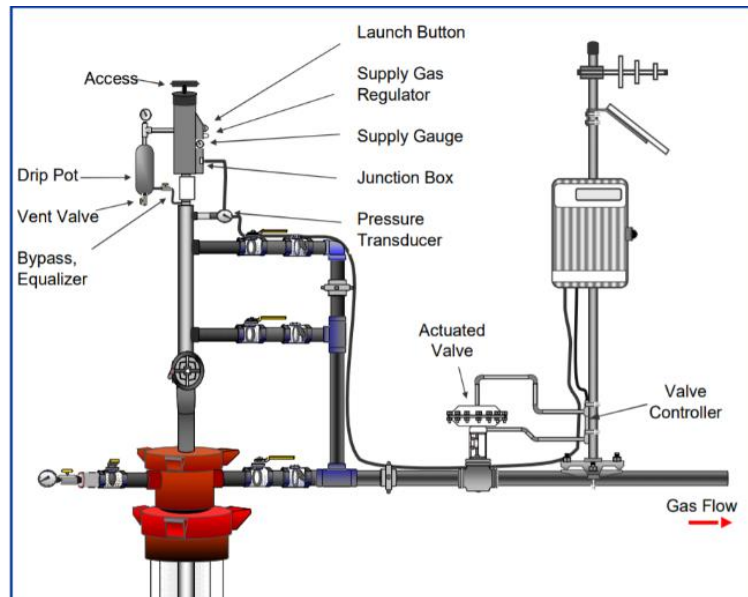
3.2 GENERALIDADES Y CARACTERÍSTICAS DE LA INYECCIÓN DE QUÍMICOS

En esta sección se detallarán los posibles aditivos químicos que se pueden aplicar para poder corregir la carga de líquidos en los pozos de gas, precisamente para este caso se hablara acerca de los agentes espumantes y los agentes surfactantes.

3.2.1 Agentes espumantes. El uso de la espuma producida por surfactantes puede ser efectivo para pozos de gas que acumulan líquido a promedios bajos. La espuma reduce la densidad y la tensión de superficie de la columna de fluido, lo cual reduce la velocidad critica de gas necesaria para elevar los fluidos a la superficie y ayuda a la remoción de líquidos del pozo. Compara con otros metros de levantamiento artificial, los agentes espumantes son uno de los recursos más baratos para descargar los pozos de gas. Los agentes espumantes funcionan mejor si el fluido en el pozo es de al menos 50% agua y no son efectivos para líquidos de gas natural o para hidrocarburos líquidos.⁴⁴

⁴⁴ LEE, John. WATTENBARGER, Robert. Gas reservoir engineering. Texas: SPE textbook series vol 5. 1996. 245p. ISBN 1-55563-073-1

Figura 14. Lanzador de jabón con controlador automático.



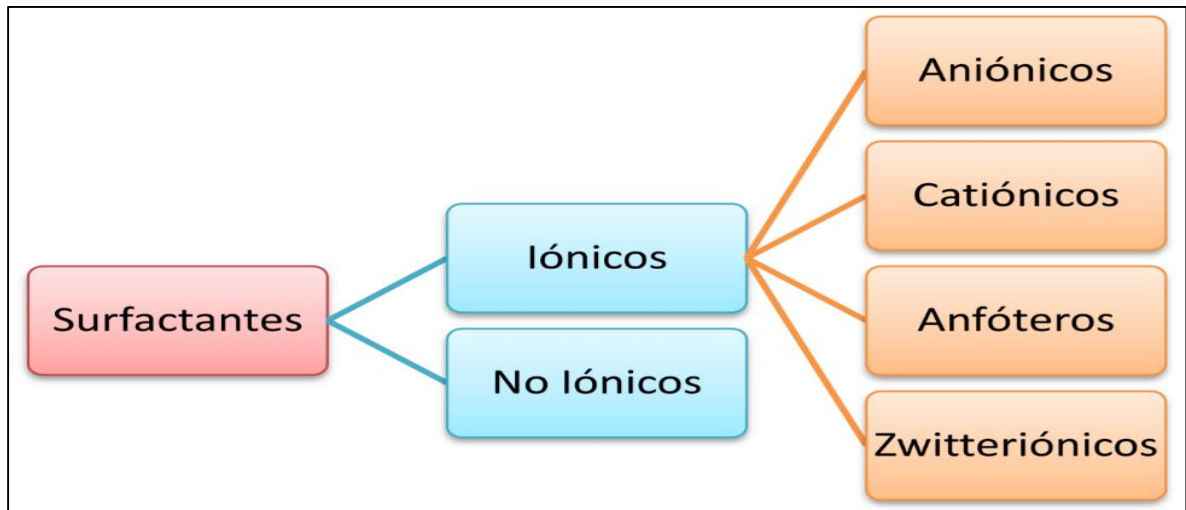
Fuente. LEE, John. WATTENBARGER, Robert. Gas reservoir engineering. Texas: SPE textbook series vol 5. 1996. 245p. ISBN 1-55563-073-1

3.2.2 Surfactantes. Un surfactante es una mezcla de agentes de acción de superficie también llamadas sustancias anfífilas, de compuestos orgánicos. Formada a partir de moléculas polares (hidrofílica) representados por una “cabeza” que favorecen la disolución mediante enlaces de hidrógeno u otras interacciones electrostáticas; el otro tipo de molécula es la no polar (hidrofóbica o lipofílica) representados esquemáticamente por una “cola”, estos son principalmente cadenas de hidrocarburos.

A la representación de la cabeza y la cola se le denomina monómero. Como resultado, los surfactantes son solubles tanto en un disolvente orgánico como en agua. Alteran las propiedades de la superficie de manera significativa; en particular, reducen la tensión superficial y la tensión interfacial.

3.2.2.1 Clasificación de los surfactantes. Los surfactantes se clasifican según la naturaleza de la parte hidrofílica, de la siguiente manera.

Figura 15.Clasificación Surfactantes.

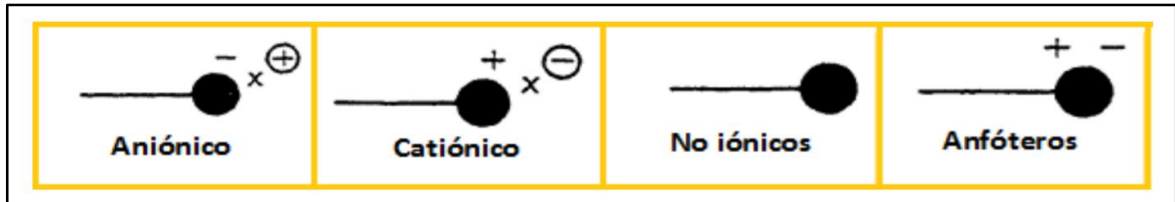


Fuente. MIRANDA GARCIA, Ana Karen. Control de movilidad mediante agentes espumantes con propiedades modificadores de la mojabilidad. Trabajo de grado ingeniería de petróleos. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. 2016. 28p.

- **Aniónicos.** Son los más utilizados en procesos de recuperación mejorada, requieren electroneutralidad donde la molécula de surfactante ioniza a los cationes libres y al monómero aniónico; debido a ello es que presentan relativamente baja adsorción sobre areniscas cuya superficie de carga es negativa, que puede afectar la mojabilidad de la roca. Es relativamente barato y resistente a la tensión.
- **Catiónicos.** Pueden adsorberse con fuerza en las areniscas, por lo que generalmente no se utilizan en este tipo de yacimientos, además tienen un costo más elevado si lo comparamos con los aniónicos, por lo que se reduce su utilización. Se pueden utilizar en las rocas carbonatadas para cambiar la mojabilidad.
- **Zwitteriónicos.** (León, 2013) Son moléculas en las cuales los grupos que presentan carácter hidrofílico poseen ambos tipos de cargas, pueden actuar como: Emulsificantes, Encapsulantes, Estabilizantes, Dispersantes y solubilizantes, Espumantes y antiespumantes y Agentes gelificantes
- **Anfóteros.** Contienen dos grupos activos que pueden ser no iónicos-aniónicos, no iónicos-catiónicos, aniónico o catiónico. También son altamente tolerables a la temperatura y a la salinidad, pero son muy caros.

➤ **No iónicos.** Sirven principalmente como co-surfactantes para mejorar el comportamiento de fase del sistema. A pesar de que son más tolerantes a la alta salinidad, su función para reducir la tensión interfacial no es tan bueno como los aniónicos. A menudo, una mezcla de surfactantes aniónicos y no iónicos se utiliza para aumentar la tolerancia a la salinidad.⁴⁵

Figura 16. Ilustración de los tipos de surfactantes.



Fuente. MIRANDA GARCIA, Ana Karen. Control de movilidad mediante agentes espumantes con propiedades modificadores de la mojabilidad. Trabajo de grado ingeniería de petróleos. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. 2016. 29p.

La cantidad de hidrocarburo que se produce por energía natural del yacimiento o por la aplicación de mecanismos como la inyección de agua o gas, por lo general no es mayor al 40% de petróleo original en sitio, debido al efecto de las fuerzas viscosas que impiden la fluidez del petróleo y fuerzas capilares que retienen el hidrocarburo en el medio poroso. Es por ello, que la movilidad del petróleo residual está sujeta a una competencia entre las fuerzas viscosas y fuerzas capilares, que se expresa a traves del denominado numero capilar, calculado a partir de la viscosidad del fluido desplazante, la velocidad del fluido desplazante, el ángulo de contacto y la tensión interfacial.

La inyección de surfactantes como se ha mencionado anteriormente, tiene el propósito de reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua. Generalmente, esta técnica se aplica luego de procesos de recuperación por inyección de agua. Sin embargo, se puede obtener recobros para reservorios que han sido inicialmente producidos por inyección de vapor.

El fundamento de la tecnología se basa en la aplicación de un tapón de tensioactivos, los cuales tiende a disminuir la tensión interfacial agua-crudo que oscila entre 20-30 dinas/cm a valores 10⁻³-10⁻⁴ dinas/cm. Esto se logra, gracias a la creación de una microemulsión donde se busca establecer miscibilidad entre ambos fluidos dentro del medio acuoso, generando un banco de petróleo, es decir, una fase continua del crudo entrampado en los intersticios de la roca. Seguidamente, se inyecta una píldora de polímeros, la cual incrementa la viscosidad

⁴⁵ MIRANDA GARCIA, Ana Karen. Control de movilidad mediante agentes espumantes con propiedades modificadores de la mojabilidad. Trabajo de grado ingeniería de petróleos. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. 2016. 28p.

del agua e impide que su movilidad sea mayor a la del crudo. Esto ocasiona un aumento de la resistencia al flujo en zonas de alta permeabilidad, así como mayor empuje al banco de petróleo, lo que se traduce en un incremento en la eficiencia de barrido dentro del yacimiento. Por otra parte, el sistema de coalescencia producido por la aplicación de surfactantes reduce la saturación de petróleo residual, incrementando el recobro del hidrocarburo.

Si existe una incompatibilidad entre el tensioactivo y el polímero, la razón de movilidad del petróleo en el proceso disminuye, puesto que existiría una separación entre ambos componentes, reduciendo el empuje de la fase continua.

Asimismo, se puede mencionar que en muchas de las operaciones de este tipo de tecnología se aplica un preflush o salmuera, antes de inyectar los tensioactivos, con el propósito de equilibrar las concentraciones salinas de ambos fluidos y aumentarla absorción del surfactante dentro del banco de petróleo.

3.2.3 Factores que influyen en la tensión interfacial. Tenemos varios aspectos a tener en cuenta para el análisis y la selección del aditivo químico entre los cuales están.

3.2.3.1 Concentración Salina. Se ha demostrado que la tensión interfacial depende fuertemente de la salinidad de la fase acuosa, y por ende cuando se alcanza un rango crítico de salinidad la tensión interfacial se aproxima a su valor mínimo (Fig.3).

3.2.3.2 Cadenas de Hidrocarburos. Crudos que contienen cadenas largas de aromáticos producen una menor tensión interfacial comparada con crudos de poseen menores cadenas de aromáticos.

3.2.3.3 Carga Interfacial. Lo que se puede acotar de este factor en el rendimiento óptimo de un surfactante es que, dependiendo del signo y magnitud de la carga, la absorción del tensioactivo cambiara sobre los minerales y arcillas del yacimiento. Si se tiene una baja densidad de carga superficial, aumenta la tensión y viscosidad interfacial y disminuye la repulsión entre el petróleo entrampado y las partículas de arena. La adición de surfactantes puede incrementar la densidad de carga interfacial y por ende reducción de la tensión y viscosidad interfacial, así como el aumento de la repulsión entre el crudo y las partículas de arena, lo que ocasiona disminución en la adherencia del crudo a la roca y facilita la movilidad a través de los canales de flujo.

3.2.3.4 Absorción del Surfactante. En el proceso, el tapón de surfactante entra en contacto con la roca y el agua de formación, donde pierde un poco su capacidad de absorción gracias a la interface líquido-sólido. Es por ello, que para la formulación de una microemulsión se requiere una absorción rápida entre el crudo y el agua para disminuir la tensión interfacial y así crear miscibilidad entre ambos fluidos.

3.2.3.5 Mojabilidad y Ángulo de Contacto. La disolución de un surfactante en sistemas donde se tienen dos líquidos inmiscibles y un sólido, puede hacer que la mojabilidad del sólido cambie, mediante la variación del ángulo de contacto, puesto que el ángulo de contacto decrece a medida que se inyecta tensioactivos.

3.2.4 Parámetros que se deben cumplir para la aplicación de la tecnología. Para el empleo de este tipo de tecnología es necesario cubrir una serie de parámetros que garanticen el rendimiento del proceso, puesto que, en el caso de una inadecuada inyección de surfactantes podría ocasionar grandes pérdidas económicas.

En este sentido, el yacimiento debe presentar una profundidad menor a 9000 ft, esto debido a los cambios de presión y temperatura que afectan la absorción del tensioactivo. Tanto el espesor, la porosidad y la transmisibilidad del reservorio se consideran parámetros no críticos.

Por otra parte, la heterogeneidad del yacimiento hace que el rango de permeabilidad sea mayor a 10md, asimismo, la saturación residual de petróleo debe ser mayor al 35%, con el objeto de aumentar la eficiencia de recobro a partir de la implementación de este mecanismo. El tipo de formación donde preferiblemente se inyecta este proceso son arenas, puesto que un alto contenido de arcillas reduce la eficiencia de barrido.

La temperatura es un factor primordial al momento de emplear esta recuperación mejorada, ya que los surfactantes son moléculas químicas que tienden a degradarse y perder su capacidad de absorción con el aumento de la temperatura. El rango de aplicación es menor a 200°F. La salinidad del medio acuoso para que se logre la compatibilidad del fluido inyectado en el reservorio debe ser menor a 50000 ppm.

Aunado a lo anterior, cuando se enmarcan las características que deben poseer los fluidos en el reservorio para la aplicación de un recobro mejorado por medio de la aplicación de tensioactivos, se tiene que la gravedad del crudo debe ser mayor a 20° API, la viscosidad del crudo menor a 35 cp, puesto que hidrocarburos con cadenas de compuestos más livianas tiende a disminuir con mayor facilidad su tensión interfacial.

- **Recobros y Costos Esperados.** Las aplicaciones de técnicas de recuperación mejorada se encuentran relacionadas con el precio internacional del crudo, ya que esto representa una inversión adicional para la extracción del hidrocarburo; sin embargo, en el transcurso del tiempo se ha observado el agotamiento de numerosos yacimientos y por ende el uso de estas tecnologías es cada vez más importante y presenta un mayor auge a nivel mundial. De esta manera, los costos estimados para la inyección de surfactantes son elevados, ya que

depende del precio de los procesos de fraccionamiento y sulfatación del tensoactivo.

Por otra parte, según Donaldson, los recobros de este proceso se esperan entre el orden de 30-40% del petróleo original en sitio (POES).

- **Surfactantes de mayor consumo:** en la industria de los surfactantes existen algunos compuestos que se destacan en el panorama mundial, y en los cuales se centra el análisis presentado. Estos surfactantes son: Los sulfonatos de alquibenceno lineal, conocido como LAS por sus iniciales exitosas, el sulfonato de alquibenceno lineal es el surfactante de mayor importancia en el mercado. Los derivados de los alcoholes como los sulfatos de alcoholes grasos, alcoholes etoxilados y sulfatos de alcoholes grasos etoxilados, Alquifenoles etoxilados. El consumo mundial de los alquifenoles etoxilados se ha incrementado constantemente durante los últimos años a pesar de dejar de ser utilizado por los mayores productores de jabón como sustancia activa debido a su pobre biodegradabilidad.

En Colombia es difícil precisar el mercado de los surfactantes. Sin embargo, a pesar de que las primeras aplicaciones realizadas en los años 20 fallaron, el interés por esta resurgió en los años 70. La mayoría de las investigaciones señalan que la principal causa de falla es que las tensiones interfaciales no se reducen lo suficiente como para tener un efecto sobre el petróleo atrapado, por lo que es necesario reducir y mantener la tensión interfacial entre el petróleo y el tapo de solución de surfactantes en el orden de 0.01 a 0.001 dinas/cm durante el remplazamiento.

Además de que estas barras o estos agentes espumantes se puede usar no solo en procesos de optimización de producción de pozos si no en varios momentos de la vida útil de un pozo como, por ejemplo, en los siguientes eventos:

- **Lodos de perforación:** La composición típica de los lodos de perforación incluye agua, aceite y sólidos suspendidos, y a veces burbujas de gas. El agua y el aceite se encuentran en forma de emulsión. Los surfactantes de los lodos de perforación actúan como emulsionantes. Dispersantes, espumantes o anti espumantes, e inhibidores de corrosión.
- **Cementos:** En formaciones altamente permeables, el agua del cemento puede tener tendencia a filtrarse adentro de la formación; esta pérdida de agua puede alterar propiedades del cemento y debe evitarse. Tales fines se añaden al fluido

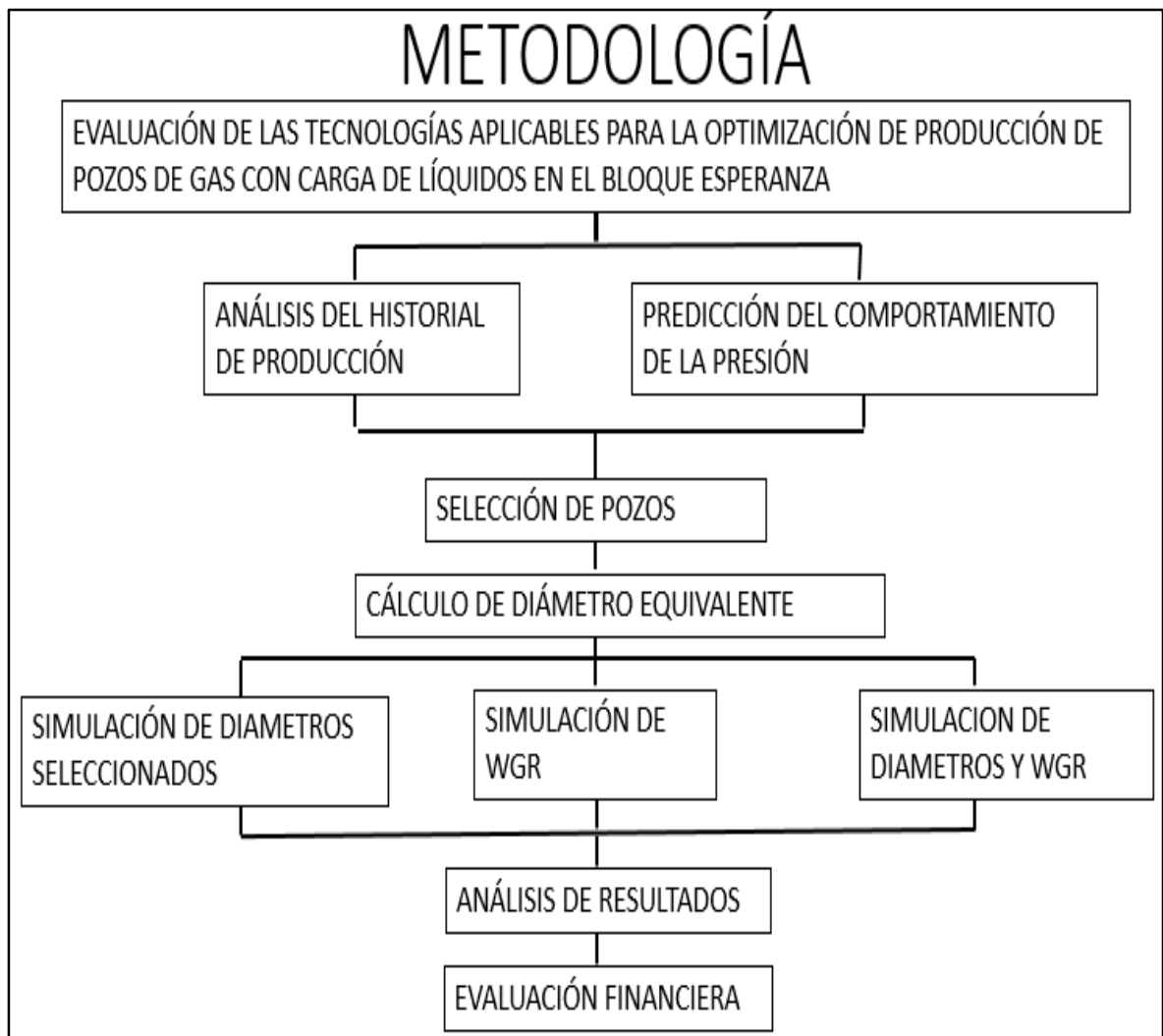
desplazador o al cemento agentes anti-filtración como los polietilenaminas y los sulfonatos de naftaleno.

- Estimulación de pozos: Para aumentar la producción de un pozo se debe tratar la roca situada en la cercanía para aumentar la permeabilidad; esto se debe a que la geometría cilíndrica del pozo produce una mayor resistencia al flujo en la vecindad del mismo. Existen esencialmente dos métodos de estimulación, que pueden emplearse solos o juntos que son la fracturación y la acidificación.
- Recuperación mejorada: Los procesos convencionales de producción dejan en el yacimiento del orden de 60 al 80% del crudo originalmente en sitio. Este crudo residual se encuentra atrapado en los poros de la roca o arena del yacimiento por fuerzas capilares. Se ha hallado que al inyectar surfactantes formulados adecuadamente se puede reducir la tensión interfacial hasta en cuatro ordenes de magnitud, lo que elimina prácticamente las fuerzas capilares.
- Prevención: Hay esencialmente dos maneras para prevenir la formación de emulsiones estables. La primera consiste en evitar la producción bifásica, eliminando las posibilidades de mezclas y las pérdidas de carga bruscas. Por eso se debe evitar producir en la vecindad del acuífero, reducir las entradas laterales de agua, separar el gas producido de los líquidos, no usar el levantamiento por gas en presencia de una mezcla agua/crudo y preferir la producción intermitente a pleno flujo a la producción a través de válvulas de expansión. El segundo método de prevención consiste en impedir que las emulsiones formadas sean estables. Por eso se inyecta química desemulsionante en fondo de pozo, lo cual produce emulsiones inestables, o se inyecta en fondo de pozo surfactantes hidrofílicos con el fin de producir emulsiones O/W de baja viscosidad y más fáciles de romper. En ambos casos se trata de que los agentes emulsionantes sean los agentes sintéticos inyectados y no los agentes naturales, que por su alto peso molecular tardan más en llegar a la interfase producida por la formación de la dispersión. Esto supone que se puede controlar los efectos de los surfactantes inyectados más fácilmente que aquellos de los surfactantes naturales.

4. METODOLOGÍA PARA LA SELECCION DE POZOS MEDIANTE ANÁLISIS DEL HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

Se realiza la selección de los pozos de aplicación para la simulación de los escenarios propuestos, como lo es la variación de la sarta de velocidad y la inyección de agentes espumantes. Para esto se tendrá en cuenta el historial de producción de los pozos, su producción de fluidos, la variación de la presión y el comportamiento de posibles escenarios como lo son la disminución de la presión del yacimiento y el aumento de la producción de agua.

Figura 17. Cuadro metodológico de procedimiento.



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

4.1 POZO B2

El pozo B2 se describe a partir del estado mecánico, las características del comportamiento de la producción de los meses febrero y marzo del año 2019 y la predicción del comportamiento de la producción teniendo en cuenta la disminución de la presión y el aumento de la producción de agua.

4.1.1 Descripción del estado mecánico del pozo B2. En la **Tabla 5** se muestra la descripción general del estado mecánico del pozo B2.

Tabla 5. Descripción general del estado mecánico del pozo B2.

REVESTIMIENTOS							
Casing	Diámetro	Peso (lb/ft)	Grado	Tope (ft)	Zapato (ft)	Longitud (ft)	
Superficie	9 5/8"	43,5	N-80	0	988	988,00	
Fondo	7"	26,23	N-80	0	8.243,67	8.243,67	
INTERVALOS CAÑONEADOS							
Fecha	Formación	Tiro por pie	Tope (ft)	Base (ft)	Tipo Carga	Condición	Intervalos (ft)
1-nov-10	Ciénaga de Oro	5	7.330	7.370	Super Deep Penetración Charge	Cañoneado/Abierto	40
1-nov-10	Ciénaga de Oro	5	7.390	7.398	Super Deep Penetración Charge	Cañoneado/Abierto	8
6-dic-16	Ciénaga de Oro	5	7.466	7.476	Carga Super DP Maxforce (HMX)	Cañoneado/Abierto	10
6-dic-16	Ciénaga de Oro	5	7.506	7.515	Carga Super DP Maxforce (HMX)	Cañoneado/Abierto	9
6-dic-16	Ciénaga de Oro	5	7.590	7.605	Carga Super DP Maxforce (HMX)	Cañoneado/Abierto	15
Total pies abiertos a producción -->							82
PMP	7.468						
SARTA DE PRODUCCIÓN							
Descripción					Longitud (ft)	Tope (ft)	Base (ft)
Elevación Mesa Rotaria					14,00	0,00	14,00
Tubing hanger 7 1/16" X 3 1/2" Vam Top					0,45	14,00	14,45
Pup Joint 3 1/2" P110 9.2 # Vam Top					7,26	14,45	21,71
26 juntas Tubing 3 1/2" P110; 9.2 # Vam Top					778,21	21,71	799,92
Cross Over 3-1/2" Vam Top Box x THS Blue Pin, 9.2 /pie					0,95	799,92	800,87
Well Star. TRSV 3-1/2" 2.813 " Seal Bore ID-Min x 5.20" Max OD					4,83	800,87	805,70
Cross Over 3-1/2" THS Blue Box x Vam Top Pin, 9.2 /pie					1,49	805,70	807,19
202 juntas Tubing 3 1/2" P110; 9.2 # Vam Top					6.261,11	807,19	7.068,30
Weatherford Sliding Sleeve 3.500" x 2.810"					4,19	7.068,30	7.072,49
1 junta Tubing 3 1/2" P110; 9.2 # Vam Top					31,24	7.072,49	7.103,73
PHL Hydraulic-Set Perma-Lach. Retrievable Packer 7" 23-29 Lb/pie					5,38	7.103,73	7.109,11
1 junta Tubing 3 1/2" 9.2 # THS Blue					31,24	7.109,11	7.140,35
Otis Landing Nipples with bottom No-Go Type XN 2.750"					1,84	7.140,35	7.142,19
Pup Joint 3 1/2" N80 9.2 # EUE					6,10	7.142,19	7.148,29

Fuente. elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

4.1.2 Análisis del historial de producción del pozo B2. Mediante un análisis del historial de producción del pozo B2 durante los meses de febrero y marzo del 2019, se realiza una predicción del comportamiento de la producción a través del simulador PROSPER, teniendo en cuenta las variables que afectan el flujo de gas como la caída de a presión y el caudal de agua presente en el pozo.

El comportamiento de la producción del mes de febrero, donde se detalla la producción diaria de gas que se encuentra en un rango de 13.000 Mscf/d y 15.000 Mscf/d, **producción** de gas en el pozo.

Tabla 6. Con una notable variación en la presión a medida que va produciendo el gas. También se muestra una nula producción de agua lo que nos indica que, en este

pozo, por el momento no presenta un riesgo de que se genere una carga de líquidos que pueda afectar la producción de gas en el pozo.

Tabla 6. Historial de producción del mes de febrero para el pozo B2.

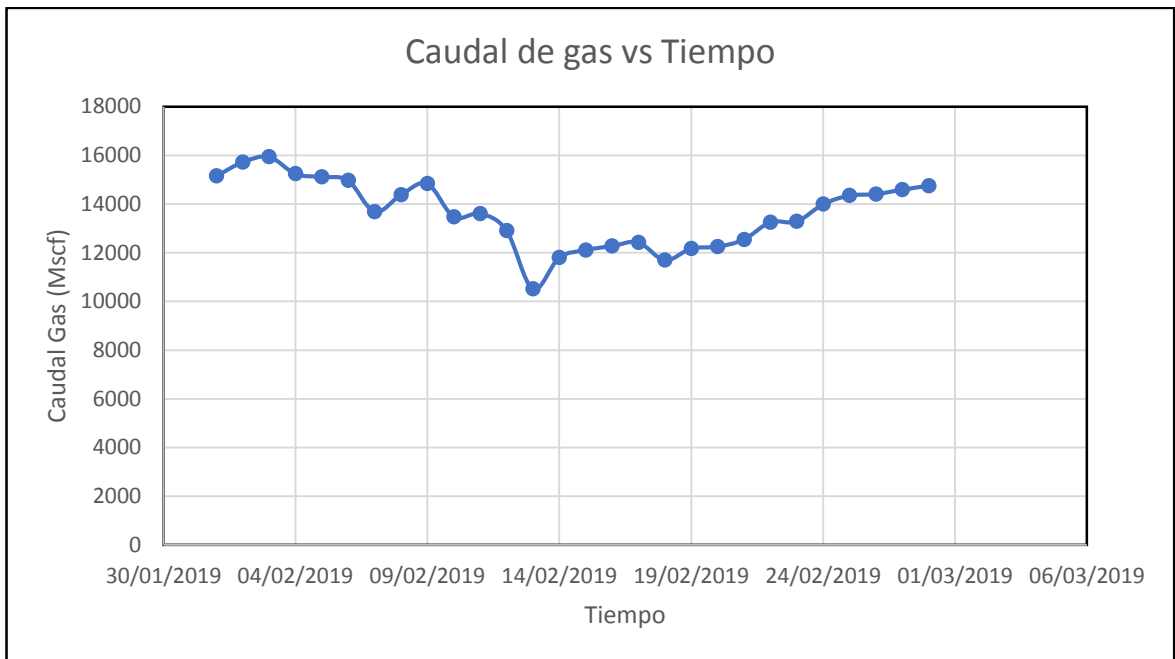
Date	GAS (Mscf/d)	THP (psi)
1/02/2019	15.154,12	1.787
2/02/2019	15.724,65	1.776
3/02/2019	15.945,87	1.782
4/02/2019	15.245	1.780
5/02/2019	15.115	1.780
6/02/2019	14.971,63	1.775

7/02/2019	13.686,67	1.777
8/02/2019	14.381,13	1.775
9/02/2019	14.844,61	1.774
10/02/2019	13.479,59	1.776
11/02/2019	13.610,5	1.805
12/02/2019	12.916,25	1.857
13/02/2019	10.513,63	1.866
14/02/2019	11.804,42	1.837
15/02/2019	12.112,36	1.830
16/02/2019	12.278,45	1.824
17/02/2019	12.426,32	1.786
18/02/2019	11.696,71	1.838
19/02/2019	12.172,43	1.825
20/02/2019	12.251,34	1.821
21/02/2019	12.545,99	1.821
22/02/2019	13.256,84	1.819
23/02/2019	13.285,92	1.785
24/02/2019	13.995,85	1.768
25/02/2019	14.352,01	1.766
26/02/2019	14.411,1	1.766
27/02/2019	14.597,21	1.761
28/02/2019	14.757,23	1.760

Fuente. elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

Durante el mes de febrero, la producción tuvo un comportamiento estable en las primeras dos semanas, en la tercera semana se nota una disminución en la producción debido a los saltos de presión, **Gráfica 16** . Se observa como el aumento de la presión genera un cambio en la producción de gas disminuyendo la tasa de flujo en aproximadamente 1.000 Mscf. Esta disminución de flujo se debe a la relación entre la velocidad que lleva el gas y la presión de fondo, que, al aumentar la presión, ésta disminuye y el gas se mueve más lento por la tubería de producción generando una menor tasa de flujo. Finalizando febrero, la última semana se recupera la producción y retoma el rango que se venía presentando al principio por la disminución de presión que le permite al gas fluir con mayor eficiencia y velocidad hasta superficie.

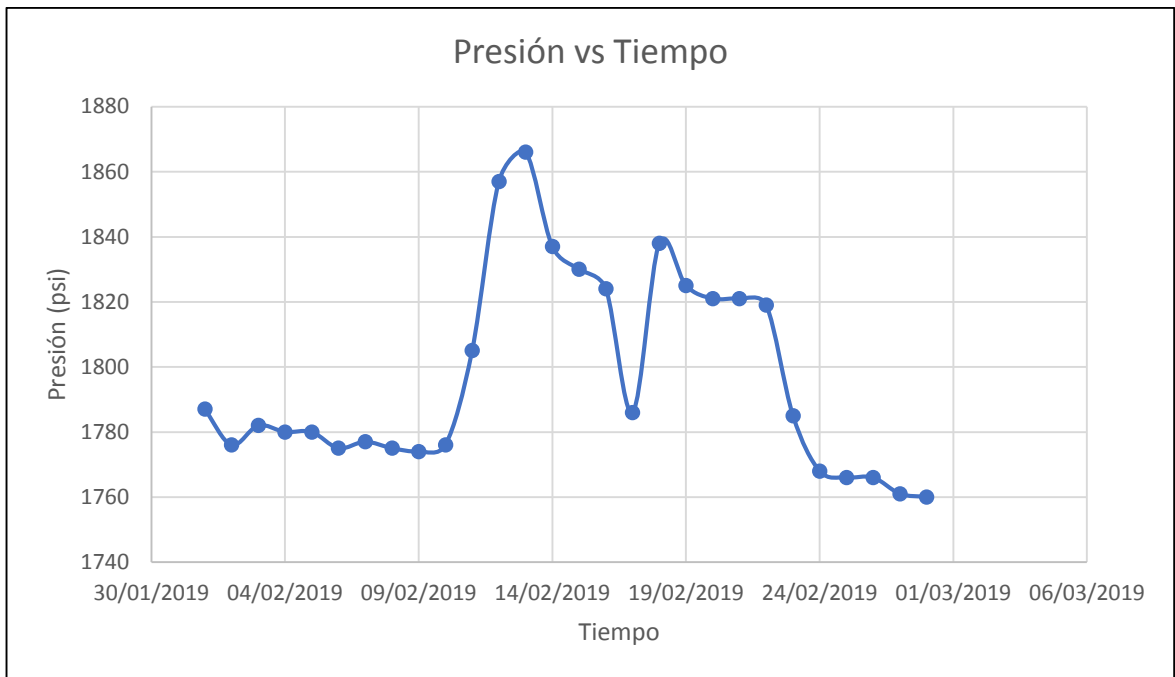
Gráfica 16 Comportamiento de la producción de gas durante el mes de febrero. (Pozo B2)



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

La producción de gas se ve afectada por los cambios en la presión, en la segunda y tercera semana se muestra un aumento de la presión tal que genera que la tasa de flujo del gas disminuya en 4.000 Mscf aproximadamente, estos cambios se pueden entender debido a que el gas no fluye de la misma manera cuando la presión aumenta, disminuye su velocidad y su tasa comienza a decrecer, **Gráfica 17**.

Gráfica 17. Comportamiento de la presión durante el mes de febrero. (Pozo B2)



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

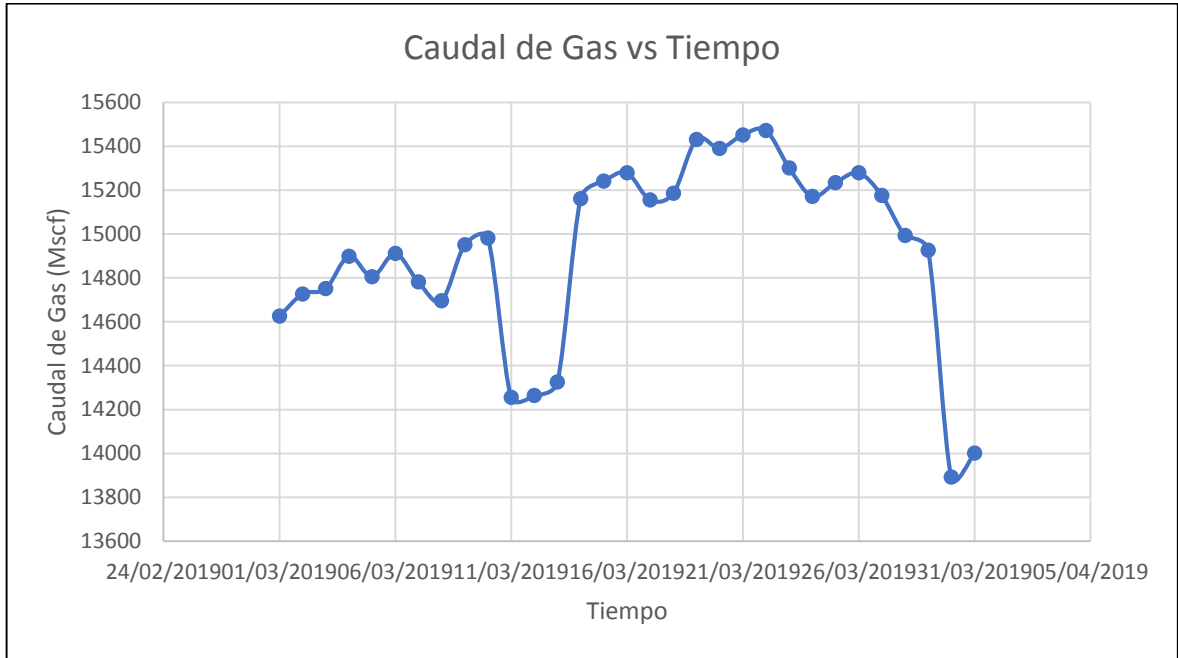
En el mes de marzo la producción de gas se recupera y se mantiene estable produciendo dentro del rango que se estableció en el mes de febrero, con los datos suministrados por la empresa Canacol Energy; la energía necesaria para transportar el gas a superficie disminuye cuando la presión en fondo aumenta, esto debido a que, al momento de aumentar la presión, la velocidad del gas disminuye, por lo que se necesita más energía para ser transportado a superficie, **Tabla 7, Grafica 18, Grafica 19.**

Tabla 7 Historial de producción del mes de marzo para el pozo B2.

Date	GAS Mscf/d	THP psi
1/03/2019	14.625,24	1.761
2/03/2019	14.726,52	1.766
3/03/2019	14.750	1.765
4/03/2019	14.898,7	1.755
5/03/2019	14.805	1.759
6/03/2019	14.910,6	1.760
7/03/2019	14.780,9	1.758
8/03/2019	14.695,9	1.759
9/03/2019	14.950,95	1.761
10/03/2019	14.980,9	1.755
11/03/2019	14.254,26	1.759
12/03/2019	14.263,24	1.756
13/03/2019	14.325,42	1.767
14/03/2019	15.160,2	1.787
15/03/2019	15.240,18	1.787
16/03/2019	15.278,14	1.783
17/03/2019	15.154,87	2.180
18/03/2019	15.185,15	1.785
19/03/2019	15.431	1.780
20/03/2019	15.390	1.778
21/03/2019	15.451,2	1.777
22/03/2019	15.471,2	1.777
23/03/2019	15.301	1.779
24/03/2019	15.171	1.780
25/03/2019	15.233,1	1.708
26/03/2019	15.278	1.752
27/03/2019	15.175	1.778
28/03/2019	14.992,32	1.782
29/03/2019	14.925,3	1.743
30/03/2019	13.892,27	1.794
31/03/2019	14.001,29	1.799

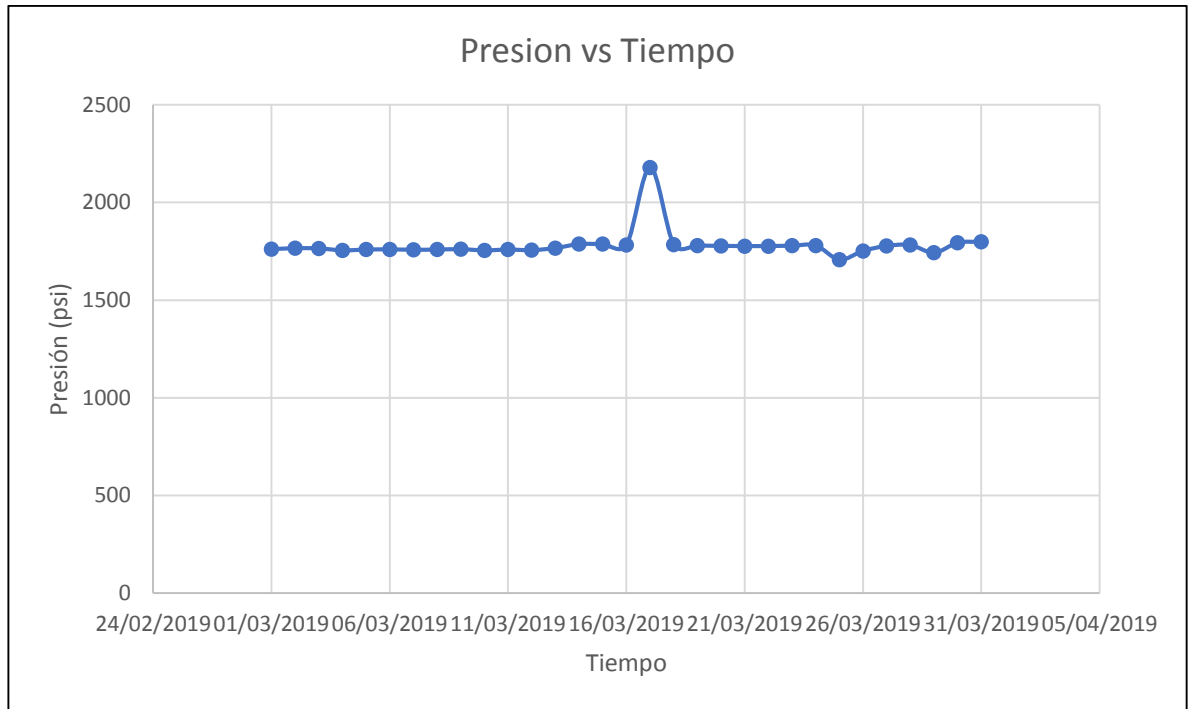
Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

Gráfica 18. Comportamiento de la producción durante el mes de marzo. (Pozo B2)



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

Gráfica 19. Comportamiento de la presión durante el mes de marzo. (Pozo B2)



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

Durante el mes de marzo la presión tiende a mantenerse, mientras la producción sufre saltos a medida que el pozo fluye, se mantiene en un rango de 14.000 Mscf y 15.000 Mscf. Sin la presencia de producción de agua y su estabilidad en la producción de gas y en la presión, el pozo B2 no es seleccionado para el desarrollo del proyecto para ser evaluado mediante las tecnologías para evitar la carga de líquidos en fondo de pozo.

4.1.3 Predicción del comportamiento de la producción. Las variaciones de la disminución de presión en fondo para ver el comportamiento de la tasa de producción a diferentes presiones, fue elaborada mediante el simulador Prosper. Los intervalos utilizados para la predicción fueron los siguientes:

- 1.000 psi
- 1.200 psi
- 1.500 psi
- 1.700 psi
- 2.000 psi
- 2.200 psi
- 2.500 psi

A distintas presiones de fondo el pozo puede fluir o puede parar su producción debido a que no tiene la suficiente energía para transportar los fluidos a superficie.

En los casos de estudio se presentan varias situaciones, tales que a 2.500 y 2.200 psi el pozo fluye con la energía suficiente para producir el gas, pero cuando baja de los 2.200 psi para su producción por la falta de energía en el pozo y el pozo deja de fluir a superficie, es decir, que a presiones menores a 2.200 psi el pozo dejara de fluir, **Grafica 20**.

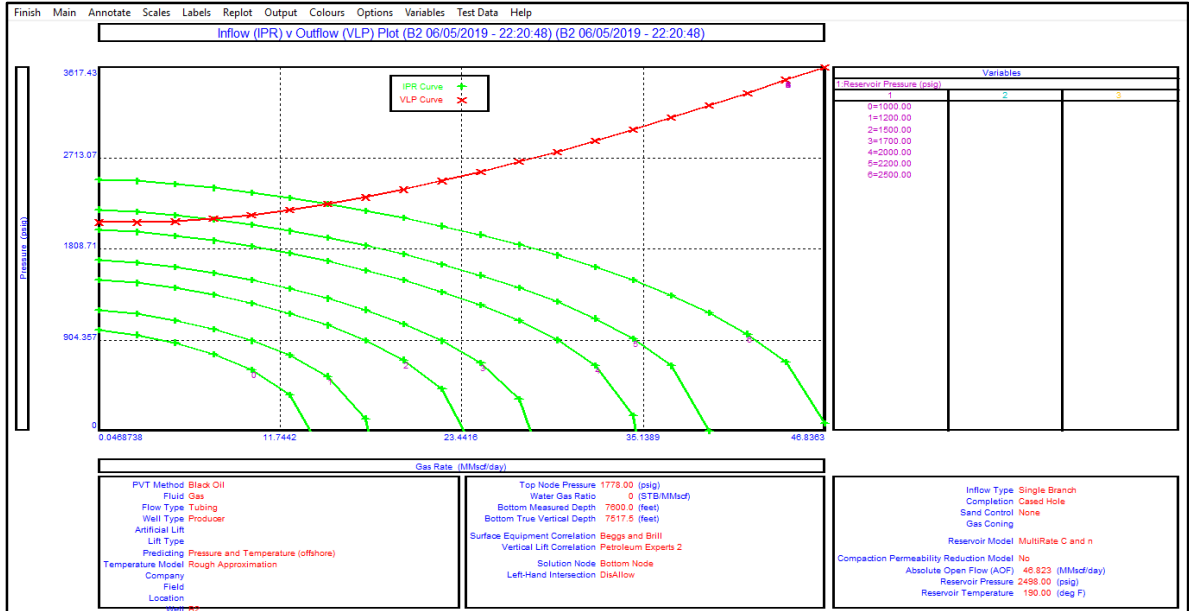
Para lograr entender a plenitud la predicción realizada mediante el simulador Prosper, se deben tener en cuenta 2 factores que son:

La IPR (Inflow performance Relationship) hace referencia a la presión del pozo de fondo que fluye (P_{wf}) en función de la tasa de producción. Describe el flujo en el reservorio. El P_{wf} se define en el rango de presión entre la presión promedio del yacimiento y la presión atmosférica.

La VLP (Vertical Lift Performance Relationship) describe la presión del fondo del pozo como una función del caudal. El VLP depende de muchos factores, que incluyen las propiedades del PVT del fluido, la profundidad del pozo, el tamaño del tubo, la presión de la superficie y el corte de agua. Describe el flujo desde el orificio inferior del pozo hasta la cabeza del pozo.

En la siguiente gráfica se observa el comportamiento de los cambios de la presión en fondo para el pozo B2.

Gráfica 20 IPR vs VLP (test variación IPR). (Pozo B2)



Fuente: elaboración propia, simulador PROSPER.

4.2 POZO B3

El pozo B3 presenta condiciones diferentes que el pozo B2 debido a que éste presenta producción de agua, se realiza un análisis más detallado debido a que es una característica de gran importancia en el proceso para la selección de la aplicación en el simulador prosper, teniendo en cuenta las mismas variables anteriormente descritas.

4.2.1 Descripción del estado mecánico del pozo B3. La descripción del estado mecánico del pozo B3 se describe en la tabla 8.

Tabla 8 Descripción del estado mecánico del pozo B3.

INFORMACIÓN GENERAL						
Profundidad Perforada (ft)				9.500		
Profundidad Actual (ft)				9.500		
Elevación Mesa Rotaria (ft)				265		
Elevación del Terreno (ft)				243		
REVESTIMIENTOS						
Casing	Diámetro	Peso (lb/ft)	Grado	Tope (ft)	Zapato (ft)	Longitud (ft)
Superficie	9 5/8"	43,5	N-80	0	986	986,00
Fondo	7"	26,29	N-80	0	8494	8.494,00

INTERVALOS CAÑONEADOS							
Fecha	Formación	Tiro por pie	Tope (ft)	Base (ft)	Tipo Carga	Condición	Intervalos (ft)
09-oct-11	Ciénaga de Oro	5	7606	7624	TCP Tipo Millenium	Abierto	18
09-oct-11	Ciénaga de Oro	5	7652	7660	TCP Tipo Millenium	Abierto	8
09-oct-11	Ciénaga de Oro	5	7668	7676	TCP Tipo Millenium	Abierto	8
09-oct-11	Ciénaga de Oro	5	7710	7723	TCP Tipo Millenium	Abierto	13
09-oct-11	Ciénaga de Oro	5	7762	7768	TCP Tipo Millenium	Abierto	6
09-oct-11	Ciénaga de Oro	5	7782	7790	TCP Tipo Millenium	Abierto	8
10-oct-11	Ciénaga de Oro	5	7824	7828	TCP Tipo Millenium	Abierto	4
10-oct-11	Ciénaga de Oro	5	7840	7856	TCP Tipo Millenium	Abierto	16
10-oct-11	Ciénaga de Oro	5	7885	7896	TCP Tipo Millenium	Abierto	11
10-oct-11	Ciénaga de Oro	5	8021	8029	TCP Tipo Millenium	Abierto	8
10-oct-11	Ciénaga de Oro	5	8048	8056	TCP Tipo Millenium	Abierto	8
10-oct-11	Ciénaga de Oro	5	8067	8076	TCP Tipo Millenium	Abierto	9
11-oct-11	Ciénaga de Oro	5	8124	8140	TCP Tipo Millenium	Abierto	16
13-oct-16	Ciénaga de Oro	5	7527	7534	Maxforce Charges	Abierto	7
13-oct-16	Ciénaga de Oro	5	7566	7573	Maxforce Charges	Abierto	7
13-oct-16	Ciénaga de Oro	5	7917	7925	Maxforce Charges	Abierto	8
13-oct-16	Ciénaga de Oro	5	7932	7936	Maxforce Charges	Abierto	4
13-oct-16	Ciénaga de Oro	5	7950	7958	Maxforce Charges	Abierto	8
13-oct-16	Ciénaga de Oro	5	8001	8007	Maxforce Charges	Abierto	6
Total pies abiertos a producción -->							173

Tabla 9. (Continuación)

SARTA DE PRODUCCIÓN			
Descripción	Longitud (ft)	Tope (ft)	Base (ft)
Elevación Mesa Rotaria	22,00	0,00	22,00
Tubing hanger 7 1/16" x 3 1/2" Tenaris Blue	0,45	22,00	22,45
28 jtas Tubing 3 1/2" L-80, 9.2 #/ft TSHB	875,71	22,45	898,16
Valvula de seguridad 3 1/2" TRSV, 2.813", Perfil X, 9 Cr. 3 1/2" TSH Blue	4,92	898,16	903,08
206 jtas Tubing 3 1/2" L-80, 9.2 #/ft TSHB	6429,95	903,08	7333,03
Circulation Sleeve 2.813", 3-1/2" TSHBlue, 9 Cr.	4,70	7333,03	7337,73
Jta Tubing 3 1/2" L-80, 9.2 #/ft TSHB	30,55	7337,73	7368,28
PHL Packer 7", 26-29 lbs/ft, 3-1/2" TSHB 10 pin c/u 4550 lbs. Tope centro gomas 2 ft, fondo centro gomas 3.7 ft.	2,00	7368,28	7370,28
	3,70	7370,28	7373,98
Jta Tubing 3 1/2" L-80, 9.2 #/ft TSHB	31,47	7373,98	7405,45
Landing Nipple 2.750" "X", 3-1/2" TSH Blue Pin x Box	1,57	7405,45	7407,02
Pup Joint 3 1/2" OD, L-80, 9.2 #/ft TSHB	6,40	7407,02	7413,42
Entry Guide 3-1/2" TSH Blue Box.	0,67	7413,42	7414,09

UNIDAD DE BOMBEO	
Tipo de Bombeo	Flujo Natural
Tubería	3 1/2" TSHB
Empaque	PHL 7", 3 1/2" TSHB, 26-29#

Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

4.2.2 Análisis del historial de producción del pozo B3. El comportamiento de la producción del pozo B3 cambia respecto al pozo B2 debido a que este ya tiene presencia de agua en la producción, esto indica que el pozo B3 puede ser utilizado para la aplicación de las tecnologías que permiten a la producción a evitar la carga de líquidos en fondo de pozo.

En el historial de producción que se observa en la siguiente tabla se ve como el comportamiento del agua influye en el aumento de presión en fondo y en la producción del agua reduciendo la cantidad de gas que se puede producir por la diferencia de densidades de los fluidos y la velocidad que necesita el gas para transportar los líquidos a superficie y para su producción.

Tabla 10 Historial de producción del mes de febrero para el pozo B3.

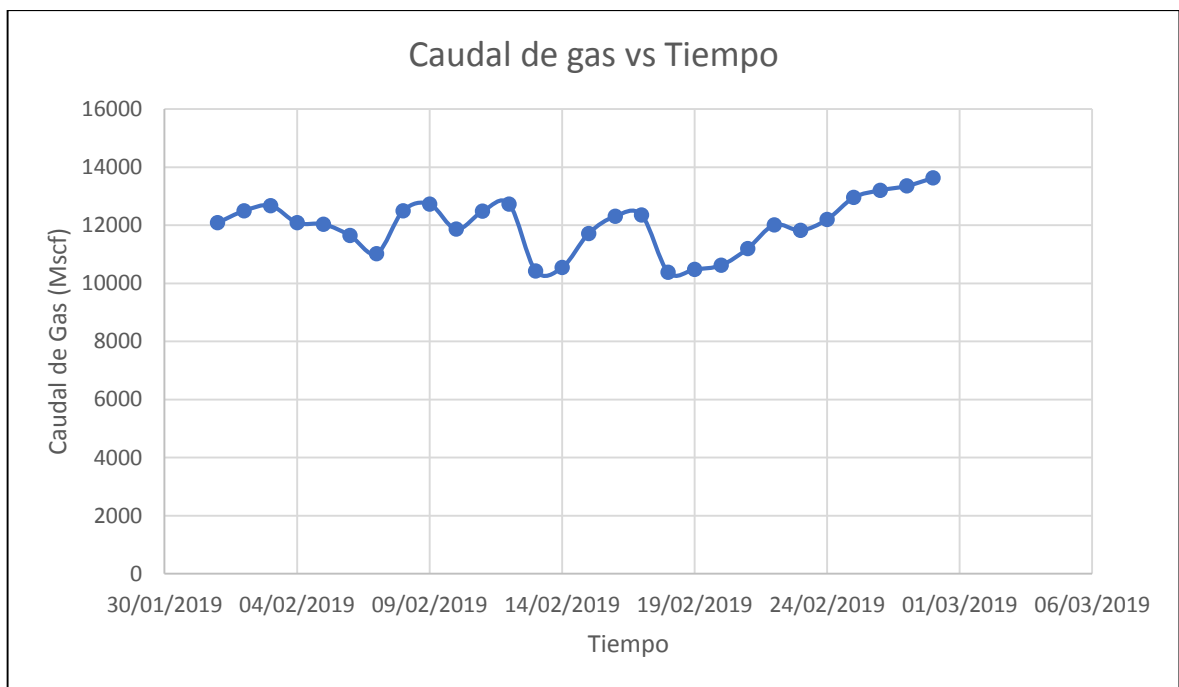
Date	GAS (Mscf/d)	THP (psi)	WATER (bbl)
1/02/2019	12.089.83	1.654.00	413.20
2/02/2019	12.500.22	1.626.00	465.00
3/02/2019	12.679.90	1.642.00	357.25
4/02/2019	12.085.75	1.648.00	360.74
5/02/2019	12.039.05	1.645.00	343.82
6/02/2019	11.645.00	1.645.00	325.36
7/02/2019	11.025.00	1.646.00	348.75
8/02/2019	12.501.71	1.657.00	315.25
9/02/2019	12.732.00	1.665.00	263.17
10/02/2019	11.865.00	1.666.00	252.36
11/02/2019	12.485.86	1.665.00	200.84
12/02/2019	12.733.53	1.698.00	175.90
13/02/2019	10.428.78	1.724.00	174.90
14/02/2019	10.547.92	1.953.00	176.90
15/02/2019	11.720.80	1.694.00	160.10
16/02/2019	12.310.50	1.672.00	158.60
17/02/2019	12.352.26	1.668.00	148.60
18/02/2019	10.381.66	1.732.00	136.70
19/02/2019	10.481.32	1.728.00	130.58
20/02/2019	10.623.59	1.725.00	125.83
21/02/2019	11.199.64	1.724.00	135.81
22/02/2019	12.016.20	1.701.00	133.23
23/02/2019	11.826.74	1.686.00	109.81
24/02/2019	12.202.52	1.668.00	108.37
25/02/2019	12.958.65	1.668.00	107.21
26/02/2019	13.205.99	1.673.00	101.11
27/02/2019	13.354.57	1.666.00	164.23
28/02/2019	13.631.17	1.666.00	123.52

Fuente. elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

Durante las dos primeras semanas del mes de febrero la producción de agua es alta y a medida que va pasando el tiempo disminuye, a medida que disminuye el caudal de agua, aumenta el de gas, lo que demuestra que el agua presente en la producción genera un cambio en la producción óptima de gas y no permite que este fluya a la tasa que se desea, debido a la diferencia de densidades de los fluidos.

En el caudal de gas con respecto al tiempo se observa como el comportamiento de la producción de gas no tiene un flujo óptimo como se presenta en el pozo B2, debido a la presencia de agua, ya que en el pozo B2 la producción es mayor a los 13.000 Mscf y en B3 se encuentra en un rango entre 10.000 Mscf y 13.000 Mscf. Lo que indica que la presencia de agua puede generar una disminución en la producción de gas y con el tiempo llevar al pozo a un problema con carga de líquidos, lo cual hace que se haga presentare una producción errática hasta completar la fase muerte del pozo con la columna de agua que no permite el flujo de gas, **Gráfica 21**.

Gráfica 21 Comportamiento de la producción de gas durante el mes de febrero (Pozo B3)

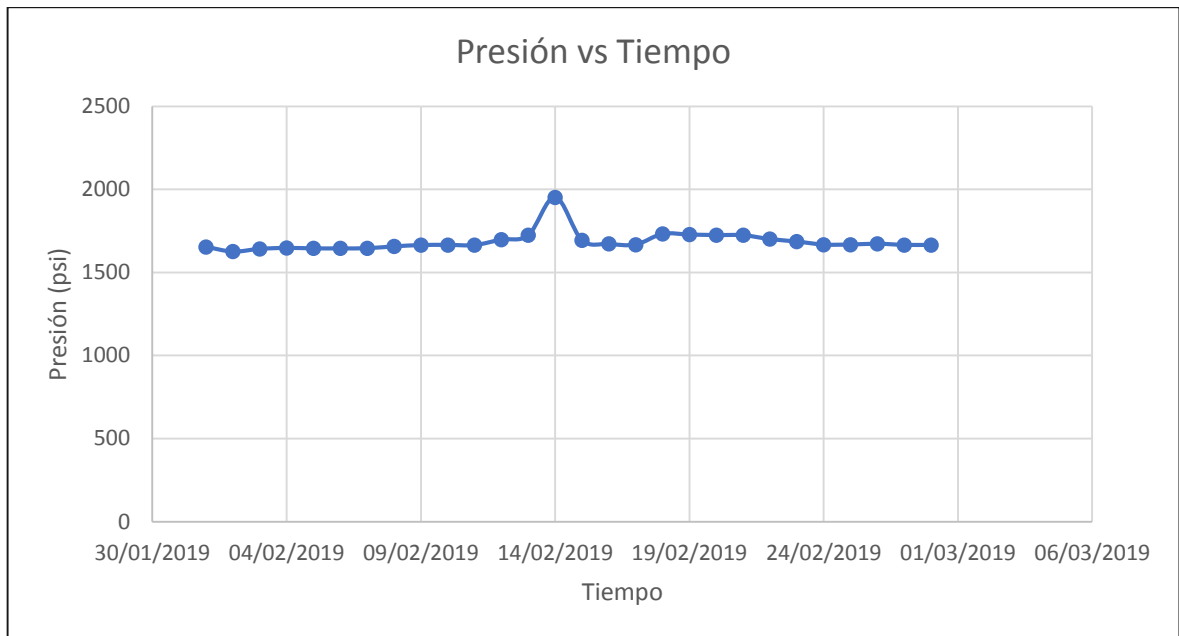


Fuente. elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

El comportamiento de la presión es estable a pesar de tener la presencia de agua en la producción, debido a que el agua mantiene la energía a la que el pozo fluye, **Grafica 22.**

La presencia de una fuente hídrica o un acuífero activo hace que la presión caiga de manera mínima y la energía para que el pozo pueda seguir fluyendo se mantenga.

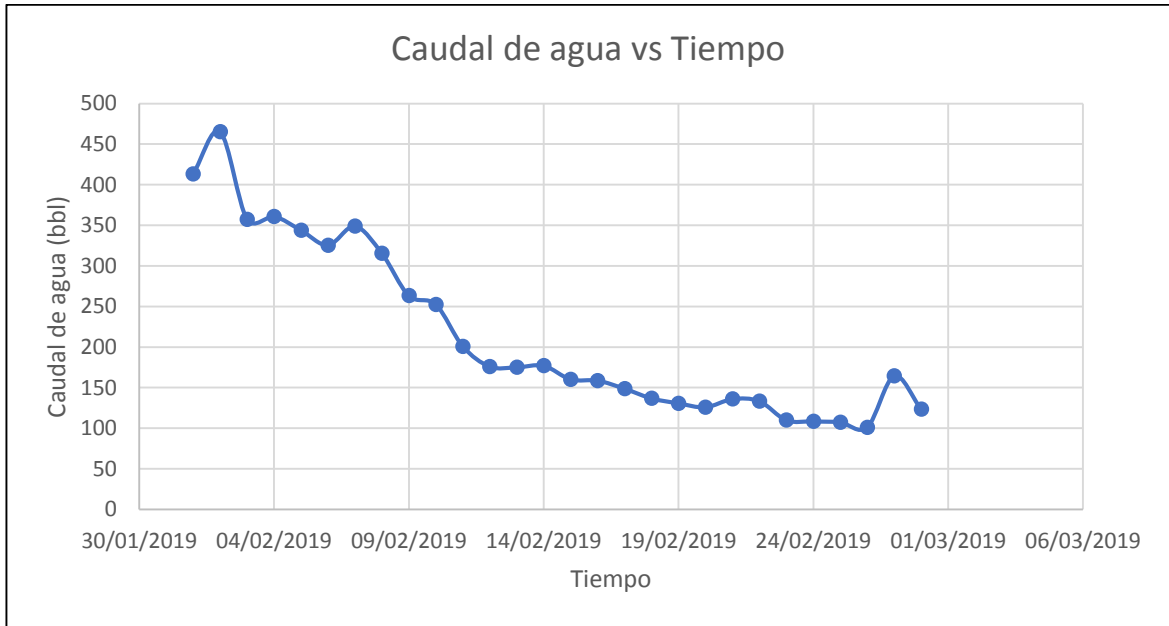
Gráfica 22 Comportamiento de la presión durante el mes de marzo. (Pozo B3)



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

La producción de agua del pozo B3 presenta un comportamiento mayor a los 400 bbl de agua. El pozo B3 se mantiene estable pero debido a su producción de agua y a su baja tasa de flujo de gas es un candidato representativo para su selección en la evaluación de las tecnologías para evitar la carga de líquidos en fondo de pozo.

Gráfica 23. Comportamiento de la producción de agua durante el mes de febrero. (Pozo B3)



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

Tabla 11. Historial de producción del mes de marzo para el pozo B3.

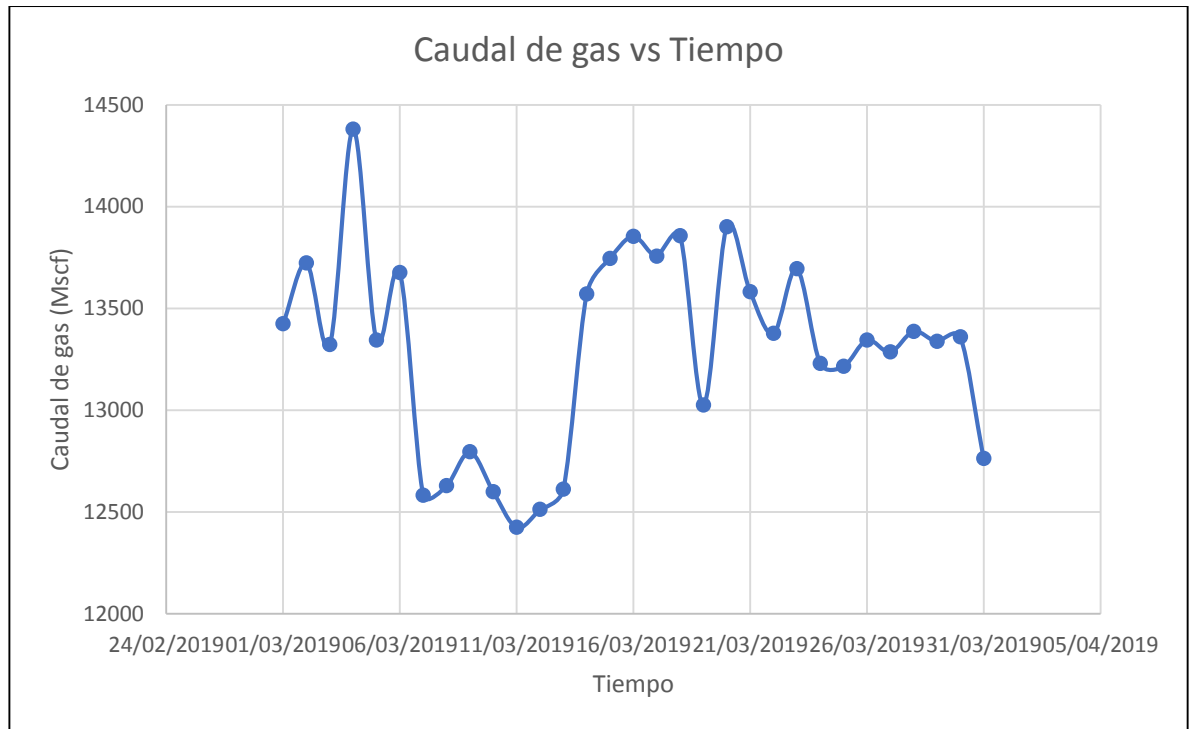
Date	GAS Mscf/d	THP psi	WATER bbl
1/03/2019	13.425,24	1.659	113,08
2/03/2019	13.722,52	1.655	127,83
3/03/2019	13.321,98	1.658	130,17
4/03/2019	14.380,43	1.654	124,31
5/03/2019	13.344,08	1.654	133,67
6/03/2019	13.675,38	1.659	135,8
7/03/2019	12.582,81	1.656	129,94
8/03/2019	12.629,06	1.665	132,8
9/03/2019	12.795,18	1.692	122,21
10/03/2019	12.600	1.689	115
11/03/2019	12.425,22	1.686	125,42
12/03/2019	12.512,36	1.671	121,06
13/03/2019	12.612,42	1.678	123,34
14/03/2019	13.570,15	1.664	127,98
15/03/2019	13.745,34	1.657	125,64
16/03/2019	13.854,21	1.656	151,21
17/03/2019	13.756,58	1.653	145,72
18/03/2019	13.856,02	1.649	145,24
19/03/2019	13.025	1.650	147,5
20/03/2019	13.901	1.646	145,86
21/03/2019	13.582	1.657	150,79
22/03/2019	13.376,78	1.663	155,33
23/03/2019	13.695	1.648	140,56
24/03/2019	13.230	1.664	155,1
25/03/2019	13.215	1.665	158,9
26/03/2019	13.345	1.658	123,52
27/03/2019	13.286	1.653	120,32
28/03/2019	13.387,51	1.653	156,67
29/03/2019	13.337,42	1.656	178,2
30/03/2019	13.360,12	1.654	183,2
31/03/2019	12.762,3	1.668	182,5

Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

El historial de producción en el mes de marzo muestra un pozo B3 regular en términos de la tasa de flujo de gas ya que esta es estable pero no es la óptima que puede llegar a ser si el pozo no tuviera producción de agua. Por lo anterior se ve

que el comportamiento del gas y el agua es muy importante tenerlo en cuenta para su análisis al momento de identificar el problema de carga de líquidos en fondo de pozo.

Gráfica 24 Comportamiento de la producción de gas durante el mes de marzo. (Pozo B3)



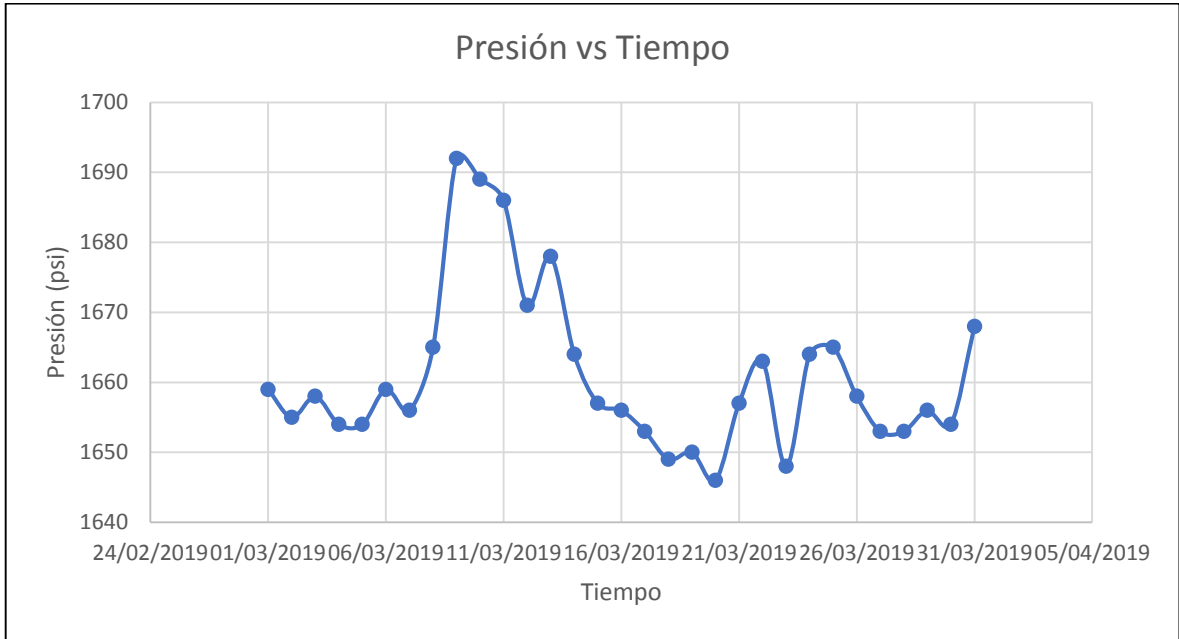
Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

La presión se mantiene estable dentro del rango de los 1.600 psi y los 1.700 psi, gracias a la energía suministrada por los dos fluidos en producción, pero debido a la presencia de agua y la baja presión en fondo, el pozo B3 puede presentar a futuro un colapso de producción debido a sus condiciones y el aumento de producción de agua, **Gráfica 25.**

La producción de agua con respecto al tiempo de producción del mes de marzo va aumentando la tasa de flujo del agua convirtiéndose a futuro en un gran inconveniente si el comportamiento de la producción de gas disminuye y el pozo no tiene la suficiente energía para llevar los líquidos a superficie, **Gráfica 26.**

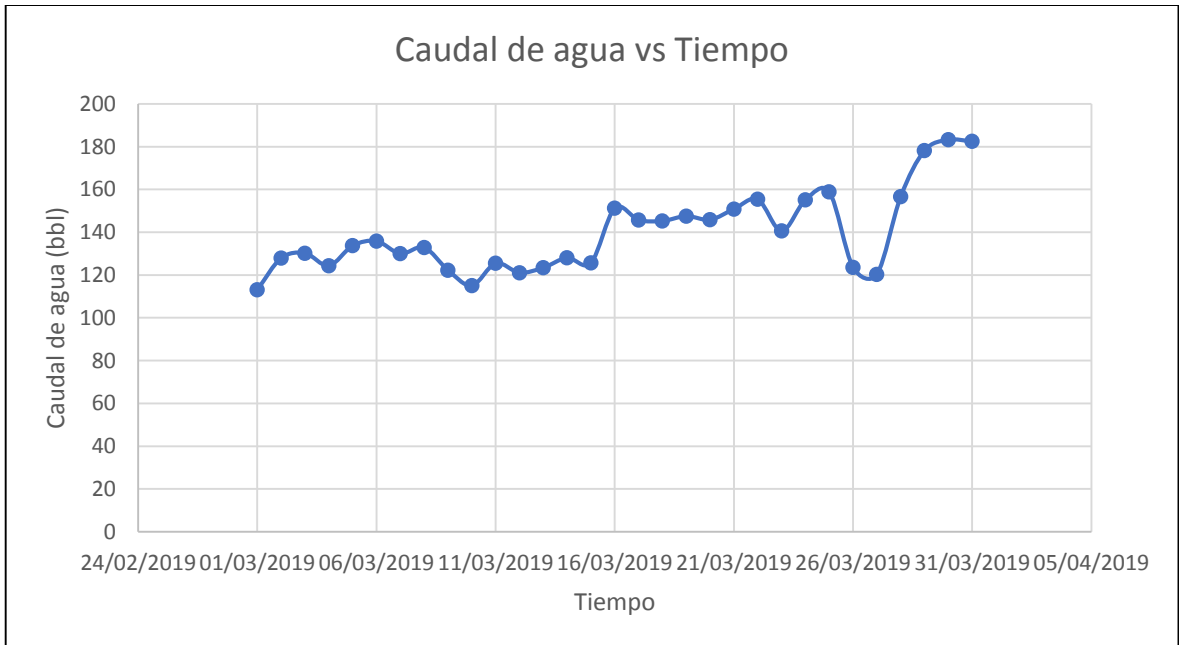
Para evitar esto el pozo B3 es seleccionado para su evaluación mediante las tecnologías que puedan optimizar su producción de gas y evitar la acumulación de líquidos en fondo de pozo.

Gráfica 25. Comportamiento de la presión durante el mes de marzo. (Pozo B3)



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

Gráfica 26. Comportamiento de la producción de agua durante el mes de marzo. (Pozo B3)



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

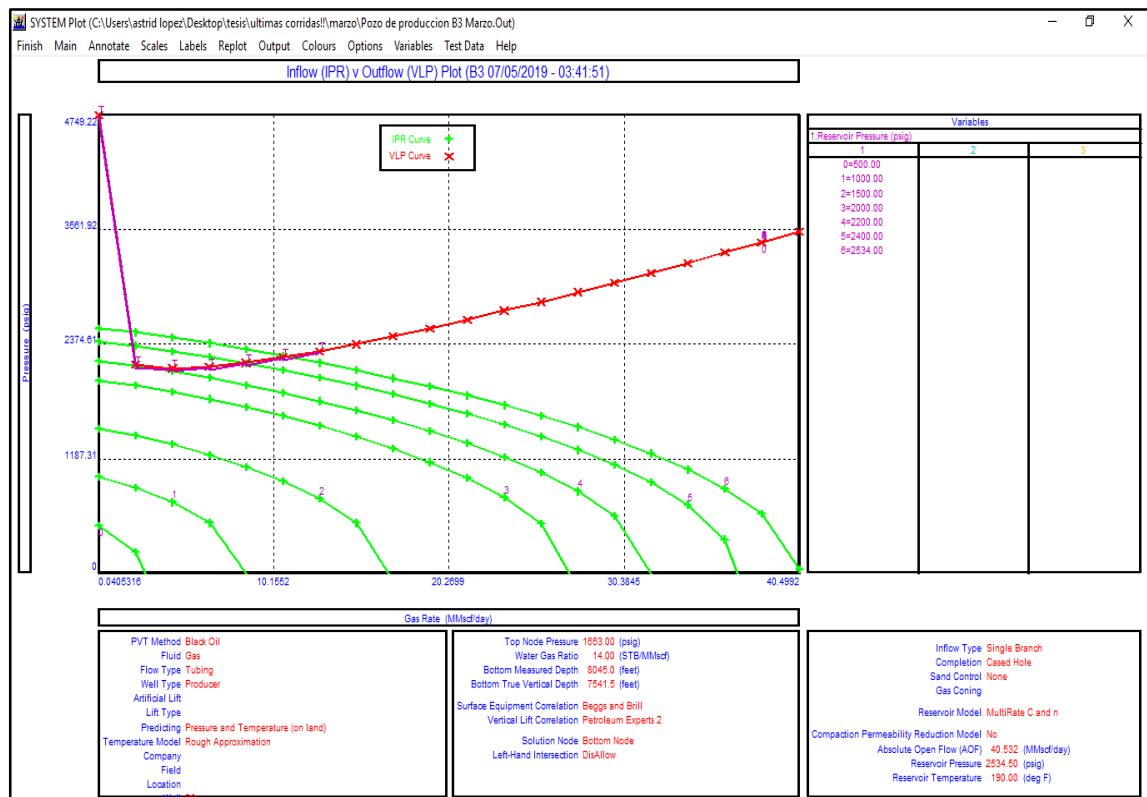
4.2.3 Predicción del comportamiento de la producción

Las variaciones de la disminución de presión en fondo para ver el comportamiento de la tasa de producción a diferentes presiones, fue elaborada mediante el simulador Prosper. Los intervalos utilizados para la predicción fueron los siguientes:

- 500 psi
- 1.000 psi
- 1.500 psi
- 2.000 psi
- 2.200 psi
- 2.400 psi
- 2.530 psi

Del comportamiento de la IPR vs VLP se analiza que según la disminución de la presión en fondo el pozo este fluye hasta un valor aproximado de 2.200 psi, cuando la presión cae por debajo de 2.200psi el pozo deja de fluir, **Gráfica 27.**

Gráfica 27. IPR vs VLP (test variación IPR). (Pozo B3)



Fuente: elaboración propia, simulador PROSPER.

4.3. POZO B4.

El pozo B4 fue perforado desde el 8 de septiembre de 2011 hasta el 3 de octubre de 2011 hasta una profundidad de 9.500 ft MD, su completamiento se realizó durante el 3 de octubre de 2011 y el 12 de octubre de 2011.

4.3.1 Descripción del estado mecánico del pozo B3. La descripción del estado mecánico del pozo B3 se describe en la tabla 11.

Tabla 12. Descripción estado mecánico pozo B4

REVESTIMIENTOS							
Casing	Diámetro	Peso (lb/ft)	Grado	Tope (ft)	Zapato (ft)	Longitud (ft)	
Superficie	9 5/8"	43,5	N-80	0	986	986,00	
Fondo	7"	26,29	N-80	0	8494	8.494,00	
INTERVALOS CAÑONEADOS							
Fecha	Formación	Tiro por pie	Tope (ft)	Base (ft)	Tipo Carga	Condición	Intervalos (ft)
09-oct-11	Cienaga de Oro	5	7606	7624	TCP Tipo Millenium	Abierto	18
09-oct-11	Cienaga de Oro	5	7652	7660	TCP Tipo Millenium	Abierto	8
09-oct-11	Cienaga de Oro	5	7668	7676	TCP Tipo Millenium	Abierto	8
09-oct-11	Cienaga de Oro	5	7710	7723	TCP Tipo Millenium	Abierto	13
09-oct-11	Cienaga de Oro	5	7762	7768	TCP Tipo Millenium	Abierto	6
09-oct-11	Cienaga de Oro	5	7782	7790	TCP Tipo Millenium	Abierto	8
10-oct-11	Cienaga de Oro	5	7824	7828	TCP Tipo Millenium	Abierto	4
10-oct-11	Cienaga de Oro	5	7840	7856	TCP Tipo Millenium	Abierto	16
10-oct-11	Cienaga de Oro	5	7885	7896	TCP Tipo Millenium	Abierto	11
10-oct-11	Cienaga de Oro	5	8021	8029	TCP Tipo Millenium	Abierto	8
10-oct-11	Cienaga de Oro	5	8048	8056	TCP Tipo Millenium	Abierto	8
10-oct-11	Cienaga de Oro	5	8067	8076	TCP Tipo Millenium	Abierto	9
11-oct-11	Cienaga de Oro	5	8124	8140	TCP Tipo Millenium	Abierto	16
13-oct-16	Cienaga de Oro	5	7527	7534	Maxforce Charges	Abierto	7
13-oct-16	Cienaga de Oro	5	7566	7573	Maxforce Charges	Abierto	7
13-oct-16	Cienaga de Oro	5	7917	7925	Maxforce Charges	Abierto	8
13-oct-16	Cienaga de Oro	5	7932	7936	Maxforce Charges	Abierto	4
13-oct-16	Cienaga de Oro	5	7950	7958	Maxforce Charges	Abierto	8
13-oct-16	Cienaga de Oro	5	8001	8007	Maxforce Charges	Abierto	6
Total pies abiertos a producción -->						173	
PMP	7.834						
SARTA DE PRODUCCIÓN				Longitud (ft)	Tope (ft)	Base (ft)	
Descripción				Longitud (ft)	Tope (ft)	Base (ft)	
Elevación Mesa Rotaria				22,00	0,00	22,00	
Tubing hanger 7 1/16" x 3 1/2" Tenaris Blue				0,45	22,00	22,45	
28 jtas Tubing 3 1/2" L-80, 9.2 #/ft TSHB				875,71	22,45	898,16	
Valvula de seguridad 3 1/2" TRSV, 2.813", Perfil X, 9 Cr. 3 1/2" TSH Blue				4,92	898,16	903,08	
206 jtas Tubing 3 1/2" L-80, 9.2 #/ft TSHB				6429,95	903,08	7333,03	
Circulation Sleeve 2.813", 3-1/2" TSH Blue, 9 Cr.				4,70	7333,03	7337,73	
Jta Tubing 3 1/2" L-80, 9.2 #/ft TSHB				30,55	7337,73	7368,28	
PHL Packer 7", 26-29 lbs/ft, 3-1/2" TSHB 10 pin c/u 4550 lbs. Tope centro gomas 2 ft, fondo centro gomas 3.7 ft.				2,00	7368,28	7370,28	
				3,70	7370,28	7373,98	
Jta Tubing 3 1/2" L-80, 9.2 #/ft TSHB				31,47	7373,98	7405,45	
Landing Nipple 2.750" "X", 3-1/2" TSH Blue Pin x Box				1,57	7405,45	7407,02	
Pup Joint 3 1/2" OD, L-80, 9.2 #/ft TSHB				6,40	7407,02	7413,42	
Entry Guide 3-1/2" TSH Blue Box.				0,67	7413,42	7414,09	
UNIDAD DE BOMBEO							
Tipo de Bombeo	Flujo Natural						
Tubería	3 1/2" TSHB						
Empaque	PHL 7", 3 1/2" TSHB, 26-29#						
OBSERVACIONES							
52 zunchos asegurando control line de 1/4". Ultimo fondo límpio con slick line - CCL (Octubre 20/16) @ 8184 ft.							
DESCRIPCION CABEZAL							
Tubing Head 11" 5K x 7 1/16" 5K.							

Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

4.3.2. Análisis del historial de producción del pozo B2. Tomando en cuenta los datos del historial de producción suministrado por la empresa Canacol Energy se muestran tres etapas de la producción del pozo B4 las cuales son:

- Comportamiento de la producción durante el mes de febrero del 2019,
- Comportamiento del último dato registrado en marzo de 2019.
- Predicción del comportamiento de la producción a medida que va disminuyendo la presión en fondo

Tabla 13. Historial de producción pozo B4 febrero 2019.

Date	GAS (Mscf/d)	THP (psi)	WATER (bbl)
1/02/2019	10.638,2	1.747	685,1
3/02/2019	4.282,33	1.683	910,2
4/02/2019	8.578,99	1.726	738,17
5/02/2019	10.626	1.727	713,17
6/02/2019	10.745	1.727	709,44
7/02/2019	10.542	1.727	712,39
8/02/2019	10.548	1.729	658,82
9/02/2019	10.875,91	1.722	693,12
10/02/2019	10.488,3	1.724	730,94
11/02/2019	10.434,7	1.721	739,58
12/02/2019	10.491,1	1.718	740,26
13/02/2019	10.386,9	1.716	742,66
14/02/2019	10.424	1.979	754,86
15/02/2019	10.280,1	1.712	760,86
16/02/2019	10.167,8	1.710	751,37
17/02/2019	10.503,9	1.703	760,2
18/02/2019	9.988,08	1.709	755,25
19/02/2019	10.034	1.706	760,32
20/02/2019	10.184,5	1.700	767,25
21/02/2019	10.149,6	1.703	763,55
22/02/2019	10.159,3	1.696	770,43
23/02/2019	9.923,25	1.694	767,31
24/02/2019	9.743,5	1.695	776
25/02/2019	9.003,37	1.695	782,32
26/02/2019	9.708,43	1.693	776,46
27/02/2019	9.859,52	1.688	786,13
28/02/2019	9.888,76	1.687	786,09

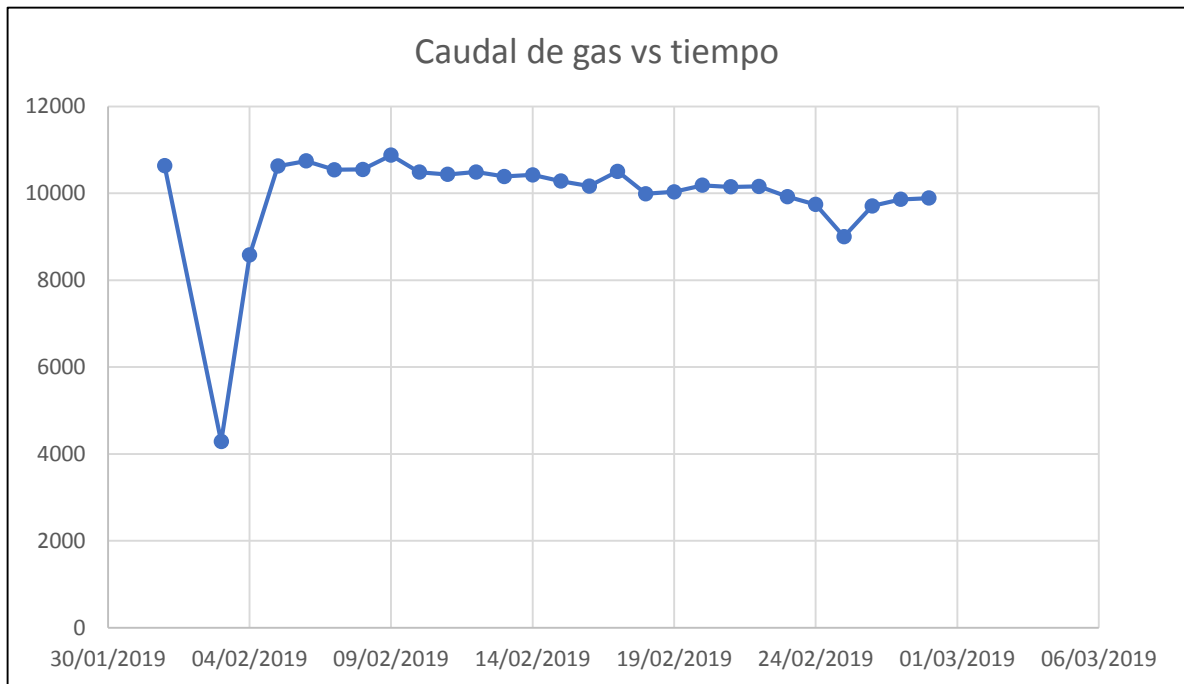
Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

A partir de los valores estipulados de caudal de gas (Mscf/d), la presión en cabeza de pozo (psi) y la producción de agua (bbl) para cada uno de los días del mes de febrero, Tabla 12. Se puede detallar que la producción de gas para este mes tiene un valor promedio de 9.950,20 Mscf/d el cual es un valor alto con respecto a la presión que se está empleando en cabeza y la cantidad de agua que esta producción este pozo, la cual tiene un valor promedio de 751,564815 bbl, teniendo así el pozo con mayor producción de agua de todo el campo.

De la misma manera se muestran gráficamente el comportamiento de cada una de estas variables durante el mes.

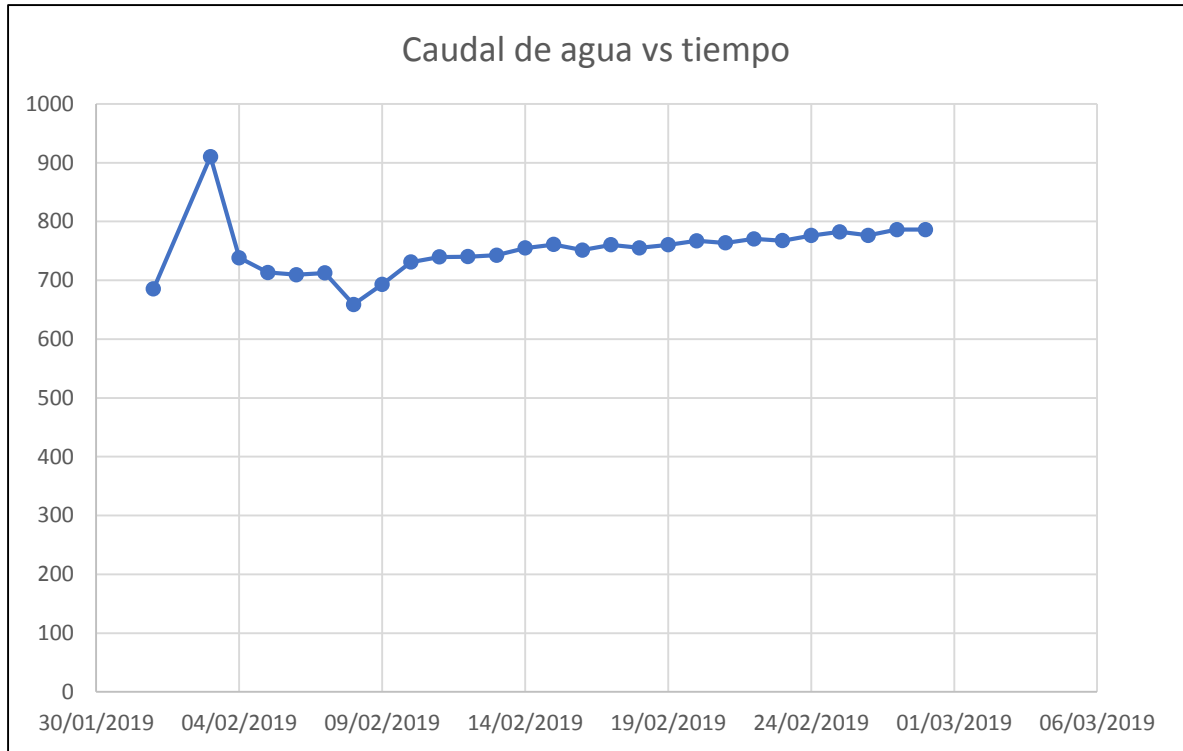
El comportamiento del caudal de gas durante todo el mes de febrero a mitad de éste mes ha tenido un comportamiento estable entre los 10.000 y 11.000 Mscf, se puede ver que el 3 de febrero, el menor valor de caudal de producción de gas, en el cual también podemos ver el mayor valor de caudal de producción de agua (910.2 bbl) el cual también se puede ver en la figura que representa el comportamiento del caudal del agua durante el mes de febrero, **Gráfica 28**.

Gráfica 28. Caudal de gas vs tiempo (febrero 2019). (Pozo B4)



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

Gráfica 29. Caudal de agua vs tiempo (febrero 2019). (Pozo B4)



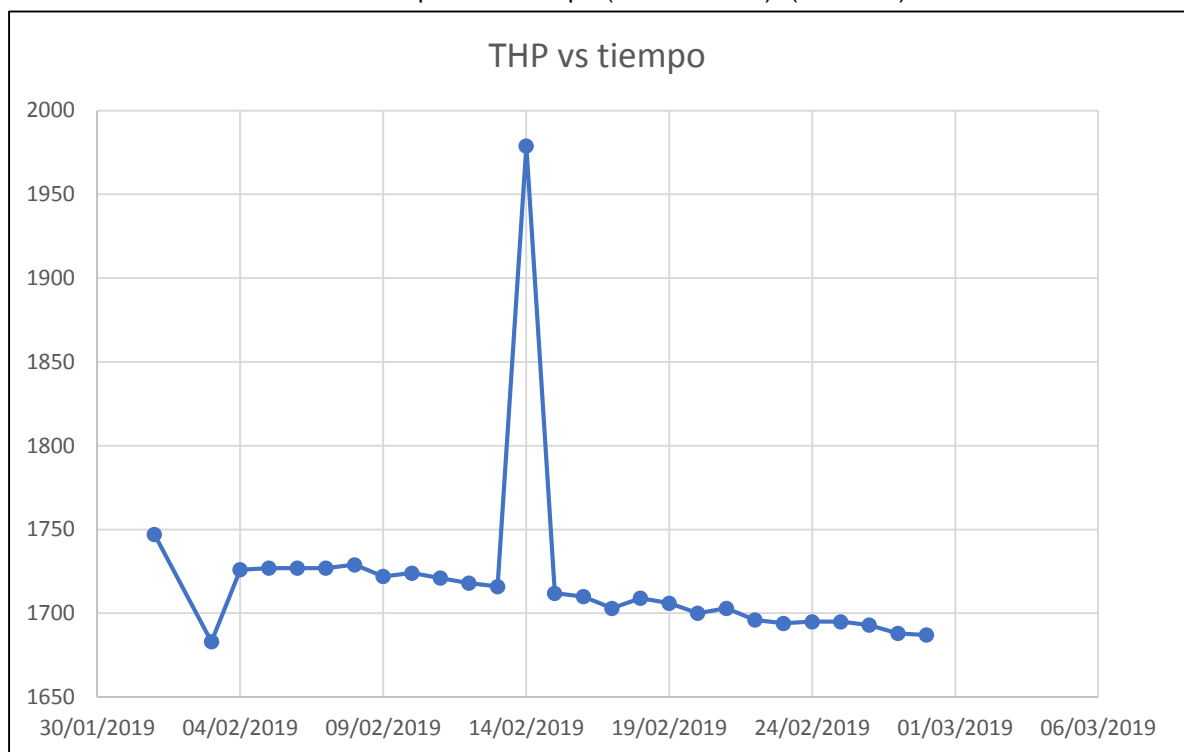
Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

El comportamiento del caudal de agua durante del mes de febrero es creciente a partir del cuarto día, exceptuando los datos del octavo y noveno día los cuales decrecen ligeramente con respecto a los otros, Grafica 29. Comparando con los datos mostrados durante el mes de febrero para el pozo B3 se observa claramente que la producción de agua para el pozo B4 es mucho mayor lo cual indica que se debe utilizar en la simulación para la optimización de su producción mediante el uso de las tecnologías.

Como se menciona anteriormente se observa que segundo día del mes se tiene el mayor caudal de producción de agua.

La variación de la presión durante todo el mes de febrero, tiene un comportamiento decreciente exceptuando el valor del catorceavo día donde la presión incrementa considerablemente con respecto a las demás, se asume que en dicha fecha se realizaron pruebas en el pozo, aunque no hubo cierre de producción para esa respectiva fecha, ya que en la figura se muestra un valor de caudal de producción correspondiente a 10.424 Mscf y en la figura se muestra un valor de caudal de producción de agua correspondiente a 754,86 bbl, a pesar de dicha elevación de presión la gráfica nos muestra un comportamiento común.

Gráfica 30. Presión en cabeza de pozo vs tiempo (febrero 2019). (Pozo B4)



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

A partir de los valores estipulados de caudal de gas (Mscf/d), la presión en cabeza de pozo (psi) y la producción de agua (bbl) para cada uno de los días del mes de marzo, Tabla 13. Se puede detallar que la producción de gas para este mes tiene un valor promedio de 8.945,61 Mscf/d que al igual que en el mes de febrero es un valor alto con respecto a la presión que se está plantea en cabeza y la cantidad de agua que esta producción este pozo, la cual tiene un valor promedio de 826,622 bbl.

Tabla 14. Historial de producción pozo B4 marzo 2019.

Date	GAS Mscf/d	THP psi	WATER bbl
1/03/2019	9.869,14	1.684	737,4
2/03/2019	10.144,5	1.681	775,9
3/03/2019	9.961,08	1.682	771,58
4/03/2019	10.075,4	1.677	767,5
5/03/2019	9.776,11	1.679	795,56
6/03/2019	9.249,99	1.678	798,87
7/03/2019	9.217,79	1.676	798,15
8/03/2019	9.125,03	1.675	796,44
9/03/2019	8.953,4	1.675	798,4
10/03/2019	8.258,1	1.661	811,78
11/03/2019	8.315,88	1.668	845,1
12/03/2019	8.578,38	1.666	840,23
13/03/2019	8.678,34	1.666	840,44
14/03/2019	8.706,38	1.663	845,65
15/03/2019	8.655,1	1.665	841,16
16/03/2019	8.768,25	1.658	820,46
17/03/2019	8.592,5	1.658	841,62
18/03/2019	8.656,01	1.657	832,56
19/03/2019	9.175,44	1.658	835,34
20/03/2019	9.300,89	1.651	826,46
21/03/2019	8.930,33	1.652	862,45
22/03/2019	8.670,84	1.654	867,68
23/03/2019	8.945,51	1.658	863,44
24/03/2019	8.535,16	1.654	901,49
25/03/2019	8.547,04	1.653	924,16
26/03/2019	8.701,36	1.649	913,66
27/03/2019	8.679,36	1.650	754,72
28/03/2019	8.704,46	1.645	871,9
29/03/2019	8.579,6	1.647	846,55
30/03/2019	8.543,29	1.643	780,84
31/03/2019	8.419,43	1.634	817,8

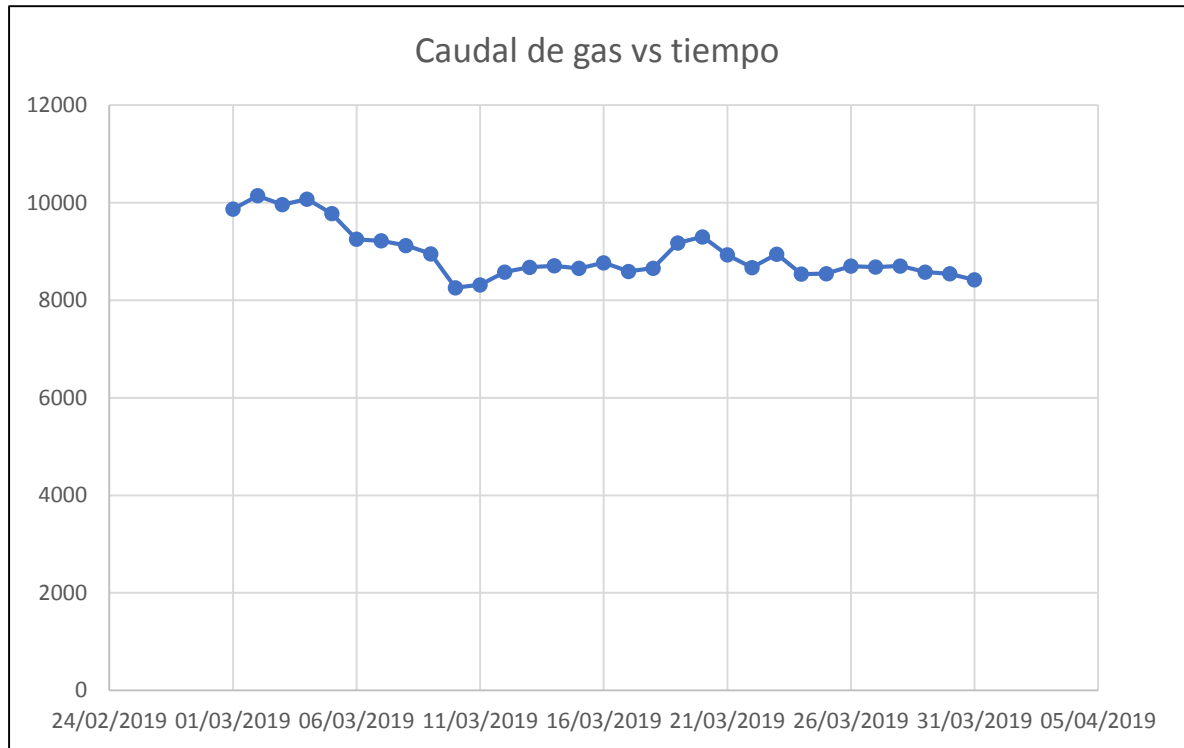
Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

De la misma manera se muestran gráficamente el comportamiento de cada una de estas variables durante el mes.

Durante el mes de marzo se puede observar que la producción de gas fue balanceada, sin que se evidenciaran grandes cambios de producción o decrecimiento de la misma, la producción se mantiene en el rango de los 8.000 a los 10.000 Mscf, lo cual es un comportamiento ideal, el mayor valor que tenemos para este mes se puede ver el segundo día del mes con un valor de 10.144,5 Mscf

y así mismo tiene uno de los valores más bajos de producción de agua para el mes (775,9 bbl), **Gráfica 31**

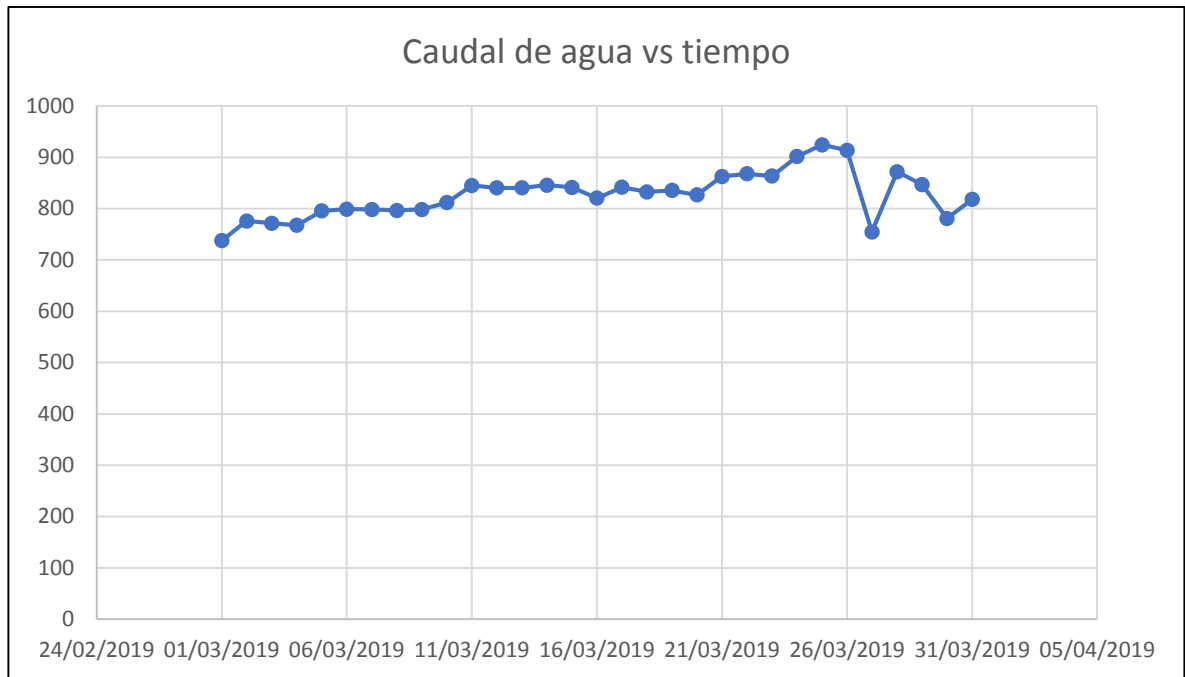
Gráfica 31. Caudal de gas vs tiempo (marzo 2019). (Pozo B4)



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

Al igual que en el mes de febrero se evidencia un comportamiento creciente de producción de agua, exceptuando por los valores de los últimos 5 días del mes, donde se puede observar una caída de producción bastante grande, algo que es conveniente para estos pozos, aunque el día 30 y 31 se ve un comportamiento ascendente de nuevo. **Gráfica 32.**

Gráfica 32 Caudal de agua vs tiempo (marzo 2019). (Pozo B4)

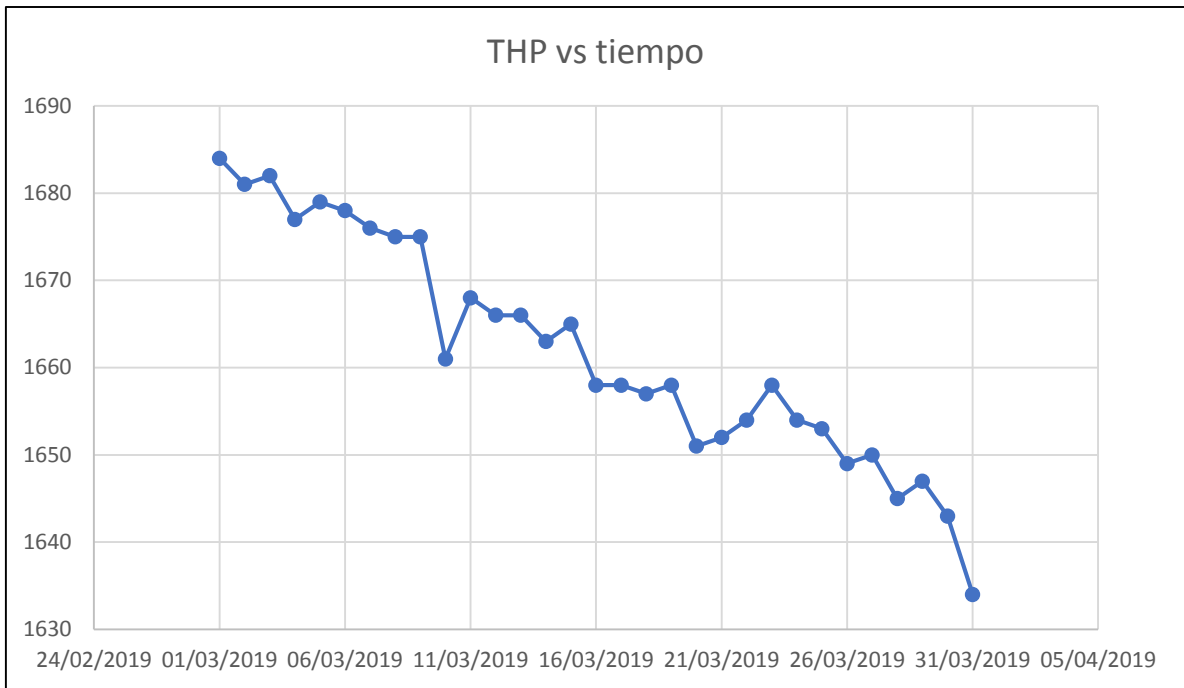


Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

Como se había mencionado anteriormente la producción de agua en el pozo B4 es bastante grande por lo que con completa seguridad será uno de los pozos a tratar con las tecnologías propuestas en el capítulo 3.

Para este mes el mayor valor de producción de agua se puede observar en el día 25 que corresponde a 924,16 bbl

Gráfica 33 Presión en cabeza de pozo vs tiempo (marzo 2019). (Pozo B4)



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

Ya que este mes no tiene presencia de algún pico de presión como en el mes de febrero, se puede observar con más detalle el comportamiento de la presión.

Para el mes de marzo se observa una caída de presión acorde a la producción que ha tenido en pozo, con un alto caudal de gas y agua, la caída de presión es más marcada que la de los demás pozos, lo que hace pensar cómo será el comportamiento de este pozo a medida que vaya disminuyendo aún más la presión en cabeza.

4.3.3. Predicción comportamiento de la producción. Para poder obtener una predicción de cómo va a ser el comportamiento del pozo se usa el software Prosper, en el cual al evaluar un comportamiento de la presión de fondo fluyente se puede determinar hasta qué punto el pozo va a tener flujo de gas y hasta que momento el pozo va a quedar completamente muerto. Para esto se plantean las características del pozo, yacimiento, presión en cabeza y caudales de gas. La demostración de cómo se elaboró la simulación como se menciona anteriormente se realiza en el Anexo 1.

Para este proceso se utilizaron como datos base los caudales y presiones correspondientes al mes de marzo, y para la evaluación de la Pwf se usan valores arbitrarios, para este caso se usaron:

- 1.000 psi
- 1.200 psi
- 1.500 psi
- 1.700 psi
- 2.000 psi
- 2.500 psi

El dato de Top Node Pressure es elegido arbitrariamente entre los valores más bajos del mes de marzo.

Para el cálculo del Water Gas Ratio se usa la relación entre el caudal producido de agua con respecto al caudal producido de gas, usando los últimos datos de caudal de agua y gas para el mes de marzo, 817,8 bbl y 8,4194 MMscf respectivamente.

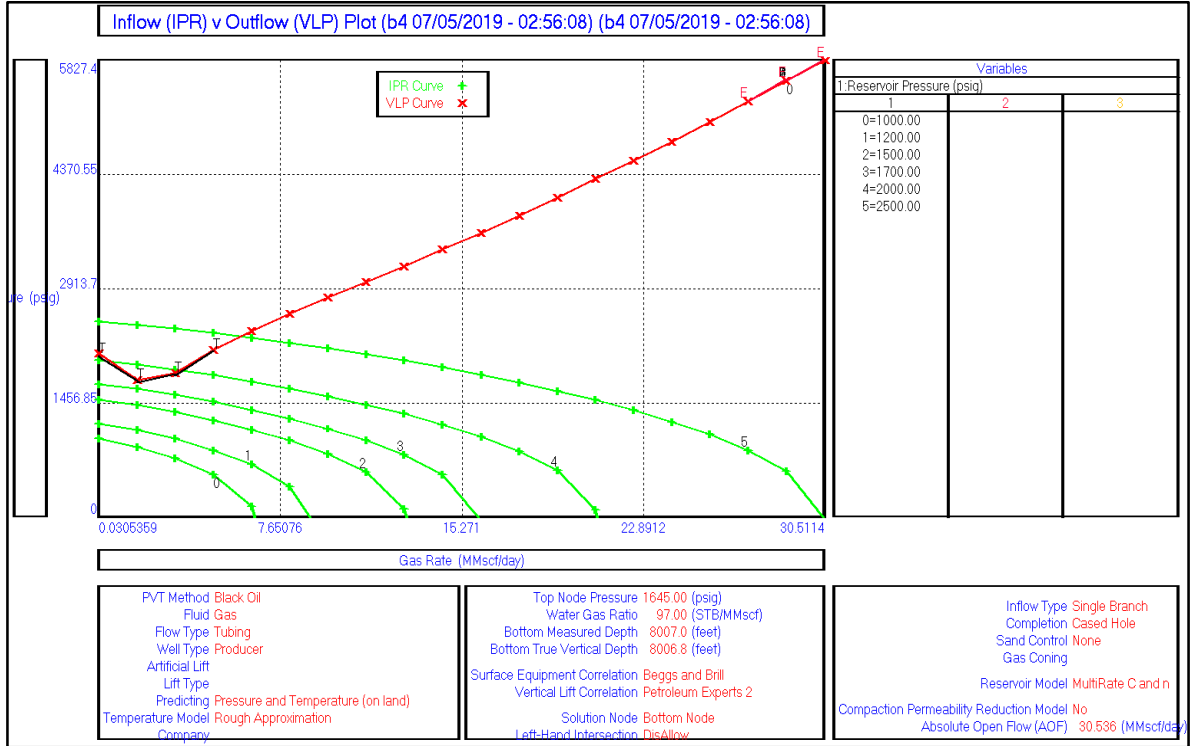
Se usan los datos estipulados anteriormente para hacer la predicción de la producción.

La variación de la IPR con respecto a cada uno de los valores estipulados de Pwf y el comportamiento de la producción en cada uno de los casos, si nos referimos al capítulo 3, se pueden determinar los casos en los que tendríamos flujo y en los que no.

Entre los 1.700 y los 2.000 psi se hace presente el flujo de gas y agua para este pozo, lo que quiere decir que a futuro si la presión en fondo disminuye hasta algún valor menor a los 1.700 dejara de fluir, al ser una presión relativamente alta hace que sea un pozo a tener en cuenta para la aplicación de las tecnologías propuestas, para poder optimizar esa presión y que el pozo pueda seguir fluyendo por más tiempo.

Igualmente, a cualquier valor por encima de los 1.700 psi el pozo fluirá, pero entre más cercano se encuentre a este valor el caudal de gas disminuirá considerablemente, esto se debe también a que este pozo es el que más aporte de agua tiene entre los 4 evaluados, **Grafica 34.**

Gráfica 34. IPR vs VLP (test variación IPR). (Pozo B4)



Fuente. elaboración propia, simulador PROSPER.

4.4 POZO B8.

El pozo B8 fue perforado entre el 29 de noviembre y el 2 de diciembre de 2016 con una profundidad de 10.985ft MD y un ángulo de inclinación total de 36,15° y se le realizo un completamiento.

4.4.1 Descripción del estado mecánico del pozo B8. La descripción del estado mecánico del pozo B3 se describe en la tabla 14

Tabla 15. Completamiento pozo B8.

	Equipment	O.D. (inch)	I.D. (inch)	From (ft)	To (ft)	Leng. (ft)
1	Altura de Mesa Rotaria Tuscany 12			0,00	30,00	30,00
2	Tubing Hanger 3-1/2" TSH Blue Box, 9.20 lbs/ft	11	2,992	30,00	19,54	0,75
3	Pup Joint 3-1/2" TSH Blue 9.20 lbs/ft.	3,5	2,992	19,54	23,04	3,50
4	Pup Joint 3-1/2" TSH Blue 9.20 lbs/ft.	3,5	2,992	23,04	33,21	10,17
5	Pup Joint 3-1/2" TSH Blue 9.20 lbs/ft.	3,5	2,992	33,21	35,32	2,11
6	Tubería 3-1/2" 533 HYD, 9.20 lbs/ft	3,5	2,992	35,32	868,13	832,81
7	Cross Over 3-1/2" 533 HYD Box x TSH Blue Pin, 9.20 lbs/ft, N-80.	3,95	2,992	868,13	870,33	2,20
8	WellStar® Tubing-Retrievable Safety Valve 3 1/2 in. 2.813 in. Seal Bore ID-Min X 5.20 in. Max OD 56.33 in. Length Equalizing Type 3 1/2-9.20 TSH Blue Box-Pin 9CR-1MO/17-4 PH, STAINLESS STEEL Matl NITRILE RUBBER O-Ring Matl 5000 psi Pressure Rating Std Service API 14A 438 psi Closing Pressure 78LXE28075-P.	5,2	2,813	870,33	875,13	4,80
9	Cross Over 3-1/2" 533 HYD Box x TSH Blue Pin 9.20 lbs/ft, N-80.	3,95	2,992	875,13	877,24	2,11
10	Tubería por Parada 3-1/2" 533 HYD, 9.20 lbs/ft	3,5	2,992	877,24	7.619,97	6.742,73
11	Tubería 3-1/2" 533 HYD, 9.20 lbs/ft, Marca RadioActiva.	3,5	2,992	7.619,97	7.679,61	59,64
12	Cross Over 3-1/2" 533 HYD Box x TSH Blue Pin, 9.20 lbs/ft, N-80.	3,95	2,992	7.679,61	7.681,77	2,16
13	Halliburton® Durasleeve® Sliding Side-Door® Circulating and Production Device 3.500 in. 2.750 in. Seal Bore ID-Min X 41XX Low Alloy Steel Matl 41XX Low Alloy Steel Closing Sleeve Matl 4.500 in. Max OD 52.61 in. Length 3 1/2-9.20 VAMTOP. Connection H2S Service 621XD27524.	4,5	2,75	7.681,77	7.686,37	4,60
14	Cross Over 3-1/2" TSH BLUE Box x 533 HYD Pin 9.20 lbs/ft, N-80.	3,95	2,992	7.686,37	7.688,47	2,10
15	Tubería 3-1/2" 533 HYD, 9.20 lbs/ft	3,5	2,992	7.688,47	7.718,31	29,84
16	Cross Over 3-1/2" 533 HYD Box x TSH Blue Pin, 9.20 lbs/ft, N-80.	3,95	2,992	7.718,31	7.720,44	2,13

Tabla 14. (Continuación)

	Equipment	O.D (inch)	I.D (inch)	From (ft)	To (ft)	Leng (ft)
17	PHL Hydraulic-Set Perma-Lach® Retrievable Packer 7 in. 23-29 lb/ft Weight Range 3-1/2", 9.20 TSH Blue Box @ TSH Blue Box Pin 2.885 in. Min ID 5.980 in. Max OD 68.23 in. Length 41XX Low Alloy Steel Matl 80000 psi Min Yield NITRILE.	6	2,885	7.720,44	7.726,21	5,77
18	Cross Over 3-1/2" Vam Top Box x TSH Blue Pin	4	2,992	7.726,21	7.727,46	1,25
19	Pup Joint 3-1/2" TSH Blue, 9.20 lbs/ft, N-80	3,5	2,992	7.727,46	7.737,64	10,18
20	Tubo 3-1/2" TSH Blue, 9.20 lbs/ft, N-80	3,5	2,992	7.737,64	7.800,14	62,50
21	Otis® Landing Nipples with Bottom No-Go Type XN® or RN® or RNT® XN 2.750 in. 3.973 in. Max OD 2.635 in. Min No-Go ID 17.63 in. Length Blank 9Cr-1Mo Matl 80000 psi Min Yield H2S/CO2 Service 11XN27560-A, 100008346. (3755925).	3,96	2,635	7.800,14	7.801,98	1,84
22	Pup Joint 3-1/2" EUE, 9.30 lbs/ft, N-80.	4,5	2,992	7.801,98	7.822,33	20,35
23	Cross Over 3-1/2" EUE Box x 2-7/8 EUE Pin N-80.	4,4	2,441	7.822,33	7.823,16	0,83
24	Tubing, 2-7/8" 6.4# 8RD, N-80	3,063	1,992	7.823,16	7.833,26	10,10
25	Fill Disk 2-7/8" EUE	3,66	2,44	7.833,26	7.833,95	0,69
26	Tubing 2-7/8" 6.4# 8RD, N-80	3,063	1,995	7.833,95	7.844,05	10,10
27	Cross Over 2-7/8" Eue Box x 2-3/8" Eue Pin	3,5	1,99	7.844,05	7.844,46	0,41
28	Tubing Release 3.38 OD 1.9ID	3,38	1,99	7.844,46	7.846,03	1,57
29	Tubing, 2-3/8" 4.70# 8RD, N80	3,063	1,995	7.846,03	7.871,68	25,65
30	Mech F.H. 3-3/8" Mod-II	3,375		7.871,68	7.876,68	5,00
31	Safety Gun Spacer	4,625		7.876,68	7.892,00	15,32
32	Depth Ref: 7892 ft Distance to Top of the Tool: 0.00 ft, Perforating Gun (Intervalos 7892 - 7906)	4,625		7.892,00	7.906,00	14,00
33	Gun Spacer	4,625		7.906,00	8.213,00	307,00
34	Perforating Gun	4,625		8.213,00	8.372,00	159,00
35	TDF 3-3/8	3,38		8.372,00	8.375,91	3,91
36	Ported Bull Plug	3,67		8.375,91	8.376,46	0,55

Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY, estado mecánico pozo B8.

Tomando en cuenta los datos del historial de producción suministrado por la empresa Canacol Energy se muestran tres etapas de la producción del pozo B8 las cuales son:

- Comportamiento de la producción durante el mes de febrero del 2019,
- Comportamiento del último dato registrado en marzo de 2019.
- Predicción del comportamiento de la producción a medida que va disminuyendo la presión en fondo.

Tabla 16. Intervalos cañoneados del pozo B8.

Perforations Data							OPEN	ISOLATED		
Formation	Unit	Intervals			Thickness	SPF	Gun Type	Technique	Date	Remarks
CIENAGA DE ORO		7892	To	7906	14	5	4 5/8" MAXFORCE - TCP Guns	TCP	17-dic-16	Open
CIENAGA DE ORO		7920	To	7953	33	5	4 5/8" MAXFORCE - TCP Guns	TCP	17-dic-16	Open
CIENAGA DE ORO		7978	To	7993	15	5	4 5/8" MAXFORCE - TCP Guns	TCP	17-dic-16	Open
CIENAGA DE ORO		8004	To	8015	11	5	4 5/8" MAXFORCE - TCP Guns	TCP	17-dic-16	Open
CIENAGA DE ORO		8021	To	8027	6	5	4 5/8" MAXFORCE - TCP Guns	TCP	17-dic-16	Open
CIENAGA DE ORO		8058	To	8066	8	5	4 5/8" MAXFORCE - TCP Guns	TCP	17-dic-16	Open
CIENAGA DE ORO		8072	To	8077	5	5	4 5/8" MAXFORCE - TCP Guns	TCP	17-dic-16	Open
CIENAGA DE ORO		8119	To	8124	5	5	4 5/8" MAXFORCE - TCP Guns	TCP	17-dic-16	Open
CIENAGA DE ORO		8142	To	8160	18	5	4 5/8" MAXFORCE - TCP Guns	TCP	17-dic-16	Open
CIENAGA DE ORO		8227	To	8248	21	5	4 5/8" MAXFORCE - TCP Guns	TCP	17-dic-16	Open
CIENAGA DE ORO		8283	To	8302	19	5	4 5/8" MAXFORCE - TCP Guns	TCP	17-dic-16	Open
CIENAGA DE ORO		8354	To	8372	18	5	4 5/8" MAXFORCE - TCP Guns	TCP	17-dic-16	Open
TOTAL INTERVALOS	173									

Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY, estado mecánico pozo B8.

4.4.2 Análisis del historial de producción del pozo B8. A partir de los valores estipulados de caudal de gas (Mscf/d) y la presión en cabeza de pozo (psi) para cada uno de los días del mes de febrero, Se puede detallar que la producción de gas para este mes tiene un valor promedio de 16.888,6675 Mscf/d, este pozo no presenta producción de agua en ningún mes, **Tabla 16.**

17. Historial de producción pozo B8 febrero 2019

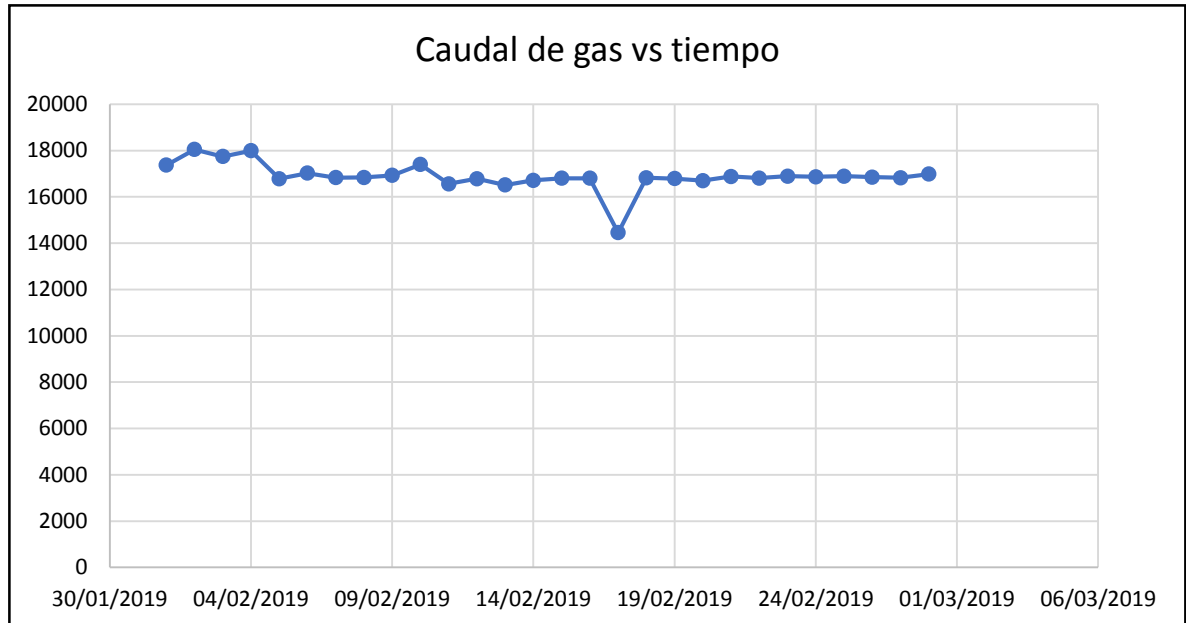
Date	GAS Mscf/d	THP psi
1/02/2019	17.368,6	1.549
2/02/2019	18.046,41	1.521
3/02/2019	17.739,61	1.548
4/02/2019	17.990	1.517
5/02/2019	16.782	1.581
6/02/2019	17.021	1.561
7/02/2019	16.832	1.566
8/02/2019	16.838	1.567
9/02/2019	16.931	1.561
10/02/2019	17.395	1.576
11/02/2019	16.560,1	1.589
12/02/2019	16.780,1	1.582
13/02/2019	16.510,1	1.582
14/02/2019	16.711,3	1.579
15/02/2019	16.799,9	1.583
16/02/2019	16.800,3	1.587
17/02/2019	14.454,73	1.592
18/02/2019	16.827,26	1.584
19/02/2019	16.792,42	1.587
20/02/2019	16.698,35	1.579
21/02/2019	16.879,65	1.577
22/02/2019	16.806,68	1.577
23/02/2019	16.895,84	1.584
24/02/2019	16.868,25	1.593
25/02/2019	16.895,75	1.588
26/02/2019	16.850,25	1.591
27/02/2019	16.825,86	1.582
28/02/2019	16.982,23	1.579

Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

De la misma manera se muestran gráficamente el comportamiento de cada una de estas variables durante el mes.

La producción de gas tiene un valor casi constante manteniéndose entre los 16.000 y los 18.000 psi, exceptuando el valor el día 17 que disminuye increíblemente frente a los otros.

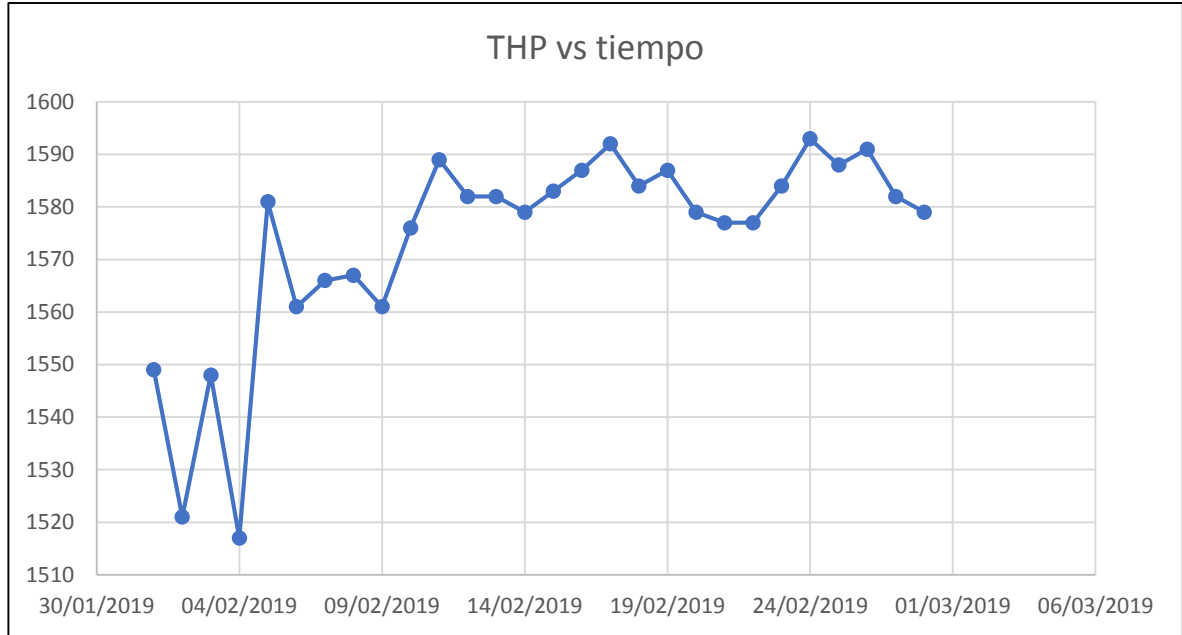
Gráfica 35. Caudal de gas vs tiempo (febrero 2019). (Pozo B4)



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

En este pozo se observa una variación en la presión de cabeza bastante fuerte entre varios puntos, a pesar de que se puede ver un comportamiento decreciente, al tener tanta variación entre cada una de las presiones, más que todo en los primeros datos, es difícil asimilar como es el comportamiento de la presión de este pozo con respecto a la producción de gas que tiene, **Gráfica 36**.

Gráfica 36 Presión en cabeza de pozo vs tiempo (febrero 2019) (Pozo B4)



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

Como se mencionó anteriormente este pozo no tienen registro de producción de agua en ninguna fecha anterior al mes de febrero, lo cual no lo hace un candidato al desarrollo de tecnologías a pesar de su variación de presión.

A partir de los valores estipulados de caudal de gas (Mscf/d) y la presión en cabeza de pozo (psi) para cada uno de los días del mes de marzo, Se puede detallar que la producción de gas para este mes tiene un valor promedio de 14.183,5571 Mscf/d, este pozo no presenta producción de agua en ningún mes, **Tabla 17**.

Tabla 18 Historial de producción pozo B8 marzo 2019

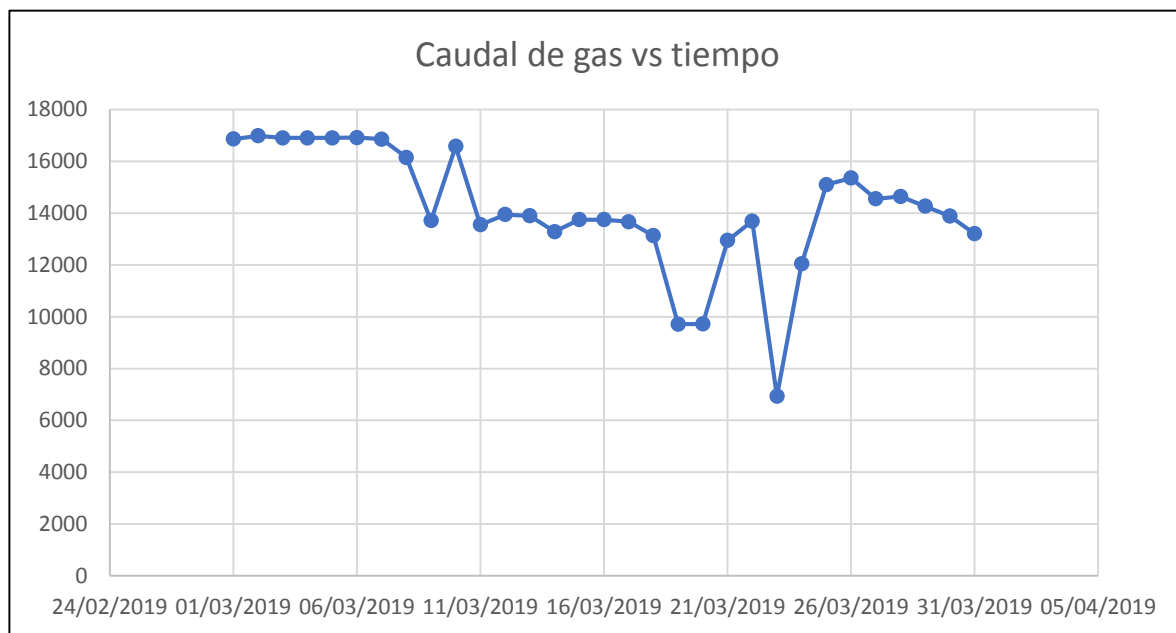
Date	GAS Mscf/d	THP psi
1/03/2019	16.856,24	1.578
2/03/2019	16.978,22	1.569
3/03/2019	16.899,1	1.572
4/03/2019	16.898,1	1.565
5/03/2019	16.900	1.574
6/03/2019	16.912,3	1.580
7/03/2019	16.850	1.559
8/03/2019	16.150	1.549
9/03/2019	13.710	1.628
10/03/2019	16.571,7	1.662
11/03/2019	13.549,59	1.587
12/03/2019	13.940,61	1.569
13/03/2019	13.896,24	1.585
14/03/2019	13.280,42	1.576
15/03/2019	13.745,34	1.554
16/03/2019	13.743,91	1.540
17/03/2019	13.662,81	1.545
18/03/2019	13.125,95	1.607
19/03/2019	9.711	1.796
20/03/2019	9.721	1.741
21/03/2019	12.945	1.643
22/03/2019	13.690	1.626
23/03/2019	6.931	1.874
24/03/2019	12.043,1	1.652
25/03/2019	15.095	1.558
26/03/2019	15.349	1.549
27/03/2019	14.550	1.595
28/03/2019	14.640	1.592
29/03/2019	14.261,15	1.598
30/03/2019	13.882,3	1.622
31/03/2019	13.201,19	1.623

Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

De la misma manera se muestran gráficamente el comportamiento de cada una de estas variables durante el mes.

Durante el mes de febrero se puede observar una fuerte caída de producción de gas en varios puntos, a pesar de esto el yacimiento tiene un aporte de gas significativo manteniendo valores entre los 14.000 y los 17.000 Mscf, se puede resaltar el valor del día 23 el cual es el más bajo llegando a los 6.931 Mscf y en el cual tenemos un aumento en la presión hasta los 1.874 psi, punto en el cual se tiene una pequeña restauración en la presión del yacimiento, **Grafica 37**.

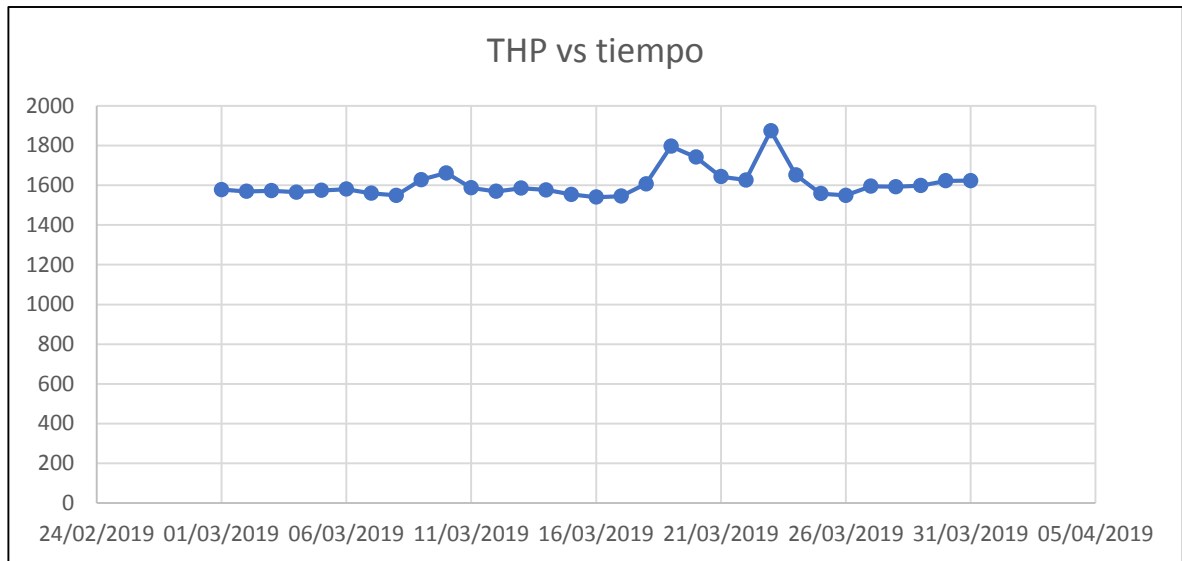
Gráfica 37 Caudal de gas vs tiempo (marzo 2019) (Pozo B4)



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

En cuanto a la variación de la presión en cabeza, tiene un comportamiento relativamente estable exceptuando el valor del día 23 que como se había mencionado anteriormente es el más alto llegando a los 1.874 psi logrando tener una pequeña restauración, a pesar de esto los datos siguientes a esta fecha se comportan de la misma manera que los de comienzo de mes, **Grafica 38**.

Gráfica 38. Presión en cabeza de pozo vs tiempo (marzo 2019) (Pozo B4)



Fuente: elaboración propia, con base en: CANACOL ENERGY.

En el mes de marzo tampoco se presenta producción de agua en este pozo, lo que quiere decir que a la última fecha registrada en los datos del historial de producción no llega a tener problema de producción de agua, lo cual hace que este pozo no sea apto para la optimización-

4.4.3. Predicción comportamiento de la producción. Para poder obtener una predicción de cómo va a ser el comportamiento del pozo se usa el software Prosper, en el cual al evaluar un comportamiento de la presión de fondo fluyente podemos determinar hasta qué punto el pozo va a tener flujo de gas y hasta que momento el pozo va a quedar completamente muerto. Para esto se plantean las características del pozo, yacimiento, presión en cabeza y caudales de gas.

La demostración de cómo se elaboró la simulación como se menciona anteriormente se realiza en el Anexo 1.

Para este proceso su utilizaron como datos base los caudales y presiones correspondientes al mes de marzo, y para la evaluación de la Pwf se usan valores arbitrarios, para este caso se usaron:

- 1.000 psi
- 1.200 psi
- 1.500 psi
- 1.700 psi
- 2.000 psi
- 2.500 psi

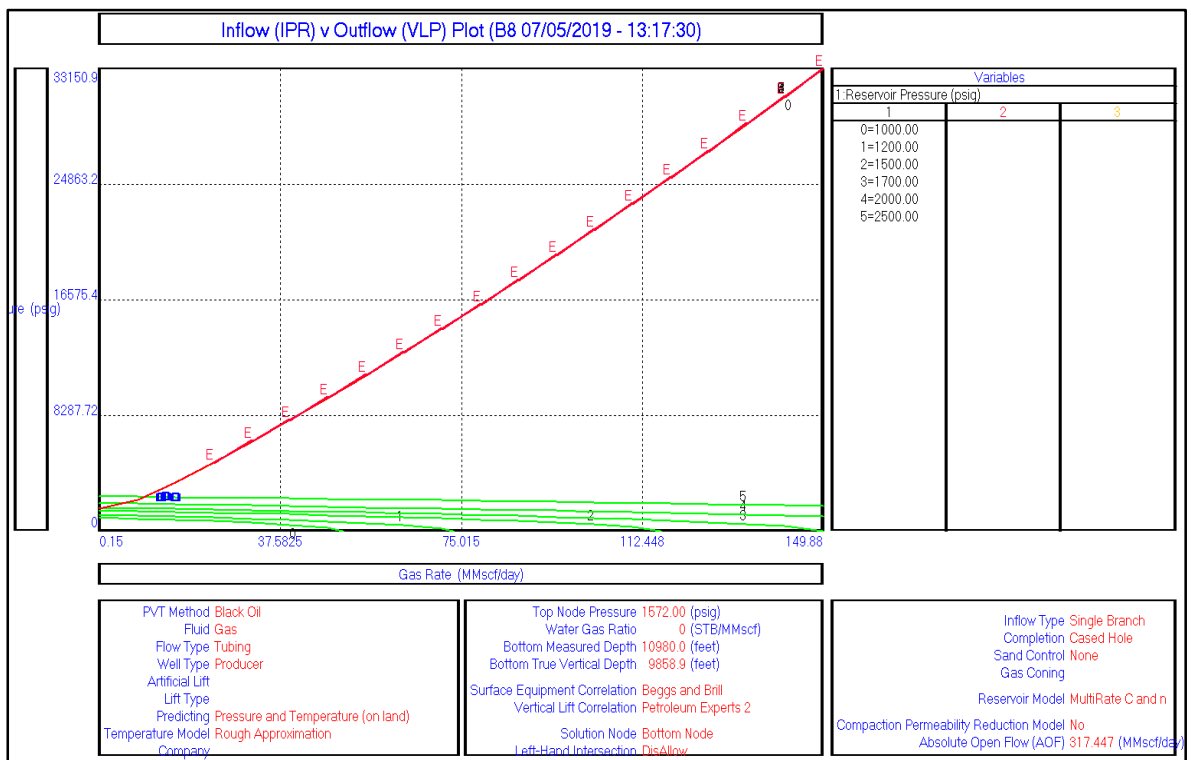
El dato de Top Node Pressure mostrado en la figura es elegido arbitrariamente entre los valores más bajos del mes de marzo.

En este caso no se hace cálculo del Water Gas Ratio ya que no hay presencia de agua en el pozo en ningún momento, por lo cual este valor queda como 0.

Se usan los datos estipulados anteriormente para hacer la predicción de la producción.

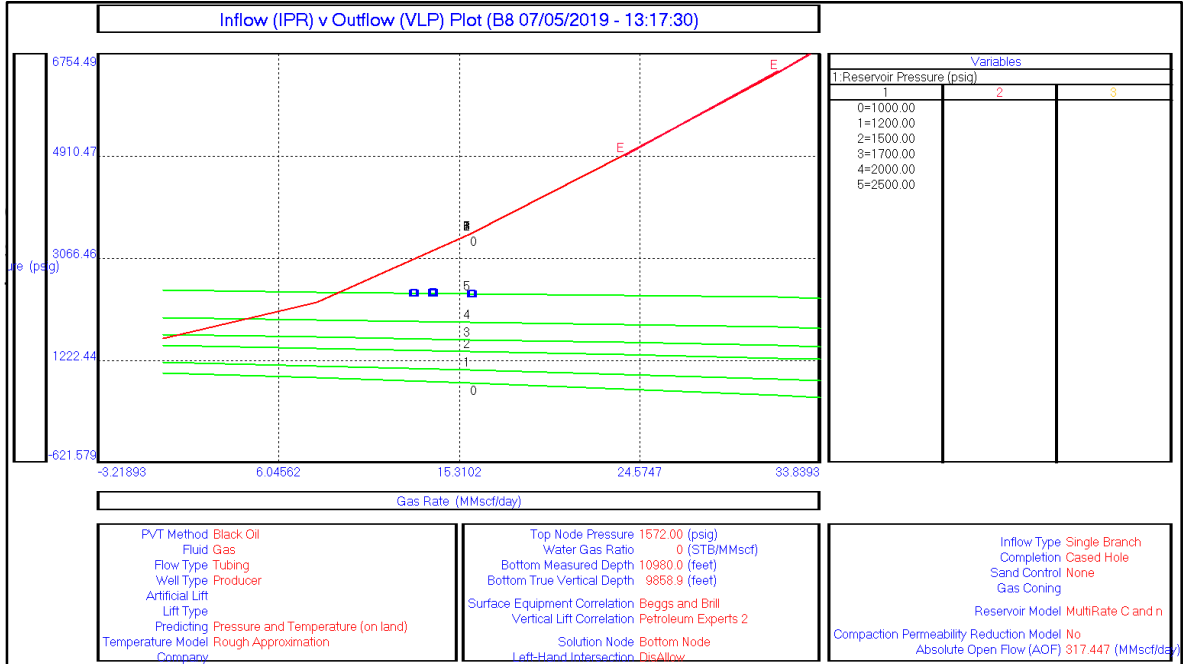
Entre los 1.650 y los 2.000 psi se hace presente el flujo de gas para este pozo, lo que quiere decir que a futuro si la presión en fondo disminuye hasta algún valor menos a los 1.650 dejara de fluir, **Grafica 39, Grafica 40.**

Gráfica 39 IPR vs VLP (test variación IPR) (Pozo B4)



Fuente: elaboración propia, simulador PROSPER.

Gráfica 40 Zoom IPR vs VLP (test variación IPR) (Pozo B4)



Fuente: elaboración propia, simulador PROSPER.

Se puede determinar mediante esta predicción que el pozo en un momento no tan cercano tendrá deficiencia de flujo, a pesar de que no tiene problemas con agua hasta la fecha.

A pesar de los resultados obtenidos mediante la predicción este pozo no tiene las condiciones necesarias para el desarrollo de tecnologías planteadas, debido a que no hay presencia de agua en ningún momento del historial de producción, y que así disminuya la presión en fondo el agua tampoco logra llegar a las paredes del pozo.

5. SIMULACIÓN DE LOS EFECTOS DE LA APLICACIÓN DE SARTAS DE VELOCIDAD E INYECCIÓN DE QUÍMICOS EN POZOS DE ESTUDIO

En la selección de pozos que se realizó, se tuvieron en cuenta los escenarios de simulación propuestos como lo son la evaluación de optimización de la producción mediante la aplicación de sartas de velocidad y la aplicación de agentes espumantes.

5.1 INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS PARA LA EVALUACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS APLICABLES.

Mediante la demostración de los cálculos hechos por el simulador de las curvas IPR, los cálculos hechos para la selección de diámetro y WGR, se tiene la siguiente información la cual explica con claridad cada factor mencionado.

5.1.1 Desarrollo del cálculo para la curva IPR en el simulador Prosper. Para la simulación de la curva de IPR en Prosper, se selecciona el modelo de multitasa C y n con un máximo 10 datos de tasa de flujo de gas y 10 datos de presión de fondo que correspondan respectivamente entre sí, teniendo en cuenta los datos generales como la presión, la temperatura de yacimiento y el WGR.

El modelo de multitasa C y n es una prueba de potencial para la producción en pozos de gas donde se demuestra cómo va a ser el comportamiento de la producción con respecto a los registros de presión en yacimiento y en fondo fluyendo.

Mediante la siguiente ecuación, el simulador grafica el comportamiento de la producción con los datos suministrados.

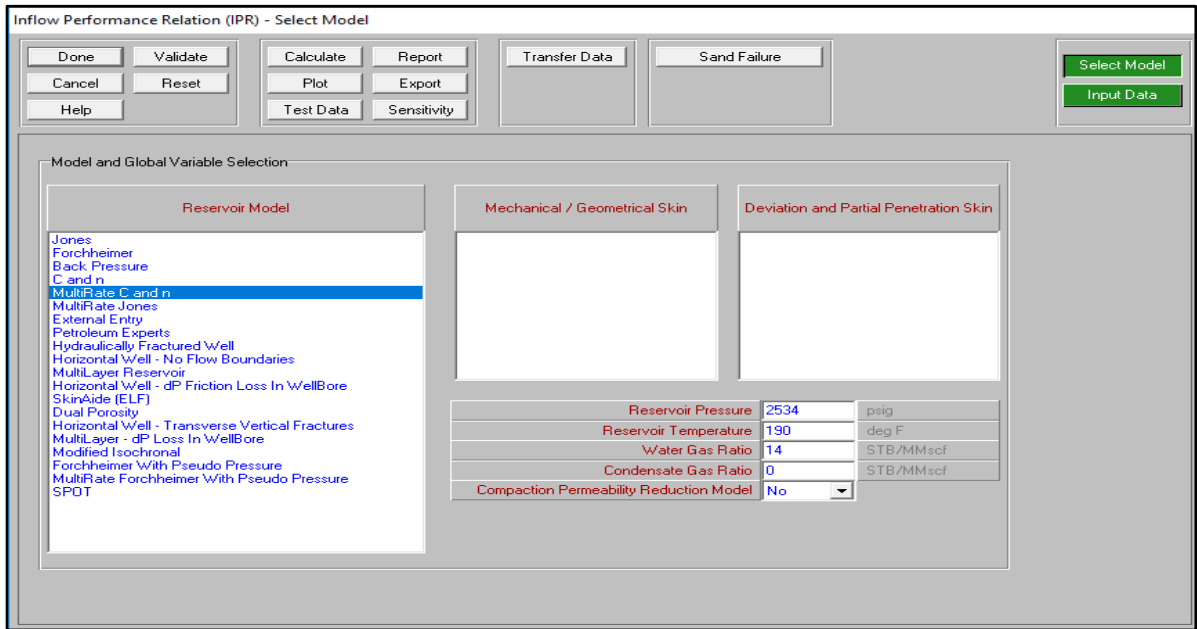
Ecuación 8. Calculo de IPR

$$Q = C(P_R^2 - P_{wf}^2)^n$$

Se encuentra que el simulador nos da los valores de C y n además del absolute open Flow (AOF) que es el mayor registro de caudal que puede llegar a producir el pozo de acuerdo a los datos suministrados.

Los datos registrados a nivel de reservorio y el cálculo que se realiza mediante los valores de caudal y presión que se han seleccionado previamente, dan finalmente el comportamiento de la curva IPR

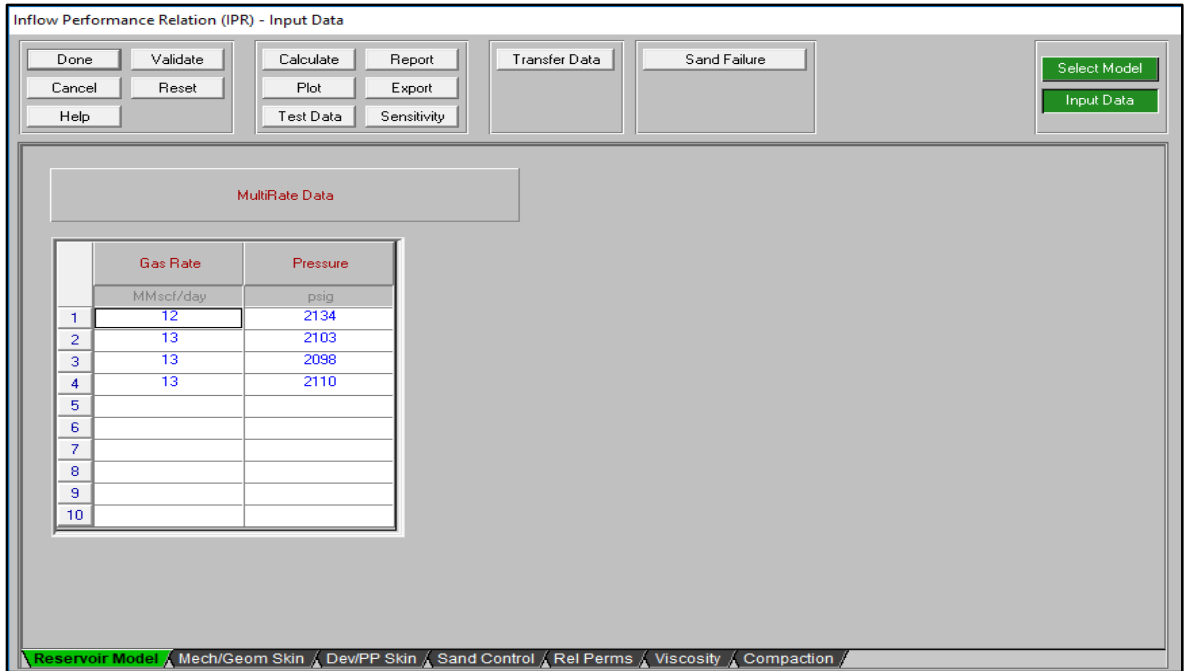
Figura 18 Selección del modelo de IPR



Fuente: elaboración propia, simulador PROSPER.

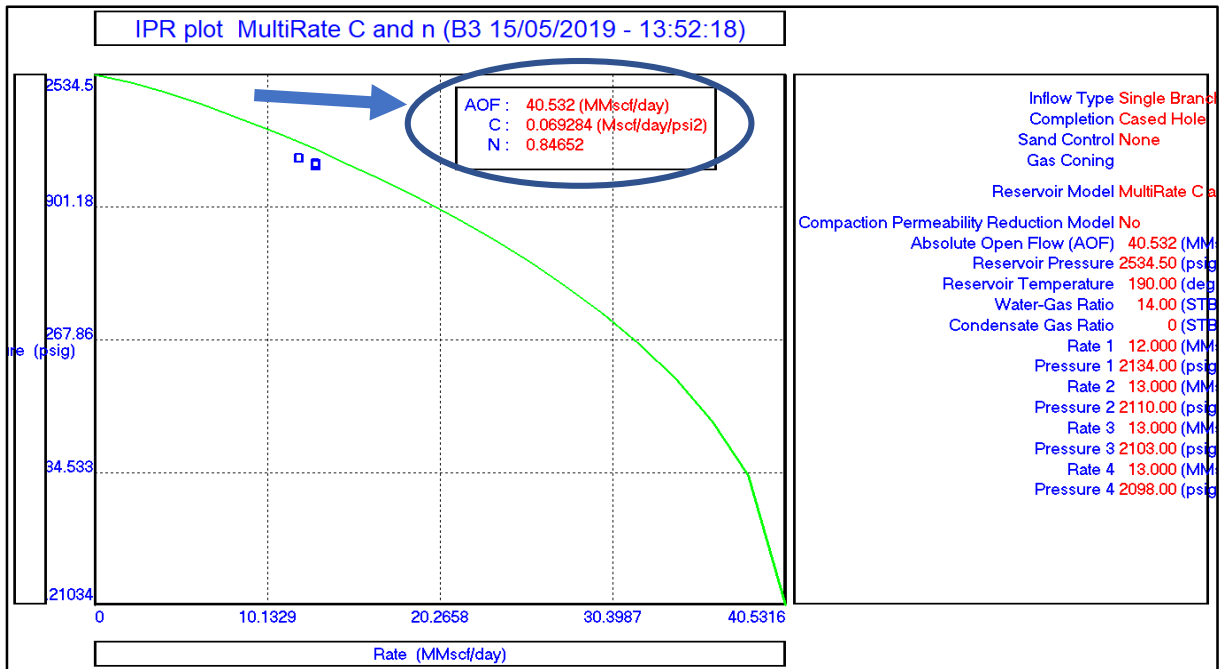
Los datos de presión que se muestran en la siguiente figura ya tienen en cuenta factores como el dP de gravedad y el dP de fricción que se genera entre los fluidos y la tubería de producción, lo que se entiende como las pérdidas que genera el sistema, desde fondo a superficie.

Figura 19 Selección de datos para la obtención de IPR



Fuente: elaboración propia, simulador PROSPER.

Gráfica 41 Comportamiento de la IPR



Fuente: elaboración propia, simulador PROSPER.

Los valores de C y n son calculados en el plot automáticamente. Si la presión de yacimiento es menor que el mayor valor de BHP de los puntos de prueba, Prosper calculara automáticamente la presión de yacimiento.

Los valores de C y n son determinados mediante el plot de Q vs $(P_R^2 - P_{wf}^2)$ en escala log-log. N es el inverso de la pendiente y varía entre 1 para flujo laminar y 0.5 para flujo turbulento.

Los datos seleccionados corresponden a los que tienen un comportamiento de tendencia con respecto a la presión, en conjunto con el gasto que tienen dependiendo de la fricción ejercida por la tubería y la gravedad que se ejerce sobre los fluidos que van subiendo a superficie, datos que el simulador aporta al realizar la simulación.

5.1.2 Desarrollo del cálculo para el diámetro equivalente. Para el cálculo del diámetro equivalente que se encuentra presente entre la sarta y el tubing se realiza el siguiente proceso.

Primero se deben tener en cuenta los valores de las sarta que se tendrán en cuenta para el desarrollo del análisis en el simulador, como se menciona anteriormente las sarta de velocidad elegidas para el proceso de simulación son:

- 0.875 in
- 1 in
- 1.25 in
- 1.5 in

Aquí también se deberá hacer el procedimiento para calcula el área interna del tubing a partir de su diámetro interno que para este caso es de 2.992 in.

Una vez elegidos los diámetros de las sarta se deberán calcular los radios de cada uno de esto con el uso de la formula.

Ecuación 10 Cálculo del radio de tubería

$$\text{radio} = \frac{\text{diametro}}{2}$$

Al momento de aplicar la formula se obtienen los siguientes resultados.

- Para el diámetro de 0,875 in

$$\frac{0,875 \text{ in}}{2} = 0,4375 \text{ in}$$

- Para el diámetro de 1 in

$$\frac{1 \text{ in}}{2} = 0,5 \text{ in}$$

- Para el diámetro de 1,25 in

$$\frac{1,25 \text{ in}}{2} = 0,625 \text{ in}$$

- Para el diámetro de 1,5 in

$$\frac{1,5 \text{ in}}{2} = 0,75 \text{ in}$$

- Para el diámetro interno del tubing

$$\frac{2,992 \text{ in}}{2} = 1,496 \text{ in}$$

Siguiente al cálculo de los radios de cada una de las sarta de velocidad, utilizamos estos valores para calcular el área correspondiente a cada uno de estos diámetros con la formula.

Ecuación 11 Ecuación área de la sarta de velocidad

$$\boxed{\text{Area de la sarta} = \pi r^2}$$

Al momento de aplicar la formula se obtienen los siguientes resultados.

- Para el diámetro de 0,875 in

$$\pi * 0,4375 \text{ in}^2 = 0,6013 \text{ in}^2$$

- Para el diámetro de 1 in

$$\pi * 0,5 \text{ in}^2 = 0,7854 \text{ in}^2$$

- Para el diámetro de 1,25 in

$$\pi * 0,625 \text{ in}^2 = 1,2271 \text{ in}^2$$

- Para el diámetro de 1,5 in

$$\pi * 0,75 \text{ in}^2 = 1,7671 \text{ in}^2$$

- Para el diámetro interno del tubing

$$\pi * 1496 \text{ in}^2 = 7,0309 \text{ in}^2$$

Una vez calculado as áreas de cada una de las posibles sarta de velocidad y el área interna dl tubing se hace una relación entre ellas obteniendo los siguientes resultados.

- Área resultante para el diámetro de 0,875 in

$$7,0309 \text{ in}^2 - 0,6013 \text{ in}^2 = 6,4296 \text{ in}^2$$

- Área resultante para el diámetro de 1 in

$$7,0309 \text{ in}^2 - 0,7854 \text{ in}^2 = 6,2455 \text{ in}^2$$

- Área resultante para el diámetro de 1,25 in

$$7,0309 \text{ in}^2 - 1,2271 \text{ in}^2 = 5,8038 \text{ in}^2$$

- Área resultante para el diámetro de 1,5

$$7,0309 \text{ in}^2 - 1,7671 \text{ in}^2 = 5,2638 \text{ in}^2$$

Ya calculadas las áreas resultantes de cada una de las sartas y el tubing, se debe calcular el radio que tienen cada una de ellas, esto se logra usando la formula

$$\text{radio} = \sqrt{\frac{\text{Area equivalente}}{\pi}}$$

Al momento de aplicar la formula se obtienen los siguientes resultados.

- Para el diámetro de 0,875

$$\sqrt{\frac{6,4296 \text{ in}^2}{\pi}} = 1,430 \text{ in}$$

- Para el diámetro de 1

$$\sqrt{\frac{6,2455 \text{ in}^2}{\pi}} = 1,409 \text{ in}$$

- Para el diámetro de 1,25

$$\sqrt{\frac{5,8038 \text{ in}^2}{\pi}} = 1,385 \text{ in}$$

- Para el diámetro de 1,5

$$\sqrt{\frac{5,2638 \text{ in}^2}{\pi}} = 1,239 \text{ in}$$

Una vez calculados cada uno de los radios ya se pueden obtener los datos de diámetro usando la formula.

$$\text{Diámetro equivalente} = 2 * \text{radio equivalente}$$

Al aplicar la formula obtenemos los siguientes resultados.

- Para el diámetro de 0,875

$$2 * 1,430 \text{ in} = 2,860 \text{ in}$$

- Para el diámetro de 1

$$2 * 1,409 \text{ in} = 2,818 \text{ in}$$

- Para el diámetro de 1,25

$$2 * 1,358 \text{ in} = 2,716 \text{ in}$$

- Para el diámetro de 1,5

$$2 * 1,293 \text{ in} = 2,586 \text{ in}$$

Tabla 19 Diámetros equivalentes sartas de velocidad.

DI (pulg)	R (pulg)	A1 (pulg)	A RESULTANTE	Radio	Diámetro equivalente
2,99	1,495	7,02			
0,875	0,4375	0,6013	6,42	1,430	2,859
1	0,5	0,7854	6,24	1,409	2,818
1,25	0,625	1,2271	5,79	1,358	2,716
1,5	0,75	1,7671	5,25	1,293	2,586

Fuente: elaboración propia.

5.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA EL POZO B3

Mediante el simulador Prosper, se proponen varios escenarios para la optimización de la producción de gas en los pozos seleccionados anteriormente, con el fin de evaluar a las herramientas propuestas en este trabajo que puedan evitar el problema de la carga de líquidos en fondo de pozo. Uno de estos escenarios se representa en el simulador como la variación del diámetro de las tuberías que pueden llegar a optimizar la producción de gas y mitigar el daño que puede causar una alta tasa de producción de agua.

Otro escenario propuesto es la inyección de agentes espumantes para reducir la movilidad del agua con respecto a la del gas y que este pueda fluir de mejor manera

a superficie con el fin de evitar que el agua interfiera con la producción de gas generando una carga de líquidos en fondo, hasta la muerte del pozo.

5.2.1 Análisis de simulación del diámetro de sargas de velocidad para el pozo B3. Se realiza la variación de los diámetros de sarga de velocidad que genera la optimización de la producción del pozo y disminuye el riesgo de que los líquidos de producción se acumulen en el fondo del pozo.

Los diámetros en pulgadas de sarga seleccionados para la simulación fueron 0,875, 1, 1,25, 1,5. Que corresponden respectivamente a un diámetro equivalente en pulgadas que es el espacio anular entre la tubería de producción y el casing.

- 2,859 in
- 2,818 in
- 2,716 in
- 2,586 in

Tabla 20 Variación de los diámetros de sargas de velocidad.

∅ (pulg)	Qg (MMscf/D)	Qw (STB/D)	Pwf (Psi)	Pwh (Psi)	Twh (F)	dP Fricción (Psi)	dP Gravedad (Psi)
0,875	10,087	141,2	2.274.31	1.653	122.16	269.67	351.36
1	9,852	137,9	2.281.75	1.653	121.99	276.57	351.96
1,25	9,250	129,5	2.300.80	1.653	121.55	293.38	353.38
1,5	8,491	118,9	2.324.69	1.653	120.99	315.80	354.99

Fuente. Elaboración propia, Excel 2019.

Para el valor de 0,875 in correspondiente a un diámetro equivalente de 2,859 in el comportamiento de la gráfica se identifica como el valor más alto de la tasa de flujo de gas de 10 MMscf/d y una presión menor a los demás diámetros de 2.270 psi aproximadamente, Grafica 42. Lo que indica que el pozo necesita menos energía para llevar los fluidos a superficie y va a generar mayor eficiencia en la producción.

El comportamiento de la IPR con respecto al VLP nos ayuda a determinar que opciones son las mas eficientes para la producción del gas y evitar la carga de líquidos en fondo de pozo, como se muestra en la figura, todos los diametros pueden producir por debajo de la presion de fondo pero los mayores diametros necesitan de mas energia para producir estos fluidos, debido a que a mayor diametro mayor presión se va a necesitar para que la tasa de flujo esté en un nivel óptimo de producción

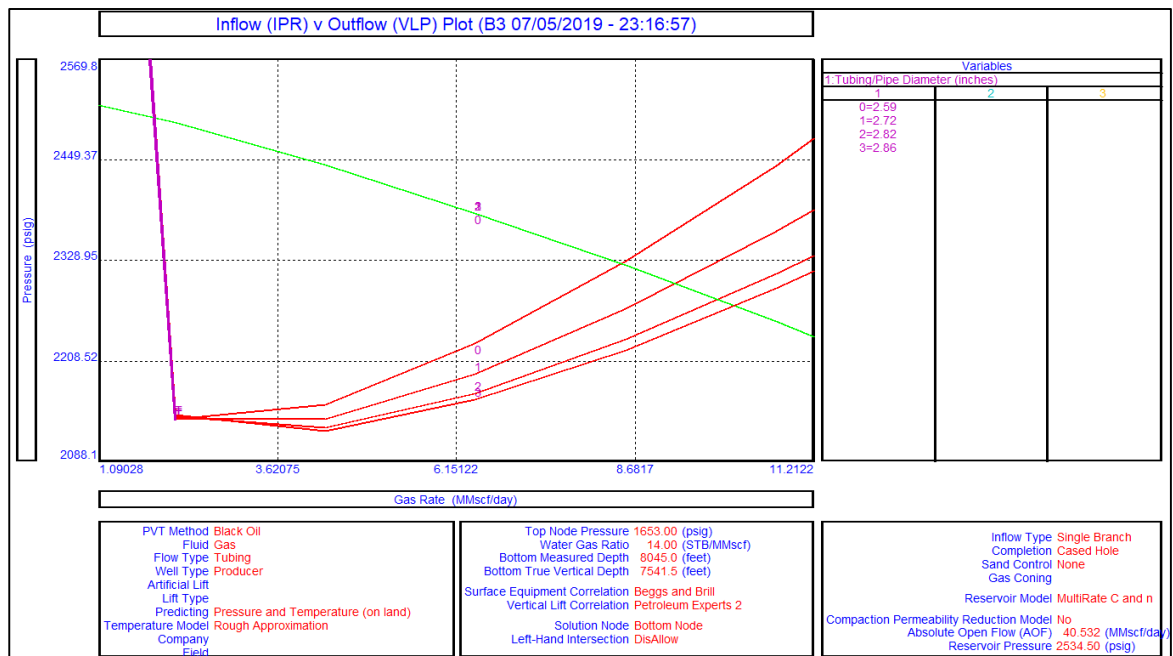
Para el diámetro equivalente de 2,818 in correspondiente al valor de 1 in del diámetro de la tubería, se muestran valores de caudal de gas de 9,8 MMscf/d con

una presión de 2.280 psi, mayor a la del primer dato de diámetro, lo que indica que la tubería con este diámetro necesita más presión para fluir con una tasa menor a la del primer diámetro, lo que genera menos eficiencia y más gasto de energía. Los dos primeros valores se muestran muy unidos con respecto a la tasa de flujo de gas y la presión necesaria para producir.

El diámetro equivalente de 2,716 in que en la gráfica se muestra como la curva 1 de VLP que corresponde al valor de 1,25 in del diámetro de la sarta, se observa que el comportamiento de este diámetro de tubería es menos efectivo que los dos primeros debido a que la intersección con la IPR muestra los valores de 9,2 MMscf/d y 2.300 psi, lo que indica una mayor presión de fondo para llevar los fluidos a superficie y una menor tasa de flujo para la producción de los fluidos en el yacimiento.

El último dato de diámetro que se tuvo en cuenta es el de 1,5 in, que corresponde al diámetro equivalente de 2,586 in, el comportamiento de la producción con este tipo de tubería tiene a ser menos atractivo desde el punto de vista que es el diámetro que menos tasa de flujo tiene con un valor de 8,5 MMscf/d y una presión de fondo de 2.340 psi aproximadamente, **Grafica 42**.

Gráfica 42 Comportamiento de las curvas IPR y VLP respecto a los diámetros de sarta de velocidad.



Fuente: elaboración propia, simulador PROSPER.

5.2.2 Análisis de simulación de jabones surfactantes para el pozo B3. El uso de las barras de jabones surfactantes tiene como fin reducir la producción de agua y disminuir la relación agua/gas (WGR). Para este análisis se tuvieron en cuenta los

caudales de agua y de gas producidos en el mes de marzo, los cuales al hacer la relación agua/gas nos generaban un valor de 14 STB/MMscf, valor que utilizamos como referencia para realizar la simulación del aumento de la producción de agua y la disminución de la producción de gas con los siguientes valores de WGR (Water gas ratio)

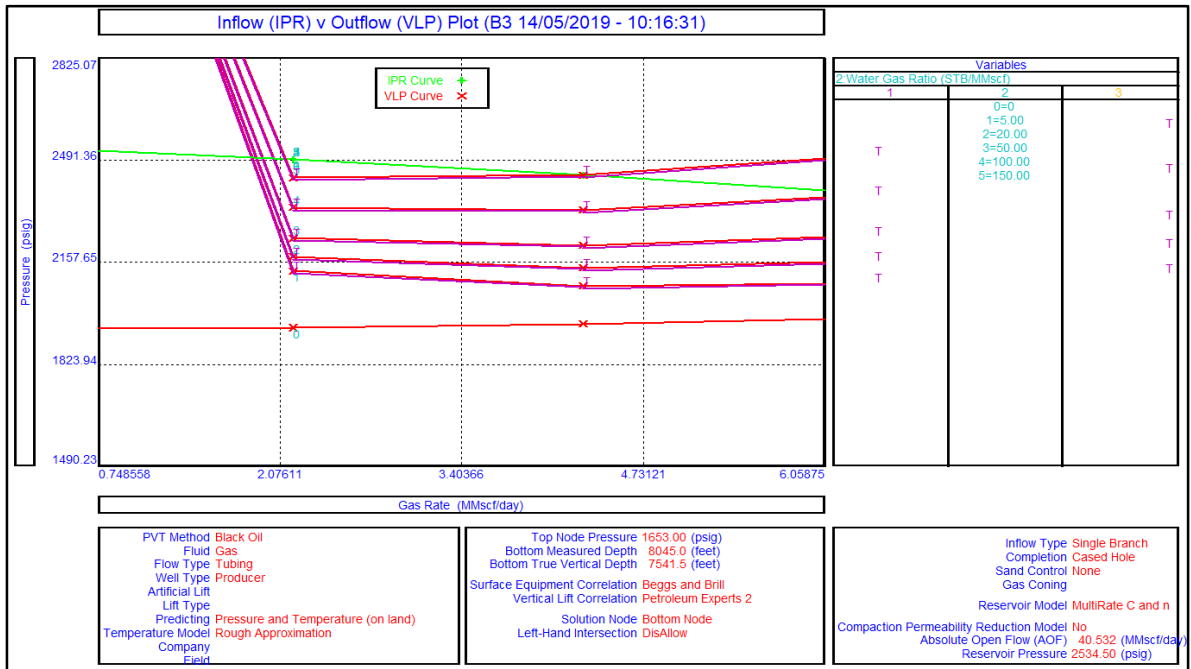
A medida que va aumentando WGR el caudal de gas disminuye, así como se observa el comportamiento de los otros factores como el caudal de agua que aumenta de acuerdo a la proporción de gas, la presión de fondo fluvente aumenta a medida que los dos fluidos (agua y gas) interactúan con una mayor relación en el pozo, **Tabla 20**.

Tabla 21. Comportamiento de tasas de flujo y presiones con respecto al WGR

WGR	Qg (MMscf/D)	Qw (STB/D)	Pwf (Psi)	Pwh (Psi)	Twh (F)	dP Fricción (Psi)	dP Gravedad (Psi)
0	14,318	0	2.128.98	1.653	123.99	183.89	290.97
5	12,184	60.9	2.204.60	1.653	122.50	224.34	326.58
20	10,590	211.8	2.258.37	1.653	123.53	234.40	370.39
50	8,947	447.4	2.310.38	1.653	125.87	213.49	443.37
100	6,576	657.6	2.381.04	1.653	126.87	168.41	559.26
150	4,323	648.4	2.442.21	1.653	124.27	111.44	677.46

Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 43. Comportamiento de la producción con respecto al WGR



Fuente: elaboración propia, simulador PROSPER.

En las gráficas se describen los niveles de WGR a los cuales el pozo puede fluir, con valores entre 0 y 150 STB/MMscf, como se observa en la gráfica después del valor de 150 STB/MMscf se empieza a ver que el pozo no puede hacer llegar los fluidos a superficie, lo que empezaría a generar la carga de líquidos en fondo de pozo hasta un bloqueo total de la producción.

5.2.3 Análisis de la simulación para los diámetros de sarta y el WGR combinado. A medida que se va aumentando el WGR, el caudal de gas va aumentando y a medida que se disminuye el diámetro de la sarta de velocidad el gas optimiza su producción debido a que tiene la suficiente energía para llevar los líquidos a superficie, **Tabla 21.**

Tabla 22. Comportamiento de las tasas de flujo y las presiones con ambas variables.

WGR (STB/MMscf)	0						
Ø (pulg)	Qg (MMscf/D)	Qw (STB/D)	Pwf (Psi)	Pwh (Psi)	Twh (F)	dP Fricción (Psi)	dP Gravedad (Psi)
0,875	13,414	0	2.161,61	1.653	123,67	215,22	292,77
1	13,180	0	2.170,09	1.653	123,63	223,17	293,45
1,25	12,532	0	2.192,85	1.653	123,40	242,82	295,28
1,5	11,659	0	2.222,39	1.653	122,96	270	297,75
WGR (STB/MMscf)	5						
Ø (pulg)	Qg (MMscf/D)	Qw (STB/D)	Pwf (Psi)	Pwh (Psi)	Twh (F)	dP Fricción (Psi)	dP Gravedad (Psi)
0,875	11,247	56,2	2.236,33	1.653	121,93	257,30	325,30
1	11,032	55,2	2.243,62	1.653	121,86	264,83	325,52
1,25	10,468	52,3	2.262,25	1.653	121,60	283,41	324,64
1,5	9,499	47,5	2.292,92	1.653	120,72	306,71	332,13
WGR (STB/MMscf)	20						
Ø (pulg)	Qg (MMscf/D)	Qw (STB/D)	Pwf (Psi)	Pwh (Psi)	Twh (F)	dP Fricción (Psi)	dP Gravedad (Psi)
0,875	9,741	194,8	2.285,25	1.653	122,83	265,19	366,77
1	9,516	190,3	2.292,39	1.653	122,67	271,93	367,28
1,25	8,936	178,7	2.310,76	1.653	122,26	288,19	368,53
1,5	8,169	163,4	2.334,16	1.653	121,54	309,53	370,75

Fuente: elaboración propia.

Tabla 21. (Continuación)

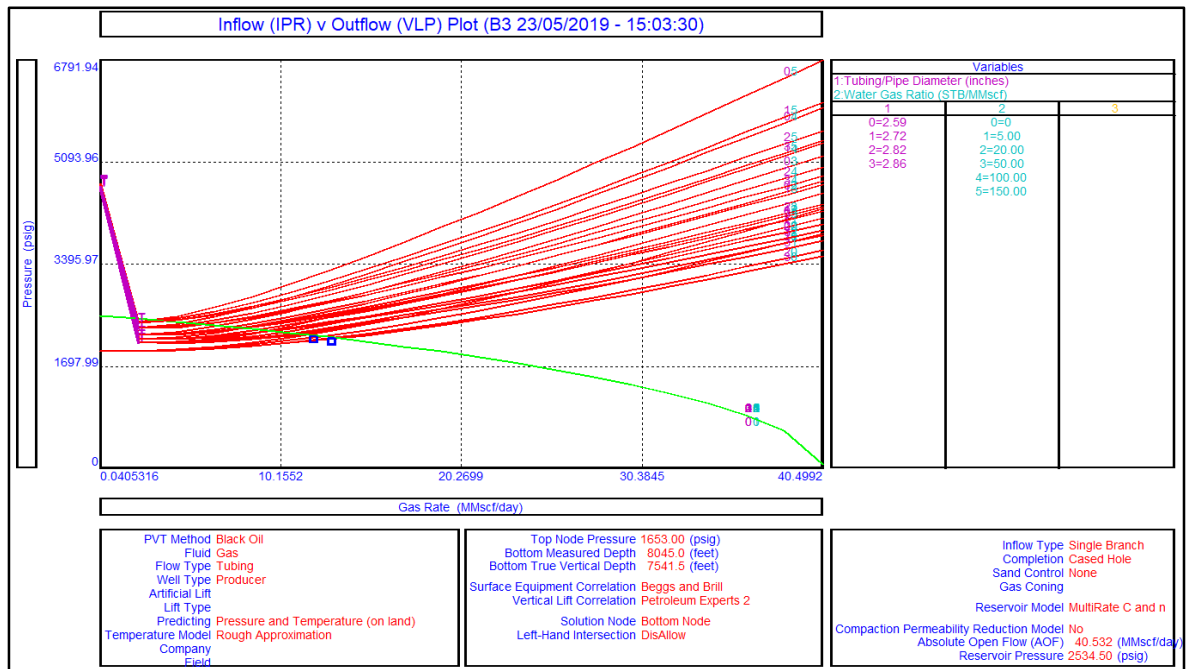
WGR (STB/MMscf)	50						
Ø (pulg)	Qg (MMscf/D)	Qw (STB/D)	Pwf (Psi)	Pwh (Psi)	Twh (F)	dP Fricción (Psi)	dP Gravedad (Psi)
0,875	8,213	410,7	2.332,85	1.653	125,20	240,32	439,28
1	8,001	400,1	2.339,10	1.653	124,95	245,84	440,06
1,25	7,464	373,2	2.354,89	1.653	124,34	259,13	441,88
1,5	6,807	340,4	2.374,23	1.653	123,66	276,90	443,57
WGR (STB/MMscf)	100						
Ø (pulg)	Qg (MMscf/D)	Qw (STB/D)	Pwf (Psi)	Pwh (Psi)	Twh (F)	dP Fricción (Psi)	dP Gravedad (Psi)
0,875	5,983	589,3	2.397,39	1.653	125,91	188,28	555,85
1	5,812	581,2	2.402,02	1.653	125,59	192,06	556,81
1,25	5,383	538,3	2.413,59	1.653	124,83	200,99	558,95
1,5	4,872	487,2	2.427,38	1.653	124	213,17	560,67
WGR (STB/MMscf)	150						
Ø (pulg)	Qg (MMscf/D)	Qw (STB/D)	Pwf (Psi)	Pwh (Psi)	Twh (F)	dP Fricción (Psi)	dP Gravedad (Psi)
0,875	3,856	578,4	2.453,50	1.653	122,68	122,94	677,42
1	3,712	556,9	2.456,96	1.653	122,16	124,40	679,48
1,25	3,374	506,1	2.465,09	1.653	120,97	128,06	683,64
1,5	3,004	450,6	2.473,99	1.653	119,78	134,12	686,53

Fuente: elaboración propia

Los datos más óptimos se presentaron para los menores diámetros de sartas y para la menor relación de agua/gas, lo que indica que la aplicación de estas tecnologías tiene como función la optimización de la producción de gas y la disminución de la producción de agua manteniendo niveles relativamente eficaces.

La demostración gráfica de la tabla se puede encontrar a continuación con los datos de la tabla, se manejaron ambas variables de diámetro y WGR para encontrar el comportamiento de cada una durante la producción.

Gráfica 44. Comportamiento de la producción con las variables de diámetro de tubería y WGR

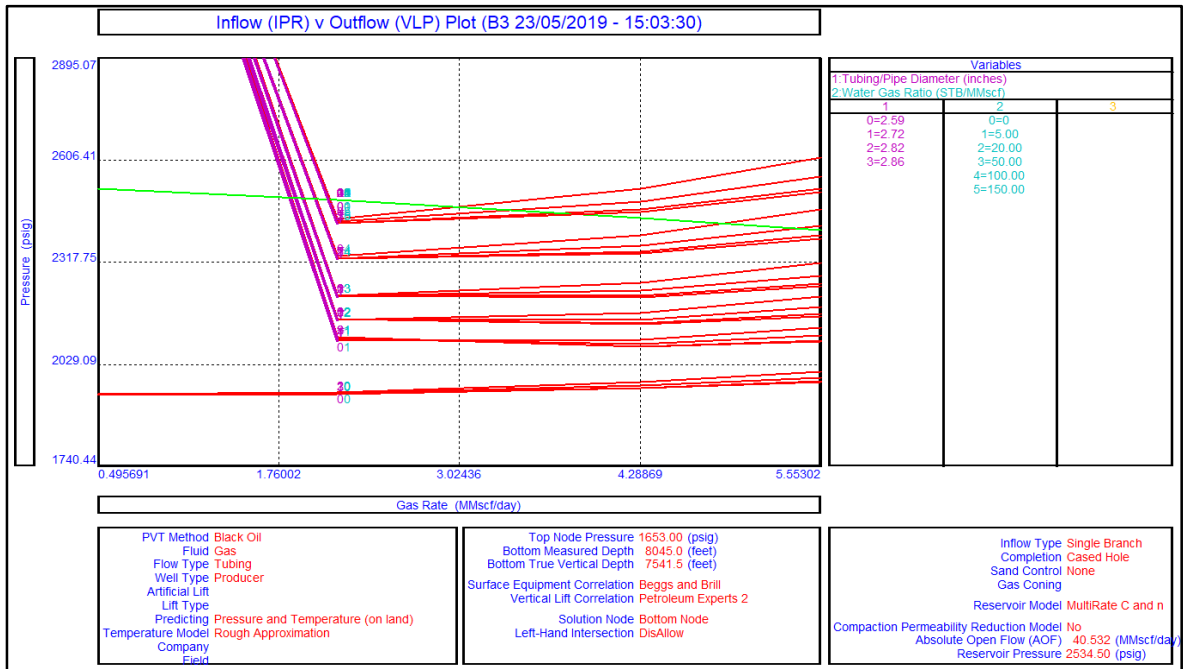


Fuente: elaboración propia, simulador PROSPER.

El comportamiento de la curva VLP se puede ver identificado de acuerdo a los valores relacionados con el WGR y encontramos como a medida que va aumentando WGR los caudales de gas disminuyen haciendo que se produzca más agua hasta el punto de llegar a una relación de densidades donde el agua no le permita fluir más al gas y se bloquee la producción en el pozo.

Para este caso podemos identificar que los valores más óptimos son los que tienen un valor de 0 para el WGR podrá fluir de manera óptima con los datos de caudal de gas constantes, evitando la carga de líquidos en fondo de pozo, **Gráfica 44, Gráfica 45.**

Gráfica 45. Comportamiento de la producción con las variables de diámetro de tubería y WGR



Fuente: elaboración propia, simulador PROSPER.

5.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS POZO B4

Para el pozo B4 se plantean tres posibles casos de solución para optimizar la producción de gas para el mismo.

- Uso de sarta de velocidad
- Uso de jabones surfactantes
- Uso combinado de ambas tecnologías

5.3.1 Análisis de simulación del diámetro de sarta de velocidad para el pozo B4. Se plantean varias posibles sarta para optimizar el proceso, para esto se detallan cuáles pueden ser las opciones más factibles que se pueden encontrar en el mercado.

Ya que muchas de estas tuberías tienen un alto nivel de dificultad para encontrarlas en el mercado, se utilizan 4 diámetros de tubería más factibles de conseguir, estos son:

- 1 ½ in
- 1 ¼ in
- 1 in
- 7/8 in

A pesar de que una sarta de velocidad de 7/8 in de diámetro no se consigue tan fácilmente en el mercado, ya que esta es pedida por encargo o toca esperar el proceso de fabricación, se opta por hacer el análisis de esta para ver cuál es el cambio de una sarta a otra.

Una vez seleccionados los diámetros de sarta que se van a desarrollar, se debe calcular cual será el espacio por donde el gas circulará hasta la superficie, para esto se calcula el espacio anular que hay entre la sarta y el tubing de producción.

El diámetro más óptimo es el de 7/8 in, pero como se mencionó anteriormente este diámetro se trabaja para hacer una comparación con los otros tres, se observa que este diámetro tiene una mejor tasa de producción de gas, equivalente a 4,889 MMscf/d y la que menores pérdidas por fricción posee, aun así este diámetro no es el que se toma como una verdadera mejor opción por la dificultad al momento de su búsqueda en el mercado, por este motivo, se tiene presente el diámetro de 1 in, cuya tasa de producción de gas aunque es menor es factible, con un valor de 4,772 MMscf/d, y unas pérdidas por fricción un poco más altas que las del diámetro de 7/8 in pero es prácticamente despreciable este cambio, **Tabla 22**.

Tabla 23. Resultados variación del diámetro de la sarta

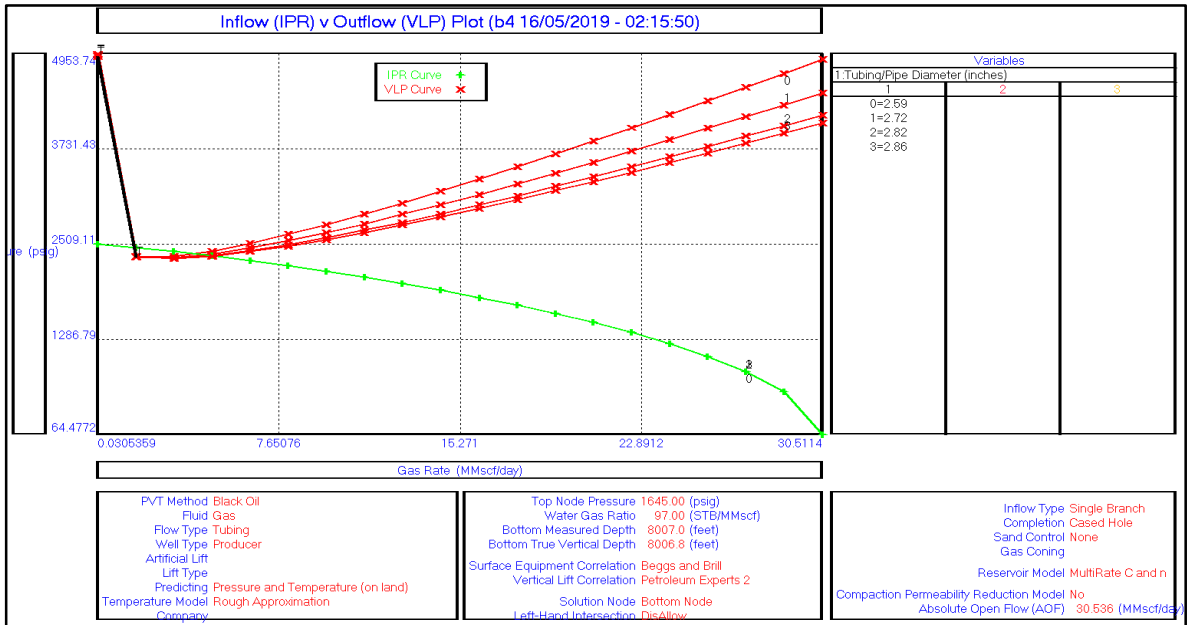
Ø (in)	Tasa de gas (MMscf/d)	Tasa de agua (STB/d)	Pwf (psi)	Presión en Cabeza (psi)	Temperatura en cabeza (°F)	Perdidas por fricción	Perdidas por gravedad
1.5	4,036	391,5	2.387,23	1.645	129,87	167,82	573,97
1.25	4,437	430,4	2.373,09	1.645	131,17	156,28	571,34
1	4,772	462,9	2.361,3	1.645	132,35	147,97	568,27
0.875	4,889	474,2	2.357,05	1.645	132,64	144,24	567,66

Fuente: elaboración propia.

Además, se debe tener en cuenta que, aunque la producción de gas es menos comparando una con la otra, pero así mismo la tasa de producción de agua es menor, lo cual hace que se compense un poco la pérdida de producción de gas.

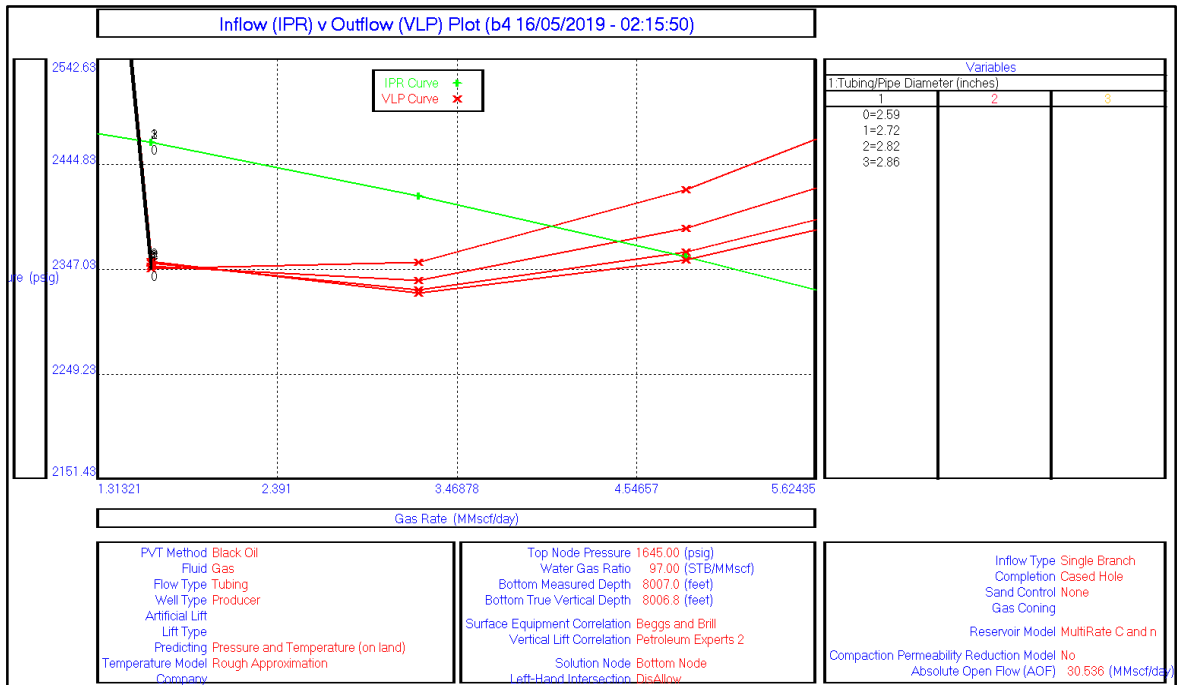
Así mismo, el simulador Prosper otorga la posibilidad de observar estos resultados de forma gráfica, haciendo una relación del cálculo del IPR según la data del yacimiento y las VPL proporcionadas por el software a partir de la variación de los diámetros de tubería.

Gráfica 46. Comportamiento de la curva IPR vs variación del VLP



Fuente: elaboración propia, simulador PROSPER.

Gráfica 47. Comportamiento de la curva IPR vs variación del VLP (ampliada)



Fuente: elaboración propia, simulador PROSPER.

5.3.2 Análisis de simulación de jabones surfactantes para el pozo B3. El uso de los surfactantes o barras de jabón tienen como finalidad disminuir el valor del Water Gas ratio en el pozo, así que se analizan varios valores de WGR en el software Prosper para analizar el comportamiento de la producción del gas con respecto a la IPR calculada.

Para el desarrollo de la simulación se utilizan los siguientes datos de WGR:

- 0
- 5
- 20
- 50
- 100
- 150
- 200

Estos casos se introducen en el software y nos arroja los resultados de la tabla 23.

Según los resultados presentados por el software Prosper, se observa que el mejor escenario es donde hay un WGR igual a 0, pero como se ha mencionado anteriormente es un escenario casi imposible de lograr, teniendo en cuenta que el WGR actual para el pozo es de 97 y hacerlo disminuir hasta 0 es algo que tomaría tiempo y bastantes recursos, así que como una opción más factible se tiene en cuenta el escenario de WGR igual a 5, en el cual se tiene una producción de gas de 9,893 MMscf/d.

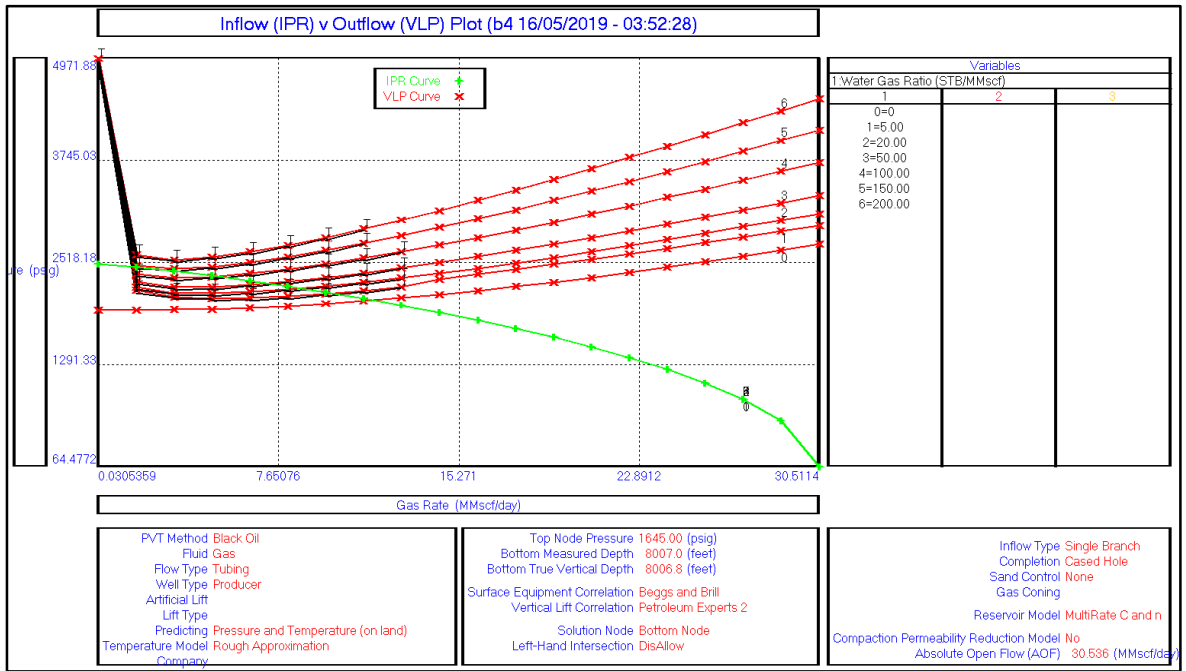
Al igual que en el caso de la sarta de velocidad el software proporciona la opción de graficar dichos resultados para ver el comportamiento de la IPR vs la VLP.

Tabla 24. Resultados variación del WGR

WGR	Tasa de gas (MMscf/d)	Tasa de agua (STB/d)	Pwf (psi)	Presión en Cabeza (psi)	Temperatura en cabeza (°F)	Perdidas por fricción	Perdidas por gravedad
0	11,639	0	2.064,68	1.645	129,9	126,75	292,22
5	9,893	49,5	2.148,41	1.645	127,73	165,22	337,75
20	8,573	171,5	2.207,6	1.645	129,06	177,38	384,84
50	7,188	359,4	2.266,47	1.645	132,26	159,98	461,13
100	5,055	505,5	2.350,66	1.645	132,61	119,47	585,9

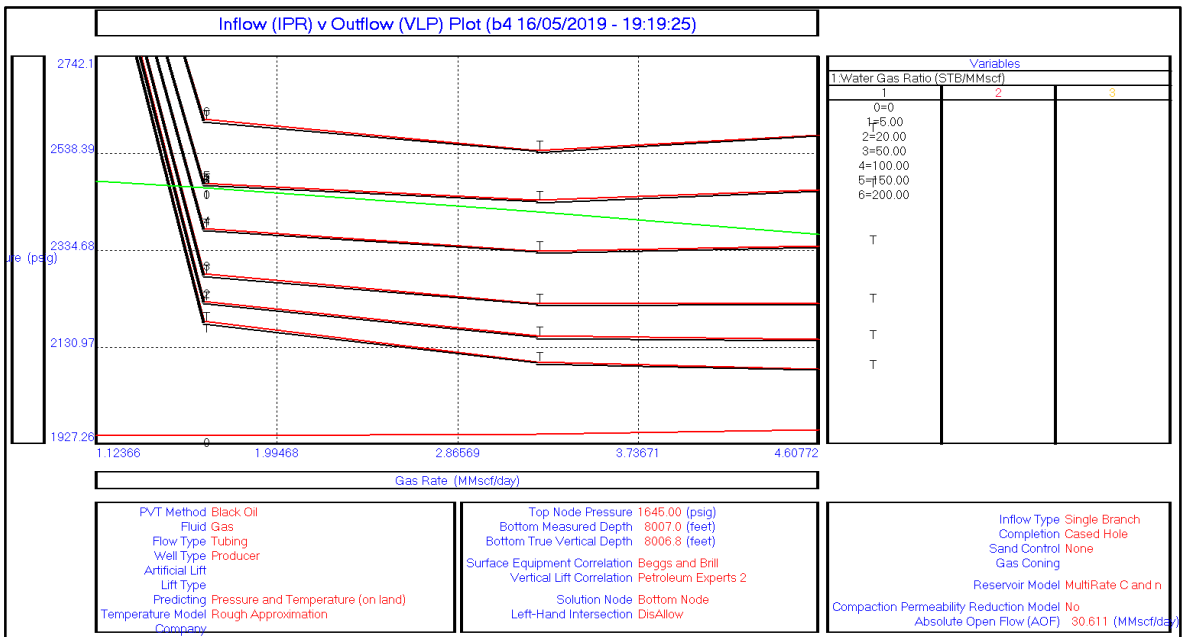
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 48. Comportamiento de la curva IPR vs VLP variación del WGR



Fuente: elaboración propia, simulador PROSPER.

Gráfica 49. Comportamiento de la curva IPR vs VLP variación del WGR (ampliada)



Fuente: elaboración propia, Simulador PROSPER.

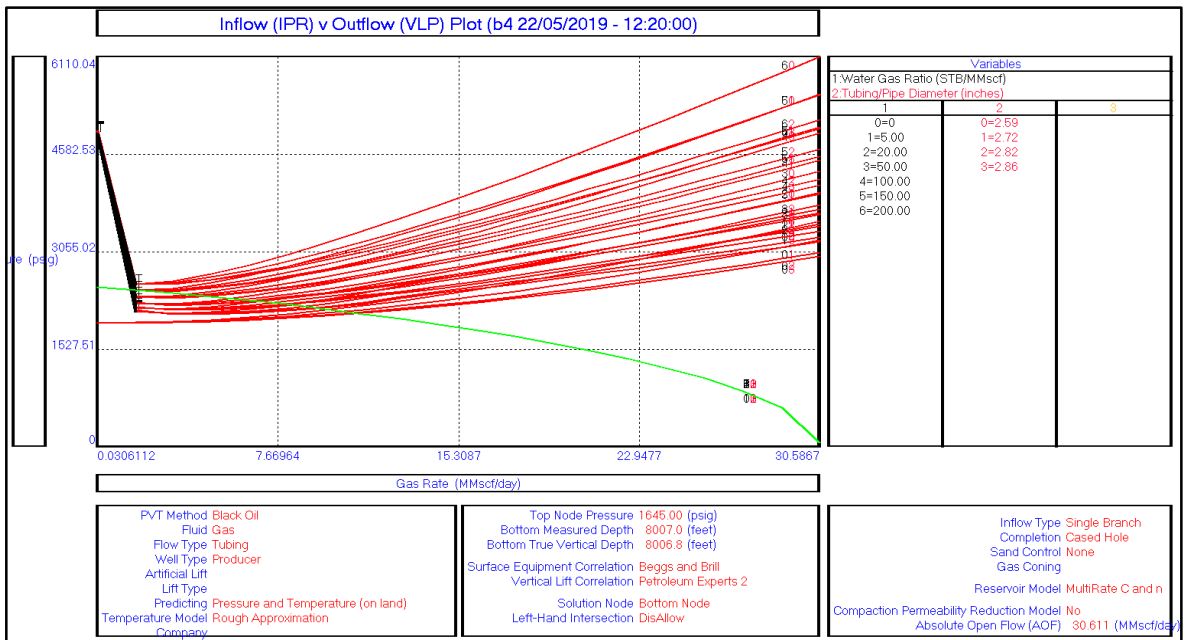
Como se menciona anteriormente en la tabla de resultados, tenemos flujos a partir de los 100 pisa como nos muestra la figura, lo que quiere decir que a medida que baja el WGR se va a obtener una producción mejor, en la relación de gas que se produce frente a la de agua.

5.3.3 Análisis de la simulación para los diámetros de sarta y el WGR combinado. Una vez evaluadas ambas posibilidades de manera independiente, se puede notar que la optimización que otorga cada uno de los procesos se puede desarrollar de mejor manera, así que para cada uno de los diámetros de la sarta de velocidad se analizan las variaciones del WGR para observar la relación entre ambas.

Se puede ver la variación entre todas las posibles opciones que arroja el simulador, es cierto que a medida que se va aumentando el diámetro de la tubería de la sarta el flujo de agua y de gas se va haciendo menor, al igual que cuando se aumenta el WGR la cantidad de gas producida disminuye considerablemente, **Grafica 50, Tabla 24.**

Para este caso al igual que en los anteriores se observan mejores flujos que otros, pero al hacer el análisis de eficiencia con un valor más realista o más óptimo de lograr es el que tiene un valor de WGR de 0 y una sarta de velocidad con un diámetro de 1 in, ya que nos representa una producción de gas de 10,892 MMscf/d y una tasa de agua de 0 STB/d.

Gráfica 50 Comportamiento de la curva IPR vs VLP variación WGR y Diámetro



Fuente: elaboración propia, Simulador PROSPER.

Tabla 25 Resultados variación del WGR y del diámetro de las sartas

WGR	0						
Ø	Tasa de gas (MMscf/d)	Tasa de agua (STB/d)	Pwf (psi)	Presión en Cabeza (psi)	Temp cabeza (°F)	Perdidas por fricción	Perdidas por gravedad
1,5	9,876	0	2.149,18	1.645	129,52	204,57	298,29
1,25	10,454	0	2.121,87	1.645	129,68	179,45	296,05
1	10,892	0	2.101,16	1.645	129,81	161,51	294,37
0,875	11,052	0	2.093,59	1.645	129,83	154,43	293,75
WGR	5						
Ø	Tasa de gas (MMscf/d)	Tasa de agua (STB/d)	Pwf (psi)	Presión en Cabeza (psi)	Temp cabeza (°F)	Perdidas por fricción	perdidas por gravedad
1,5	8,186	40,9	2.224,75	1.645	126,72	245,85	333,09
1,25	8,758	43,8	2.199,4	1.645	127,15	221,77	331,7
1	9,193	46	2.180,11	1.645	127,43	204,27	330,72
0,875	9,356	46,8	2.172,89	1.645	127,53	197,28	330,38
WGR	20						
Ø	Tasa de gas (MMscf/d)	Tasa de agua (STB/d)	Pwf (psi)	Presión en Cabeza (psi)	Temp cabeza (°F)	Perdidas por fricción	perdidas por gravedad
1,5	6,916	138,3	2.277,72	1.645	127,36	252,29	379,77
1,25	7,468	149,4	2.254,87	1.645	128,05	230,8	378,3
1	7,901	158	2.239,95	1.645	128,63	215	376,85
0,875	8,064	161,3	2.230,15	1.645	128,82	208,59	376,33
WGR	50						
Ø	Tasa de gas (MMscf/d)	Tasa de agua (STB/d)	Pwf (psi)	Presión en Cabeza (psi)	Temp cabeza (°F)	Perdidas por fricción	perdidas por gravedad
1,5	5,714	285,7	2.325,32	1.645	130,15	223,57	456,19
1,25	6,225	311,3	2.305,66	1.645	131,22	206,18	453,82
1	6,607	330,4	2.290,51	1.645	131,83	193,01	452,42
0,875	6,741	337	2.284,99	1.645	131,93	187,46	452,33

Fuente: elaboración propia.

Tabla 24. (Continuación)

WGR	100						
∅	Tasa de gas (MMscf/d)	Tasa de agua (STB/d)	Pwf (psi)	Presión en Cabeza (psi)	Temp cabeza (°F)	Perdidas por fricción	perdidas por gravedad
1,5	3,934	393,4	2.390,82	1.645	129,68	163,87	581,53
1,25	4,318	431,8	2.377,3	1.645	130,88	152,46	579,37
1	4,637	463,7	2.366,04	1.645	131,97	144,24	576,74
0,875	4,764	476,4	2.361,59	1.645	132,4	140,85	575,59

Fuente: elaboración propia.

6. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA APLICACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS EVALUADAS

La evaluación financiera que por medio de la relación costo beneficio, permite establecer directamente los gastos y la rentabilidad de la aplicación de las tecnologías de estudio anteriormente mencionadas, presenta el análisis de solución al problema de carga de líquidos en los pozos productores de gas seleccionados para la simulación (B3 y B4).

6.1 EXPLICACIÓN DEL REEMPLAZO DEL INDICADOR VPN POR LA RELACIÓN COSTO/BENEFICIO

La valoración financiera por medio del indicador valor presente neto (VPN) es muy utilizado en la formulación de proyectos donde le permite al inversionista saber si el proyecto genera rentabilidad o por el contrario solo le da al inversionista gastos innecesarios sin rentabilidad.

En el cálculo del valor presente neto es necesario tener en cuenta las variables de la inversión inicial previa, los flujos netos de caja, la tasa de descuento o tasa de oportunidad, la cual es la tasa de retorno requerida para la inversión realizada, las inversiones que se hicieron durante la operación y por último el número de periodos que va a durar la construcción del proyecto.

Debido a que en el presente proyecto no se cuenta con ninguna de las variables anteriormente mencionadas, debido a que la empresa Canacol Energy Colombia S.A. maneja esta información de manera confidencial solo se tienen en cuenta los gastos de la operación como lo son el costo de las sargas de velocidad que se evaluaron, el costo de los agentes espumantes, el costo de la instalación de las sargas y de sus herramientas para el funcionamiento, costos de tratamiento de agua y el valor de venta del gas, se realiza el análisis financiero del proyecto por medio de la valoración Costo/Beneficio debido a que se pueden utilizar los ingresos y egresos para los pozos que se analizaron en cada caso tenido en cuenta.

El análisis financiero para el pozo B3 por medio de la relación costo/beneficio asumiendo los factores de:

- Numero de sargas necesarias.
- SSRD
- Adaptador del árbol de navidad
- Costo de instalación de coiled tubing
- Mob y De-Mob
- Barra de surfactante
- Venta de gas producido
- Tratamiento de agua

Tabla 26 Calculo de la relación costo beneficio para el pozo B3.

Costos			
Equipo	Cantidad	Precio unitario \$us	Total \$us
Sarta 1" (ft)	8.045	15,25	122.686,25
SSRD (válvula)	1	55.000	55.000
X-mass tree adaptor	1	90.000	90.000
Costo instalación renta unidad de coiled tubing	5	35.000	175.000
Mob y De-Mob	1	60.000	60.000
Barra de surfactante	1	26,2	26,2
Total			502.712,45
Ingresos			
Venta de gas (MBTU)	13.780.000	5,96	82.128.800
Total			82.128.800
Relación Costo Beneficio			163,37133

Fuente: elaboración propia.

La relación costo-beneficio (B/C), se identifica también como índice neto de rentabilidad, es la división que se obtiene del Valor Actual de los Ingresos totales netos (VAI) entre el Valor Actual Costos de inversión o costos totales (VAC) del proyecto de estudio.

$$B/C = VAI / VAC$$

Según el análisis de costo-beneficio, el proyecto será rentable cuando la relación costo-beneficio es mayor que la unidad, que tal y como se muestra en la tabla para el pozo B3 es mucho mayor a 1, relacionando los costos de operación e implementación de las tecnologías de estudio y la venta de gas junto con la producción diaria de la empresa.

El valor de la relación costo/beneficio para el pozo B3 es de 163,371, éste se obtiene de la división de los ingresos que se especifican en la tabla del flujo de caja con un valor de \$82'128.800 USD, con los costos de las sargas de velocidad, su instalación con todas las herramientas y el costo de las barras surfactantes con un costo de \$502.712,45 USD.

El análisis financiero para el pozo B4 por medio de la relación costo/beneficio asumiendo los factores de:

- Numero de sargas necesarias.
- SSRD
- Adaptador del árbol de navidad
- Costo de instalación de coiled tubing
- Mob y De-Mob

- Barra de surfactante
- Venta de gas producido
- Tratamiento de agua

Tabla 27. Descripción de costos de las tecnologías aplicables.

Costos			
Equipo	Cantidad	Precio unitario \$us	Total \$us
Sarta 1" (ft)	8.007	15,25	122.106,75
SSRD (válvula)	1	55.000	55.000
X-mass tree adaptor	1	90.000	90.000
Costo instalación renta unidad de coiled tubing	5	35.000	175.000
Mob y De-Mob	1	60.000	60.000
Barra de surfactante	4	26,2	104,8
Total			502.211,55
Ingresos			
Venta de gas (MBTU)	10.892.000	5,96	64.916.320
Total			64.916.320
Relación Costo Beneficio			129,26091

Fuente: elaboración propia.

Los gastos generados para el pozo B4 para realizar la instalación de la sarta de velocidad y las herramientas para su funcionamiento, además de las barras de surfactantes que se deben usar para este caso es un valor de \$502.211,55 USD. Mientras que los ingresos que se generan por la venta del gas es de \$64'916.320 USD. Se dividen los ingresos totales sobre los costos totales y obtenemos un valor de 129,26 mucho mayor a la unidad, para dar por entendido que este es un proyecto muy rentable y que debe aplicarse en los pozos de estudio, para resolver el problema de la carga de líquidos en fondo de pozo.

El resultado del análisis financiero demuestra que aplicar las tecnologías de sargas de velocidad e inyección de agentes espumantes, además de ser una necesidad para que el pozo con el tiempo no presente problemas de carga de líquidos en fondo que interrumpan la producción e incluso generen la muerte del pozo, forma una gran rentabilidad ya que la inversión que se realiza para aplicar dichas tecnologías se recupera en 1 día de producción.

7. CONCLUSIONES

- La evaluación de los efectos de la aplicación de sartas de velocidad e inyección de agentes espumantes, para el pozo B3, que mostraron mayor eficiencia fueron una sarta de velocidad de 1 in de diámetro, con un WGR de 0 STB/MMscf el cual pasa de producir un caudal de gas de 11,032 MMscf/D a 12,7623 MMscf/D, con una tasa de flujo de agua de 182,5 STB/D a 55,2 STB/D y una presión de fondo de 2.243,62 psi.
- La evaluación de los efectos de la aplicación de sartas de velocidad e inyección de agentes espumantes, para el pozo B4, que mostraron mayor eficiencia fueron una sarta de velocidad de 1 in de diámetro, con un WGR de 0 STB/MMscf el cual pasa de producir un caudal de gas de 8,419 MMscf/D a 9.356 MMscf/D, con una tasa de flujo de agua de 817,8 STB/D a 0 STB/D y una presión de fondo de 2172.89 psi.
- El análisis financiero determina que tanto para el pozo B3 y B4 el proyecto es factible debido a que su alta producción de gas, su venta representa \$US 67'031.677 y los costos totales equivalen a \$US 442.712 para B3, y la producción de gas su venta representa \$US 55'761.760 y los costos equivalen a \$US 442.211 para B4, y unas relaciones beneficio costo de 151.41 para B3 y de 126.09 para B4.
- Mediante el análisis del historial de producción de cada pozo de estudio, en el cual se identificaron los valores de riesgo para B3 y B4 de WGR (wáter gas ratio) de 14 STB/MMscf y 97 STB/MMscf respectivamente, junto con el comportamiento de la producción a futuro teniendo en cuenta la declinación de la presión en fondo en el cual su valor critico es 2422.22 psia para B4 y de 2222 psia para B3, por lo cual se determinó que serían los pozos seleccionados para la simulación.
- Con el análisis del historial de producción se comprendió el comportamiento de la producción de gas y de agua durante el tiempo, teniendo en cuenta el flujo bifásico presente en la tubería de producción y la variación de la presión con respecto al tiempo (2011 -2019)

- Con la identificación del comportamiento de los pozos con carga de líquidos se determinó que; con un aumento en la tasa de producción de agua y una producción de gas constante, la producción de gas se ve afectada por la diferencia de densidades en tubería y la falta de energía del gas para transportar los líquidos a superficie, lo cual se puede diferenciar por los cambios drásticos en la presión y declinación de la producción de gas con el tiempo.

8. RECOMENDACIONES

- Adquirir una mayor información de las propiedades de los fluidos producidos como la velocidad crítica del gas, permeabilidad de la roca, entre otros, para poder realizar la simulación y obtener resultados de mayor exactitud.
- Para futuros pozos de análisis la producción de agua deberá ser revisada con tiempo para evitar la declinación de la producción y la acumulación de líquidos en fondo de pozo.
- Implementar menores diámetros de sartas de velocidad, debido a que son los más eficientes para evitar el problema de carga de líquidos en pozos productores de gas.
- Utilizar otro compuesto (agente surfactante) para la reducción del Water Gas ratio en pozos con alta producción de agua
- Implementar el proceso evaluado para los pozos B3 y B4 por parte de Canacol Energy Colombia S.A.
- Implementar el uso de los agentes espumantes o surfactantes como sistema preventivo y no remedial, para evitar producción en baches y daño de equipos.
- Analizar casos donde los pozos se encuentran conectados entre sí, para conocer como sería la afectación de las sartas de velocidad.

BIBLIOGRAFIA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. [sitio web]. Bogotá [consulta: 9 de febrero 2019]. Disponibilidad en: <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/Mapa-de-tierras.aspx>

BELTRAN GARCIA, Delfino Herbey. Aplicación de nuevo dispositivo de fondo para incrementar y prolongar la vida fluyente de los pozos. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D.F.: Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería y arquitectura. 2008. 59p

COLEMAN, S.B., Clay, H.B., McCurdy, D.G., and Lee Norris, H. III: "A New Look at Predicting Gas-Well Load Up," J. Pet. Tech. (March 1991) 329-333.

COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución N° 0789. (16 de mayo de 2018). Por medio de la cual se resuelve un recurso de reposición y se toman otras determinaciones. P 1-10

CONFERENCIA Y EXHIBICION TÉCNICA ANUAL SPE. (94: 8-10 de octubre, 2012: San Antonio, Texas, EU). Prediction of liquid loading in Gas Wells. San Antonio, Texas. Society of Petroleum Engineers. 2012. 8p

CONGRESO COLOMBIANO DE GEOLOGIA (12: 7-11, septiembre, 2009: Paipa, Boyacá, Colombia). Estratigrafía y evolución geológica de la secuencia sedimentaria del cinturón plegado de San Jacinto. Sogamoso. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, 2009. 16 p.

DUQUE-CARO, H. (1973): The Geology of the Monteria Area. Colombian Society of Petroleum Geologist and Geophysicists, 14th Annual Field Conference, p. 397-426.

GUERRA ABAD, Jesús y NIETO GARCIA, Claudio. Sartas de velocidad para mantener flujo continuo en pozos de gas con carga de líquidos. Artículo arbitrado. Petróleos Mexicanos. Octubre 2013. 8-9p.

GUZMAN. G, GÓMEZ., E., L., SERRANO, B., E. (2004). Geología de los Cinturones del Sinú, San Jacinto, y borde Occidental del Valle Inferior del Magdalena. Escala 1:300.000. Ingeominas

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogota, D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

LEA, J. F. and Tighe, R. E. "Gas Well Operation with Liquid Production," SPE 11583, presented at the 1983 Production Operation Symposium, Oklahoma City, OK, February 27–March 1, 1983

LEE, John. WATTENBARGER, Robert A. Gas Reservoir Engineering. Vol. 5. Richardson, TX. SPE Textbooks series. 1996. 66 pag. ISBN 1-55563-073-1.

LI, M., Li, S.L., and Sun, L.T.: "New View on Continuous Removal Liquids from Gas Wells," paper SPE 75455 presented at the 2001 SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, TX.

LOPEZ, Aleida. CORTES, Mario Alberto y CUELLAR, Durley. Cuencas sedimentarias. Trabajo final perforación. Bogotá D.C.: Instituto CET Petrol. 2012. 9 p.

MIRANDA GARCIA, Ana Karen. Control de movilidad mediante agentes espumantes con propiedades modificadores de la mojabilidad. Trabajo de grado ingeniería de petróleos. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. 2016. 28p

MORENO BRAVO, Ilse Kareli. Manejo de la fase líquida en pozos de gas. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D. F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. División de Ingeniería en ciencias de la tierra. 2015.

NOSSEIR, M. A. et al. "A New Approach for Accurate Predication of Loading in Gas Wells Under Different Flowing Conditions," SPE 37408, presented at the 1997 Middle East Oil show in Bahrain, March 15–18, 1997

RAMIREZ VALDEZ, Marco Antonio. Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de gas del activo integral Veracruz. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D. F.: Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería y arquitectura. 2010.

REYES, H.A., MONTENEGRO, B.M. y GOMEZ, P.D. Tectonoestratigrafía y evolución geología del valle inferior del Magdalena. Boletín de geología. Bogotá D.C. 2004.

SERVICIO GEOLOGICO COLOMBIANO. Anexo M: Compilación de la cuenca del valle inferior del Magdalena. Bogotá.: 2014. 16 p.

SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. Cartografía geológica de la plancha 62 la ye departamentos de Córdoba y Sucre. Medellín. Julio de 2013. 42-72 p.

TURNER, R. G., Hubbard, M. G., and Dukler, A. E. "Analysis and Prediction of Minimum Low Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells," Journal of Petroleum Technology, Nov. 1969. pp. 1475–1482

SCHLUMBERGER. [Sitio web] [Consulta: 25 marzo 2019] Disponibilidad en: [tps://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/v/velocity_string.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/v/velocity_string.aspx)

ZIMMERLE, W. (1968): Serpentine Graywackes from the North Coast Basin of Colombia and their Geotectonic Significance

ANEXO A

DESARROLLO DEL PROCEDIMIENTO DE SIMULACIÓN EN PROSPER

Uso del simulador prosper para la predicción de datos de producción y análisis de los casos de uso de tecnologías.

Prosper se comercializó a principios de los años 90 y ha sido objeto de investigación y desarrollo en curso durante más de dos décadas. Cada año, se agregan nuevos modelos y funcionalidades a la extensa lista de opciones en el programa. Existen más de tres millones de combinaciones de opciones que se pueden usar para describir la gran mayoría de los fenómenos físicos que ocurren en pozos y tuberías. A pesar de la gran cantidad de situaciones que se pueden modelar, la interfaz adaptativa solo presenta al usuario los campos de menús de entrada relevantes de acuerdo con las selecciones realizadas en el menú de opciones, manteniendo el esfuerzo de construcción del modelo en un mínimo. Prosper se ha convertido en el estándar de la industria para el modelado de pozos y tuberías debido a su base técnica incomparable y sus capacidades de modelado únicas. El programa de hoy forma una de las bases fundamentales del sistema Digital Oil Field, y el flujo de trabajo es utilizado por numerosos flujos de trabajo en tiempo real en cientos de campos en todo el mundo.

Como parte del paquete de características únicas disponibles en Prosper, la investigación llevada a cabo desde que se fundó Petex ha dado lugar a la creación de una serie de modelos de caída de presión de flujo multifase patentados (tanto empíricos como mecánicos). El objetivo de esta investigación ha sido crear modelos fundamentales rigurosos que superen las limitaciones de los modelos tradicionales. Petex se encuentra en una posición única para tener acceso a datos completos de mediciones de caída de presión, que permite a los investigadores comprar nuevos modelos físicos con información del mundo real. Las comparaciones independientes realizadas por expertos de la industria en flujo multifase han demostrado la confiabilidad y consistencia de los modelos de caída de presión de Petroleum Experts, hasta el punto en que estos modelos se están utilizando ampliamente para verificar la calidad de las mediciones obtenidas en el campo. Como parte de un flujo de trabajo de control de calidad de prueba de pozo claramente definido, Prosper otorga la capacidad de comparar y contrastar el comportamiento de los modelos tradicionales de caída de presión con los disponibles en el software, para evaluar la idoneidad y la consistencia durante la vida útil de un pozo.

Un conjunto completo de modelos de entrada complementa las capacidades de flujo multifase en Prosper, permitiendo que se realicen cálculos de análisis nodales para prácticamente cualquier tipo de pozo. Existen más de 20 modelos de entrada que

se han desarrollado a lo largo de los años, que se pueden aplicar a geometrías horizontales, verticales, desviadas, multicapa y multilaterales. Además, el desarrollo novedoso ha visto la realización de modelos únicos de flujo de entrada que dan cuenta de las condiciones cambiantes de la PVT en el área de drenaje de pozo, así como en múltiples zonas. Esto permite realizar fácilmente estudios de perforaciones, análisis del daño, la aplicación de medidas de control de arena y muchas otras sensibilidades.

Junto con todas las relaciones de rendimiento de flujo de entrada analíticas disponibles en Prosper, el modelo de IPR multilateral es la culminación de una extensa investigación y ha sido diseñado específicamente para completaciones de pozos complejos que tienen trayectorias onduladas en múltiples zonas productoras. Este es el IPR analítico más avanzado que existe en la industria hoy en día y solo se puede encontrar en Prosper como otra de las muchas características únicas del programa.

Los rigurosos modelos de caída de presión multifase y la lista única de relaciones de rendimiento de entrada se unen para formar cálculos del sistema para modelos de pozo y tubería. Esto permite evaluar la productividad de los pozos de petróleo, gas y condensado a realizar, tanto para escenarios de producción como de inyección, con o sin levantamiento artificial. Las sensibilidades se pueden realizar a través de una interfaz simple que permite la investigación de prácticamente todos los parámetros que son insumos para los modelos y los flujos de trabajo coincidentes permiten realizar comparaciones entre los resultados previstos por los modelos y las mediciones obtenidas para estos pozos, si ya están disponibles operacionalmente.

Prosper es capaz de modelar perfiles térmicos en pozos utilizando múltiples métodos, desde una tasa constante de transferencia de calor hasta un balance energético completo detallado y riguroso que considera la convección forzada y libre, la conducción y el calor por radiación. Mecanismos de transferencia. Este último considera una especificación detallada de los materiales, y para ayudar a este Prosper proporciona una base de datos de revestimientos comunes, tubos, cemento y descripciones de lodo con sus propiedades de transferencia de calor asociadas. El software también permite aprovechar una técnica de cálculo térmico híbrido que fue desarrollada por Petex. Esto permite que los efectos de Joules-Thompson se capturen en el pozo, al mismo tiempo que permite el uso de múltiples coeficientes de transferencia de calor con profundidad.

Los estudios de garantía de flujo son una parte integral de cualquier análisis de tuberías y de pozos, tanto para propósitos de diseño como para resolución de problemas. En Prosper, muchos años de investigación se han dedicado a abordar estos problemas y así mismo permite estudiar los desafíos de la garantía de flujo

hidráulico o los problemas relacionados con el comportamiento termodinámico de los fluidos. Se pueden realizar investigaciones hidráulicas sobre regímenes de flujo, velocidades superficiales, análisis de estabilidad de pozos, tamaño del colector de residuos y muchos otros. Los cálculos termodinámicos pueden incluir estudios sobre formación de hidratos, depilación, precipitación de sal y otros. Prosper indicara donde pueden ocurrir estos problemas en el sistema y el usuario tiene opciones para considerar la intervención o cambiar las condiciones operativas.

Como sucede con todos los programas desarrollados por Petex, Prosper utiliza un potente motor de termodinámica para complementar los modelos tradicionales de black oil que proporcionan todas las propiedades termodinámicas necesarias para la caída de presión la garantía de flujo y los cálculos de entrada. En modo totalmente composicional. Prosper permite a los usuarios aprovechar los avanzados cálculos de predicción y mitigación de hidratos, depositación de sal, manejo especial de CO2 para fases densas y ligeras y muchas otras funcionalidades. En el modo de black oil, hay una gran cantidad de correlaciones disponibles que se pueden comparar y comparar con los datos de laboratorio. Se han implementado correlaciones especiales para aceites pesados, que, junto con un modelo de emulsión y modelos especiales de caída de presión de aceite pesado, hacen que Prosper sea único en su capacidad de tratar con tales fluidos y las complejidades de producirlos. Otra característica que se usa ampliamente es la capacidad de predecir el agua vaporizada que se produce a partir de los pozos de gas. Esto se basa en cálculos estándar de la industria que se han modificado en función de los datos recibidos para crear un modelo único y preciso para analizar esta situación.

El diseño y la resolución de problemas del levantamiento artificial ha sido un área donde Prosper ha ofrecido capacidades de modelado sin paralelo a la comunidad durante muchos años. Gas Lift, ESP, HSP, Coil Tubing Gas Lift, PCP, Jet Pump, Sucker Rod Pump son solo algunos de los muchos mecanismos de levantamiento que se pueden evaluar para instalaciones nuevas y existentes. Con cada versión del programa, se agregan uno o más métodos y se mejora la capacidad de los métodos existentes. Una base de datos de equipos está disponible y se actualiza cada año a medida que las nuevas descripciones están disponibles. Las características únicas incluyen los flujos de trabajo de solución de problemas de Quicklook. metodologías de energía mínima para pozos de HSP, diseños que consideran el rendimiento de entrada y muchos otros. La última incorporación a la lista es un simulador de levantamiento de gas totalmente transitorio, que simula la fase de descarga del levantamiento de gas y permite evaluar la estabilidad de dichos pozos. Todos los métodos artificiales disponibles pueden formar parte de un modelo de red más grande para la optimización de campo completo, así como los sistemas de campo petrolífero digital, donde pueden formar la base de cualquier flujo de trabajo que se desee automatizar.

Como parte de la filosofía de compartir el conocimiento entre los operadores de la industria, Shell ha contribuido con su herramienta patentada de optimización de perforación (SPOT), que ahora se puede encontrar como parte del conjunto de herramientas estándar de cálculos en prosper. El objetivo de este módulo es permitir a los ingenieros comparar el rendimiento de la carga de perforación y ayudar a seleccionar la pistola de perforación óptima. Esto se puede hacer a través de las propiedades de carga las propiedades de la roca, las propiedades del fluido y el uso de modelos apropiados de invasión de lodo de perforación. Puede manejar las terminaciones de orificios abiertos, así como las completaciones de orificios revestidos. La implementación en Prosper permite que la salida de SPOT se combine directamente con los modelos de desempeño de levantamiento vertical para predecir el rendimiento completo del pozo, eliminando así las condiciones de frontera artificial que se necesitarían si solo se considera la parte de entrada del pozo.

Los pozos de inyección de vapor (SAGD, Huff y Puff, Direct Steam Injection) se están volviendo más comunes en la industria y el modelado de dichos sistemas se puede realizar a través de una variedad de herramientas en la suite de IPM, principalmente Revela Prosper también tiene la capacidad de vapor y si los pozos a modelar se relacionan con los sistemas de inyección de vapor se pueden generar curvas de elevación que se pueden usar para modelar sistemas de distribución de vapor. Al crear modelos integrados de sistemas de inyección de vapor, los diseños eficientes de la red, el análisis de los límites de la envolvente de operación, la evaluación de la gestión de la energía y la economía son ahora factibles para lo que tradicionalmente ha sido una operación costosa.

A partir de toda la información anterior se demuestra como es el funcionamiento del software con datos desarrollados durante el proyecto, específicamente con los datos del pozo B4 del mes de marzo de 2019.

Se demostrará y explicara paso a paso como es el Input de los datos al simulador y como este nos va proporcionando resultados expuestos en el capítulo 5.

1. Interfaz del simulador.

Al iniciar el software se encuentra la interfaz mostrada en la figura, la cual muestra en la parte inferior derecha la versión del programa, la compañía que lo desarrollo su ubicación e información de contacto, además del número de licencia que se encuentra activa y detalles sobre la carpeta de instalación del software.

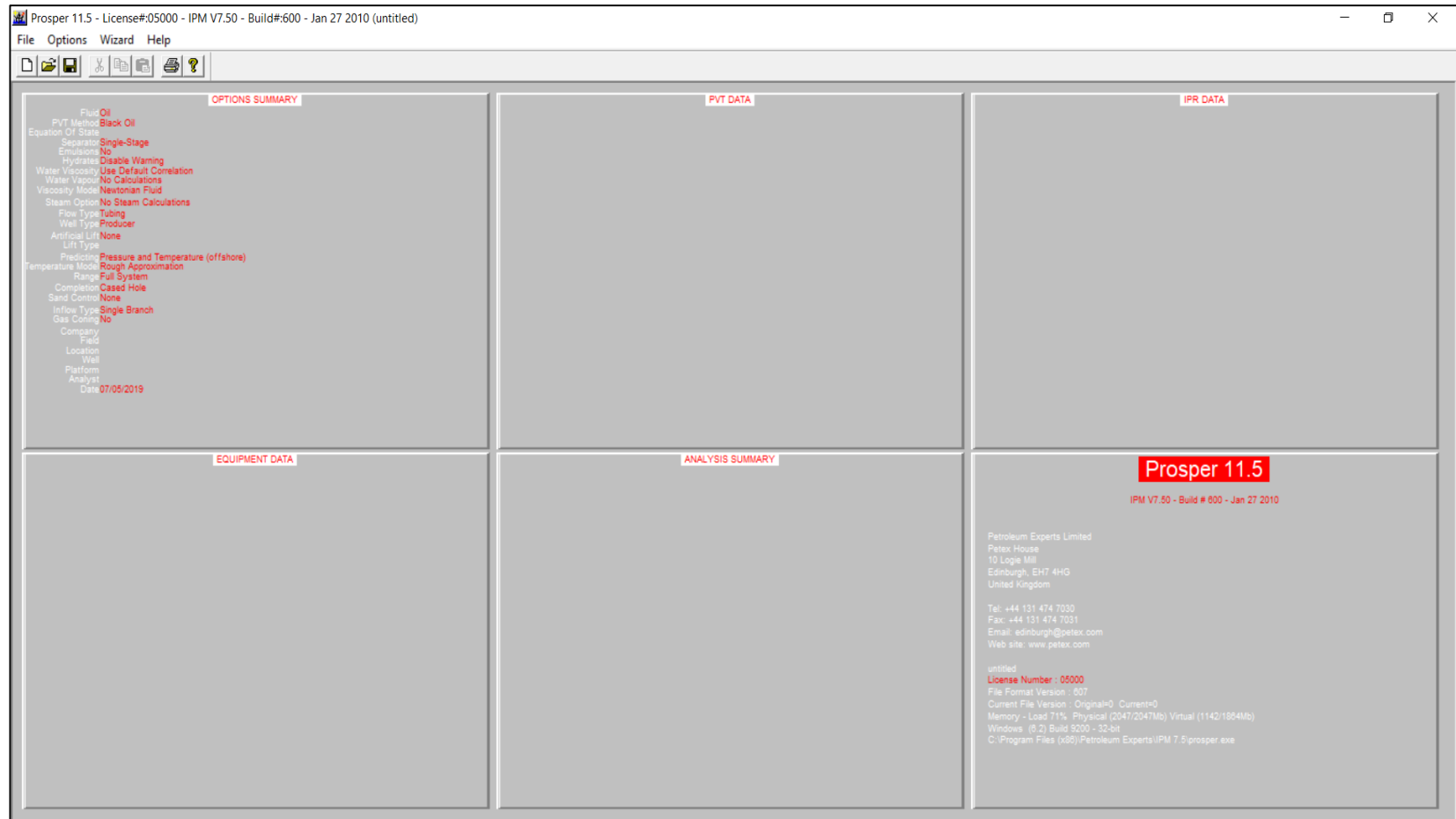
El software se divide en 5 secciones:

- Options Summary
- PVT data

- IPR data
- Equipment data
- Analysis summary

En las que cada una de ellas tenemos opciones completamente diferentes y las cuales se desarrollan durante el contenido del anexo una a una.

Figura 17 Interfaz software prosper.



Fuente. Elaboración propia, software Prosper.

- Options Summary.

Figura 18 Configuración Options Summary

System Summary (untitled)

Done Cancel Report Export Help Datestamp

Fluid Description		Calculation Type	
Fluid	Dry and Wet Gas	Predict	Pressure and Temperature (on land)
Method	Black Oil	Model	Rough Approximation
Separator	Single-Stage Separator	Range	Full System
Hydrates	Disable Warning	Output	Show calculating data
Water Viscosity	Use Default Correlation		
Water Vapour	No Calculations		
Well		Well Completion	
Flow Type	Tubing Flow	Type	Cased Hole
Well Type	Producer	Sand Control	None
Artificial Lift		Reservoir	
		Inflow Type	Single Branch
User information		Comments (Ctrl-Enter for new line)	
Company	Canacol Energy		
Field	Nelson		
Location			
Well	B8		
Platform			
Analyst	Diego Clavijo Camilo Navarrete		
Date	martes , 7 de mayo de 2019		

Fuente. Elaboración propia, software Prosper

En este primer cuadro se pueden observar los datos básicos sobre cómo va a ser el pozo, la descripción del fluido, la información del usuario, información de la tubería de producción y los tipos de cálculo que se pueden aplicar.

En la sección de descripción del fluido tenemos varias opciones como la selección del tipo de fluido, el método que vamos a utilizar, condiciones de separados y condiciones del agua.

Para este caso en específico al tener un pozo productor de gas seco, se toma la opción de Dry and Wet Gas como tipo de fluido y un modelo Black Oil, El resto de información es la predeterminada por el simulador y la cual no se varía en ningún momento.

En la sección de pozo se escoge que tipo de pozo vamos a trabajar, si es productor o inyector, y por donde está pasando el flujo del mismo, para este caso se usa un pozo productor ya que los datos del pozo indican que ha estado produciendo durante bastante tiempo y según el estado mecánico del mismo se determina que el flujo es por la tubería.

En la sección de User information muestra unos cuadros de texto en donde se colocan datos básicos de la compañía que va a desarrollar la simulación, el campo, la localización, el pozo, la plataforma y quienes son los encargados de hacer el análisis.

En la sección de Calculation Type, tenemos opciones del tipo de predicción que se busca, el modelo que se va a usar, el rango y los datos que se quieran mostrar en los resultados, para esta sección lo importante es tener claro si el pozo a tratar se encuentra off-shore u on-shore ya que esto si tiene un significado importante al momento de la simulación, en el caso del pozo B4, este se encuentra on-shore así que en el cuadro de Predict se toma la opción de Pressure and Temperature (on land)

- PVT data

Figura 19 Configuración PVT

Input Parameters		
Gas Gravity	0.5726	sp. gravity
Separator Pressure	3000	psig
Condensate to Gas Ratio	0	STB/MMscf
Condensate Gravity	30	API
Water to Gas Ratio	78	STB/MMscf
Water Salinity	7000	ppm

Impurities		
Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	0.11	percent
Mole Percent N2	0.6	percent

Correlations

Gas Viscosity: Lee et al

Fuente. Elaboración propia, software Prosper.

En la figura, se muestran varios cuadros de texto con información necesaria para hacer el match del PVT, toda esta información se puede obtener al revisar el análisis composicional de los fluidos que encontramos en el pozo (Capítulo 5), una vez se

encuentre especificada toda esta información se procede a hacer el cálculo del PVT, al entrar en la opción Calculate vemos el cuadro representado en la figura.

Figura 20 Información para el cálculo del PVT

PVT - Automatic Calculation (untitled) (Gas - Black Oil)

Data Points

Automatic

User Selected

Correlations

Gas Viscosity

Lee et al

Continue

Cancel

Help

Ranges

	Temperature	Pressure
	deg F	psig
From	90	1200
To	190	2740
No. of Steps	8	8

Fuente. Elaboración propia, simulador Prosper

Los datos que se introducen de temperatura son los límites que se quieren estimar, al igual que en la variable de presión, estos datos son arbitrarios aunque deben estar en el rango de valores que no sean mayores a la presión que tenemos en cabeza y la temperatura de superficie, el número de pasos también es elegido arbitrariamente, para este caso se usan 8 pasos para tener un PVT lo suficientemente detallado, una vez se llenen los campos se le da la opción Continue.

Se muestra un cuadro en la figura, donde al momento de darle la opción Calculate, nos muestra los resultados del cálculo del PVT para los valores que se estipularon en la Figura.

El match que muestra la tabla hace una relación entre cada uno de los 8 datos calculados de presión y de temperatura respectivamente.

Una vez calculados los datos v a la primera tabla de PVT data y se ingresa a la opción Tables aparecerá el recuadro de la figura. En este recuadro se debe dar la opción de Generate la cual abrirá otro Input de presión de yacimiento, temperatura de yacimiento y la cantidad de correlaciones que se quieren hacer con estos datos.

Para el desarrollo de la simulación del pozo B4 se toma una temperatura de reservorio de 190° F, una presión de reservorio de 2500 psi (la cual es la presión de

reservorio actual) y se plantean 10 pasos de temperatura y 15 pasos, como se muestra en la figura.

Figura 21 Resultados cálculo de PVT

PVT - Calculation Results (untitled) (Gas - Black Oil)

Calculate Plot Done Main Help Report Export Layout Tables Save PTB

Temperature	Pressure	Gas Density	Gas Viscosity	Gas FVF	Z Factor	Water Density	Water Viscosity	Water FVF	Water Compress
deg F	psig	lb/ft3	centipoise	ft3/scf		lb/ft3	centipoise	RB/STB	1/psi
90	1200	3.95136	0.013538	0.011072	0.86451	62.6012	0.86202	1.00208	4.5452e-6
90	1420	4.76357	0.014103	0.0091838	0.84699	62.6211	0.86202	1.00176	4.5276e-6
90	1640	5.58682	0.014734	0.0078305	0.83292	62.641	0.86202	1.00144	4.51e-6
90	1860	6.40861	0.015422	0.0068264	0.82266	62.6609	0.86202	1.00112	4.4924e-6
90	2080	7.21627	0.016159	0.0060624	0.81632	62.6808	0.86202	1.0008	4.4748e-6
90	2300	7.99871	0.016933	0.0054693	0.81381	62.7008	0.86202	1.00048	4.4572e-6
90	2520	8.74753	0.017733	0.0050011	0.81488	62.7208	0.86202	1.00016	4.4396e-6
90	2740	9.45742	0.018547	0.0046258	0.81913	62.7407	0.86202	0.99985	4.422e-6
104.286	1200	3.7945	0.013715	0.011529	0.87745	62.4209	0.73966	1.00497	4.5613e-6
104.286	1420	4.56262	0.014235	0.0095883	0.86189	62.4397	0.73966	1.00467	4.5437e-6
104.286	1640	5.33956	0.014812	0.0081931	0.84942	62.4585	0.73966	1.00436	4.5261e-6
104.286	1860	6.11523	0.01544	0.0071539	0.84028	62.4773	0.73966	1.00406	4.5085e-6
104.286	2080	6.87939	0.016112	0.0063592	0.8346	62.4962	0.73966	1.00376	4.4909e-6
104.286	2300	7.62287	0.016818	0.005739	0.83231	62.515	0.73966	1.00346	4.4733e-6
104.286	2520	8.33844	0.017549	0.0052465	0.8332	62.5338	0.73966	1.00315	4.4557e-6
104.286	2740	9.02114	0.018297	0.0048495	0.83699	62.5527	0.73966	1.00285	4.4381e-6
118.571	1200	3.65295	0.013905	0.011976	0.88893	62.2141	0.64127	1.00831	4.5928e-6
118.571	1420	4.38265	0.014386	0.009982	0.87512	62.232	0.64127	1.00802	4.5752e-6
118.571	1640	5.11929	0.014918	0.0085456	0.86408	62.25	0.64127	1.00773	4.5576e-6
118.571	1860	5.85458	0.015496	0.0074724	0.85601	62.2679	0.64127	1.00744	4.54e-6

Fuente. Elaboración propia, software Prosper

Figura 22 Elaboración tabla PVT

PVT - Lookup Table (simulacion anexo.Out) (Gas - Black Oil)

Done Main Cancel Reset Copy Clip Import PVTP Import Transfer Plot Help

PVT Table data

Table 1 Temperature deg F Generate

Please Include Properties At Standard Conditions

	Pressure	Gas Density	Gas Viscosity	Gas FVF	Z Factor	Water Density	Water Viscosity	Water FVF
	psig	lb/ft3	centipoise	ft3/scf		lb/ft3	centipoise	RB/STB
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11								
12								
13								
14								
15								

Fuente. Elaboración propia, simulador Prosper

Figura 23 Input de datos para la elaboración de la tabla de PVT

PVT - Lookup Table - RESET (simulacion anexo.Out)

Generate Cancel Help

Reservoir Temperature	190	deg F
Reservoir Pressure	2500	psig
No. of Temperature Steps	10	
No. of Pressure Steps	15	

Fuente. Elaboración propia, software Prosper

Una vez incluidos los datos de la figura, se procede a dar la opción Generate, allí nos aparecer toda la tabla de cómo es la variación de propiedades como la presión, la densidad del gas, la viscosidad del gas, el factor de compresibilidad, densidad del agua, viscosidad del agua, entre otros.

Figura 24 Tabla PVT calculada

PVT - Lookup Table (simulacion anexo.Out) (Gas - Black Oil)

Done Main Cancel Reset Copy Clip Import PVTP Import Transfer Plot Help

PVT Table data

Table 1 Temperature 60 deg F Generate

Please Include Properties At Standard Conditions

	Pressure psig	Gas Density lb/ft3	Gas Viscosity centipoise	Gas FVF ft3/scf	Z Factor	Water Density lb/ft3	Water Viscosity centipoise	Water FVF RB/STB
1	0	0.043853	0.01105	0.9976	0.99779	62.7582	1.23908	0.99957
2	178.571	0.59206	0.011199	0.07389	0.971	62.7768	1.23908	0.99927
3	357.143	1.17111	0.011419	0.037356	0.94446	62.7954	1.23908	0.99898
4	535.714	1.7827	0.011695	0.02454	0.9184	62.814	1.23908	0.99868
5	714.286	2.42793	0.012026	0.018018	0.89311	62.8327	1.23908	0.99838
6	892.857	3.10672	0.012415	0.014082	0.86895	62.8513	1.23908	0.99809
7	1071.43	3.81719	0.012863	0.011461	0.84637	62.87	1.23908	0.99779
8	1250	4.55504	0.013374	0.0096042	0.82588	62.8886	1.23908	0.99749
9	1428.57	5.31322	0.013947	0.0082337	0.80801	62.9073	1.23908	0.9972
10	1607.14	6.08204	0.014579	0.0071929	0.7932	62.926	1.23908	0.9969
11	1785.71	6.85016	0.015264	0.0063864	0.7818	62.9447	1.23908	0.99661
12	1964.29	7.6061	0.015993	0.0057517	0.77394	62.9635	1.23908	0.99631
13	2142.86	8.33971	0.016756	0.0052457	0.76955	62.9822	1.23908	0.99601
14	2321.43	9.04325	0.017541	0.0048376	0.76842	63.0009	1.23908	0.99572
15	2500	9.71163	0.018339	0.0045047	0.77023	63.0197	1.23908	0.99542

Fuente. Elaboración propia, software Prosper.

Una vez la tabla este completa se debe regresar al primer recuadro de PVT, una vez allí se entra a la opción Match Data, y en esta nueva tabla se deben transferir los datos calculados en la tabla anterior (Figura) para esto, se le da la opción Transfer y el botón de aceptar, una vez los datos se transfieren la tabla de debe ver como la de la figura.

Figura 25 Tabla Match Data

	Pressure psig	Z Factor	Gas Viscosity centipoise	Gas FVF ft3/scf
1	0	0.99779	0.01105	0.9976
2	178.571	0.971	0.011199	0.07389
3	357.143	0.94446	0.011419	0.037356
4	535.714	0.9184	0.011695	0.02454
5	714.286	0.89311	0.012026	0.018018
6	892.857	0.86895	0.012415	0.014082
7	1071.43	0.84637	0.012863	0.011461
8	1250	0.82588	0.013374	0.0096042
9	1428.57	0.80801	0.013947	0.0082337
10	1607.14	0.7932	0.014579	0.0071929
11	1785.71	0.7818	0.015264	0.0063864
12	1964.29	0.77394	0.015993	0.0057517
13	2142.86	0.76955	0.016756	0.0052457
14	2321.43	0.76842	0.017541	0.0048376
15	2500	0.77023	0.018339	0.0045047

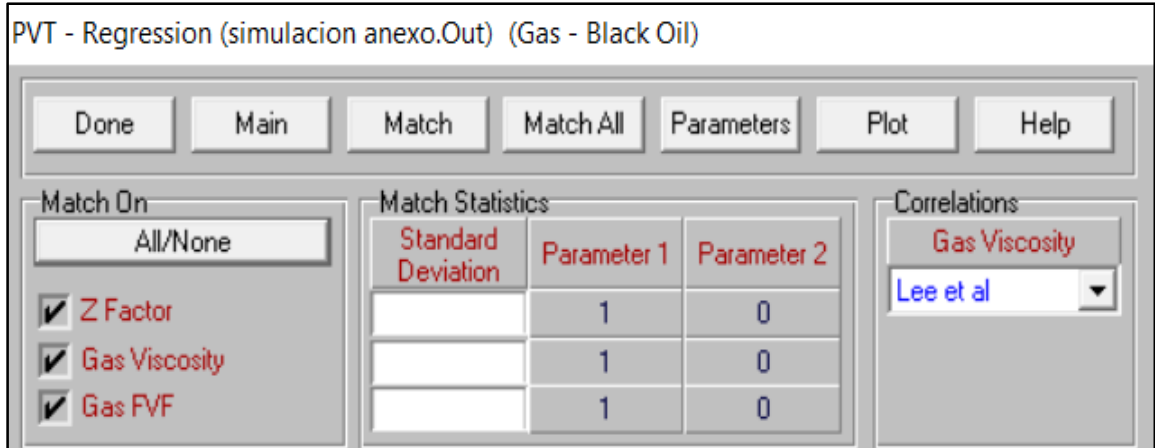
Fuente. Elaboración propia, simulador Prosper.

Una vez la tabla se transfiera se le da la opción Done, y esta hará que vuelva al primer cuadro de PVT, ahora se debe ingresar a la opción de Regression, la cual abrirá un nuevo cuadro donde muestra las variables que se pueden agregar al match, como en este caso todas las variables fueron calculadas previamente se va hacer el match de todas (Z Factor, Gas Viscosity, Gas FVF) así que se seleccionan las variables como se muestra en la figura.

Una vez seleccionados todos los datos se le da a la opción Match All que aparece en el mismo recuadro, el software mostrara un cuadro de texto anunciando que el PVT ha terminado el proceso de Match, una vez allí se le da a la opción Done la cual hará que vuelva al primer cuadro de PVT pero en esta ocasión tendremos una

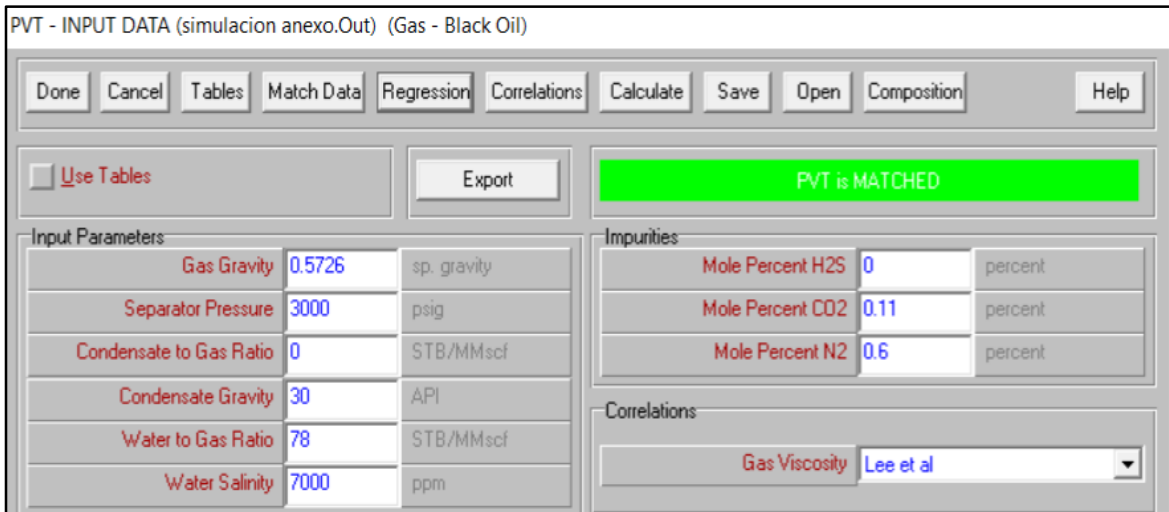
diferencia y es que habrá un piloto que indica que el PVT is Matched, como se muestra en la figura.

Figura 26. Selección de variables para el Match del PVT.



Fuente. Elaboración propia, software Prosper

Figura 27 Muestra piloto PVT is Matched



Fuente. Elaboración propia, software Prosper

- Equipment data.

En la sección de Equipment data se muestran los datos de desviación de la tubería que se encuentra en el pozo, las herramientas y la composición del tubing y el completamiento y el cálculo del gradiente geotérmico.

Primero se demuestra cómo es la composición del tubing y del completamiento para ello se ingresa a la opción Downhole Equipment, allí se colocarán uno a uno los tipos de tubing que tenemos, las válvulas de seguridad que se encuentren y las

restricciones que se hagan presentes, además del casing que se tenga en fondo. Al ingresar se muestra una tabla como la de la figura.

Figura 28 Tabla Downhole Equipment

DOWNHOLE EQUIPMENT (simulacion anexo.Out)

Done Cancel Main Help Insert Delete Copy Cut Paste All Import Export Report Equipment

Input Data

	Label	Type	Measured Depth (feet)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1		Xmas Tree	0							
2										
3										
4										
5										
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										
15										
16										
17										
18										

Fuente. Elaboración propia, software Prosper.

Allí cuadro por cuadro se irán colocando cada uno de los equipos que se encuentran en las especificaciones del estado mecánico, para este caso se usa el estado mecánico del pozo B4 el cual se encuentra detallado en el capítulo 4. Al finalizar de introducir los datos se ve como resultado una tabla como la de la figura.

Figura 29 Tabla Downhole Equipment detallada.

DOWNHOLE EQUIPMENT (B4 marzo 2019.Out)

Done Cancel Main Help Insert Delete Copy Cut Paste All Import Export Report Equipment

Input Data

	Label	Type	Measured Depth (feet)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1		Xmas Tree	0							
2	TBG 3.5" 9.2#	Tubing	898.16	2.992	0.0006					1
3	SEC 3.5	SSSV		2.813						1
4	TBG 3.5" 9.2#	Tubing	7333.03	2.992	0.0006					1
5	SLEEVE	Restriction		2.813						1
6	TBG 3.5" 9.2#	Tubing	7368.28	2.992	0.0006					1
7	PACKER	Restriction		2.75						1
8	TBG 3.5" 9.2#	Tubing	7405.45	2.992	0.0006					1
9	CSG 7"	Casing	8007					6.151	0.0006	1
10										
11										
12										
13										
14										
15										
16										
17										
18										

Fuente. Elaboración propia, simulador Prosper

Al finalizar se le da la opción Done, allí mismo si se desea en la opción summary el simulador arroja el perfil de pozo diseñado, como se muestra en la figura.

Figura 30 Perfil de pozo diseñado en Prosper



Fuente. Elaboración propia, simulador Prosper

Como siguiente opción definimos el gradiente geotérmico del pozo para ellos necesitamos de 3 algunos datos los cuales son:

- El MD del pozo desde cabeza hasta la zona total perforada
- La temperatura en superficie y en fondo
- El coeficiente de transferencia de calor general del fluido presente

Para el caso del pozo B4 se tiene que el MD perforado tiene un valor de 9.500 ft, la temperatura en superficie tiene un valor de 90°F y en fondo de 190°F y que el coeficiente de transferencia de calor general para el gas tiene un valor de 3 BTU/h/ft²/F, como se muestra en la figura.

Figura 31 Input datos del coeficiente geotérmico

GEOTHERMAL GRADIENT (B4 marzo 2019.Out)

Done Cancel Main Help Import Plot
Insert Delete Copy Cut Paste All

Input Data

	Formation Measured Depth (feet)	Formation Temperature (deg F)	Overall Heat Transfer Coefficient (BTU/h/ft ² /F)
1	0	90	3
2	9500	190	
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			
18			

Fuente. Elaboración propia, simulador Prosper

Una vez se introducen los datos se le da la opción Done, para finalizar se hace el Input del Deviation Survey en el cual se deben tener los datos del md y el tvd correspondiente para que el simulador estime el grado de inclinación y desviación del pozo, para el caso del pozo B4 igualmente se usan los datos establecidos por el estado mecánico del pozo en el capítulo 4, el resultado del Input se muestra en la figura.

Figura 32 Desviation Survey calculado por Prosper.

DEVIATION SURVEY (Pozo de produccion B3 Marzo.Out)

Done Cancel Main Help Filter

Input Data

	Measured Depth (feet)	True Vertical Depth (feet)	Cumulative Displacement (feet)	Angle (degrees)
1	0	0	0	0
2	1033	1032	45.4423	2.52129
3	2070	2069	45.4423	0
4	3011	3008	106.761	3.73624
5	3576	3559	231.757	12.7814
6	4048	3995	412.555	22.5225
7	4520	4416	625.963	26.8808
8	5088	4920	887.895	27.4611
9	5560	5340	1103.26	27.148
10	6027	5751	1325	28.3473
11	6591	6251	1585.95	27.5602
12	6874	6502	1716.68	27.5105
13	7063	6669	1805.17	27.9205
14	7624	7167	2063.47	27.4143
15	7719	7252	2105.9	26.5253
16	7908	7420	2192.48	27.266
17	8001	7503	2234.43	26.8143
18	8097	7587	2280.91	28.955
19				
20				

Copy Cut Paste Insert Delete All Invert Plot Import Export

MD <-> TVD

6000 5727.24 Calculate

Fuente. Elaboración propia, simulado Prosper

Una vez ingresada toda la data, se le da la opción Done con la cual se finaliza el proceso de la caracterización del pozo y del completamiento y volviendo a la interfaz general del simulador.

Para el cálculo del IPR, el VLP y el estudio de los casos se retoma el desarrollo del capítulo 5 donde se demuestra paso a paso como se fue el proceso para el pozo B4, los datos que deben ser suministrados y cada una de las estimaciones que se deben tener en cuenta para el buen desarrollo de la simulación.