

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA



PROYECTO DE GRADO

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN POZOS GASÍFEROS
MEDIANTE LA INSTALACIÓN DE SARTAS DE TUBERÍA DE
VELOCIDAD CON REDUCCIÓN DE EMISIONES AL MEDIO
AMBIENTE**

Postulante : Alvaro Roberto Pérez Quelali

Tutor : Ing. Fernando Cuevas Banda

La Paz – Bolivia
2019



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

Agradecimientos

A Dios por darme la vida y la oportunidad de alcanzar mis metas.

A mi familia por apoyarme en todo momento y sin importar las circunstancias.

A la Universidad Mayor de San Andrés por la formación académica y por darme el honor de titularme en la mejor Universidad del país.

A los amigos, por su apoyo y amistad.

A mi tutor Ing. Fernando Cuevas, al Director de Carrera M.Sc. Ing. Marco Montesinos, y a mis docentes por sus enseñanzas y consejos.

A todos Gracias.

Dedicatoria

El presente proyecto está dedicado a Dios,
por ser dador de todo conocimiento y
porque Él otorga las oportunidades en la vida.
También dedicado a todas las personas
que de alguna u otra forma contribuyeron
a la realización de este trabajo.

ÍNDICE GENERAL

Carátula.....	i
Agradecimientos.....	ii
Dedicatoria.....	iii
Índice General.....	iv
Anexos.....	ix
Índice de Figuras	x
Índice de Tablas.....	xiii
Acrónimos.....	xiv
Resumen Ejecutivo.....	xviii
CAPÍTULO 1: GENERALIDADES	1
1.1. Introducción	1
1.2. Antecedentes	2
1.2.1. Producción del Gas & Condensado.....	2
1.2.2. Carga de líquidos en pozos gasíferos.	3
1.2.3. Pozo CHS-101.....	4
1.2.4. Sartas de tubería de velocidad.....	4
1.3. Planteamiento del problema.....	5
1.3.1. Identificación del problema.....	5
1.3.2. Formulación del problema.	6
1.4. Objetivos	6
1.4.1. Objetivo General.	6
1.4.2. Objetivos Específicos.....	6
1.5. Justificación.....	6
1.5.1. Justificación Técnica.....	6
1.5.2. Justificación Económica.....	7
1.5.3. Justificación Ambiental.....	7
1.6. Alcance.....	7
1.6.1. Alcance Temático.....	7
1.6.2. Alcance Geográfico.....	7
CAPÍTULO 2: PRODUCCIÓN DE GAS Y CONDENSADO.....	8
2.1. Introducción	8
2.2. Clasificación general de los reservorios de hidrocarburos.....	8
2.3. Tipos de producción del gas natural y condensado.....	9
2.3.1. Flujo natural.	9

2.3.2.	Métodos que sostienen el flujo natural.....	9
2.3.3.	Sistemas de levantamiento artificial.....	10
2.4.	Sistema de producción	10
2.5.	Análisis y comportamiento de la producción.....	12
2.5.1.	Índice de productividad.....	12
2.5.1.1.	Obtención del índice de productividad.....	12
2.5.1.2.	Índice de productividad para pozos de gas.....	13
2.5.2.	Curva de oferta IPR.....	15
2.5.2.1.	Construcción de la curva IPR.....	15
2.5.2.2.	Curvas IPR futuras.....	17
2.5.3.	Curva de demanda VLP.....	18
2.5.4.	Capacidad de producción del sistema.....	19
2.6.	Flujo multifásico	21
2.6.1.	Variables de flujo de dos fases.....	21
2.6.1.1.	Escurrimiento de líquido.....	21
2.6.1.2.	Suspensión de líquido.....	22
2.6.1.3.	Densidad de líquidos.....	22
2.6.1.4.	Densidad bifásica.....	23
2.6.1.5.	Velocidad.....	23
2.6.1.6.	Viscosidad.....	24
2.6.1.7.	Tensión superficial.....	24
2.6.2.	Patrones de flujo.....	24
2.6.3.	Correlaciones para flujo bifásico.....	27
2.6.3.1.	Correlaciones tipo A.....	27
2.6.3.2.	Correlaciones tipo B.....	27
2.6.3.3.	Correlaciones tipo C.....	27
2.6.4.	Correlación de Beggs y Brill.....	27

CAPÍTULO 3: CARGA DE LÍQUIDOS..... 31

3.1.	Introducción	31
3.2.	Ciclo de vida y madurez de un campo hidrocarbúrfero	31
3.3.	Definición de Carga de Líquidos	32
3.4.	Formación de líquidos.....	32
3.4.1.	Regiones en un reservorio de gas condensado.....	34
3.4.2.	Fuentes de formación de líquidos.....	35
3.4.2.1.	Agua en el reservorio.....	35
3.4.2.2.	Agua condensada.....	36
3.4.2.3.	Hidrocarburos condensados.....	37
3.5.	Problemas debido a la carga de líquidos	37
3.5.1.	Acumulación de líquido en el pozo.....	37
3.5.2.	Acumulación de líquido en la formación.....	37
3.6.	Velocidad crítica	38
3.7.	Síntomas y reconocimiento de la carga de líquidos	40
3.7.1.	Salto de reducción de presión y de flujo.....	40
3.7.2.	Producción errática e incremento en el ritmo de declinación.....	42

3.7.3.	Variación del gradiente de presión.....	42
3.7.4.	Cese de la producción de líquidos.....	43
3.8.	Métodos para remover la carga de líquidos	44
3.8.1.	Sistema de émbolo viajero.	44
3.8.2.	Tubería capilar.	45
3.8.3.	Venteo.	47
3.8.4.	Sartas de tuberías de velocidad.	48

CAPÍTULO 4: SARTA DE TUBERÍA DE VELOCIDAD 52

4.1.	Introducción	52
4.2.	Descripción general.....	52
4.3.	Aplicaciones en la industria	52
4.3.1.	Usos básicos y rutinarios.....	53
4.3.2.	Usos avanzados e integrados.....	53
4.4.	Sartas de tubería de velocidad en el mundo	54
4.5.	Fabricación de tuberías flexibles.....	55
4.5.1.	Materia prima.	55
4.5.2.	Proceso de fabricación.	56
4.6.	Componentes principales de la sarta de tubería de velocidad.....	58
4.6.1.	Tubería de velocidad (tubería flexible).....	58
4.6.2.	Carrete de tubería.	59
4.6.3.	Unidad de potencia.....	60
4.6.4.	Cabina de control.	61
4.6.5.	Cabeza inyectora.	62
4.6.6.	Equipo para control del pozo.	63
4.6.7.	Equipo auxiliar.	65
4.7.	Procedimiento de instalación de la sarta de tubería de velocidad.....	65
4.7.1.	Recomendaciones generales para la operación.	65
4.7.2.	Requerimientos esenciales para la operación.....	65
4.7.3.	Instalación de la sarta de velocidad.....	66
4.8.	Diseño de una sarta de velocidad	67
4.8.1.	Selección del pozo candidato.	68
4.8.2.	Análisis nodal del pozo.	68
4.8.3.	Selección del diámetro óptimo de la TF.	70
4.8.3.1.	Evaluación del diseño.	70
4.8.3.2.	Comparación de diseños.	72

CAPÍTULO 5: CONTROL AMBIENTAL Y SEGURIDAD INDUSTRIAL 75

5.1.	Introducción	75
5.2.	Control ambiental.....	75
5.2.1.	Emisiones atmosféricas del gas natural en Bolivia.....	75
5.2.2.	Cálculo del volumen de venteo.	77
5.2.3.	Medidas de prevención y mitigación.	78
5.2.4.	Ventajas ambientales de la tubería flexible como sarta velocista.	79

5.2.5.	Normativa Ambiental.....	79
5.3.	Seguridad Industrial	81
5.3.1.	Medidas de seguridad industrial para el manejo de la tubería flexible.....	81
5.3.1.1.	Equipo de protección personal.....	81
5.3.1.2.	Requerimientos previos a la utilización de la unidad TF.....	82
5.3.1.3.	Consideraciones generales de seguridad industrial.....	82
5.3.1.4.	Armado de la TF.....	83
5.3.2.	Ventajas de seguridad industrial de la tubería flexible.....	85
5.3.3.	Normativa de Seguridad Industrial.....	85

CAPÍTULO 6: APLICACIÓN DEL PROYECTO..... 86

6.1.	Introducción	86
6.2.	Ubicación del proyecto	86
6.2.1.	Características generales del lugar.....	86
6.3.	Datos del pozo CHS-101.....	87
6.4.	Comportamiento del problema y metodología del diagnóstico del problema	90
	PRIMERA ETAPA: IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	91
a)	Preparación de datos.....	91
b)	Cálculo del caudal de operación.....	92
b.1)	Procedimiento manual para trazar la curva IPR.....	92
b.2)	Procedimiento manual para trazar la curva TPR.....	94
b.3)	Determinación manual del gasto de operación.....	98
b.4)	Análisis nodal en simulador PIPESIM.....	99
c)	Identificación de los síntomas del problema de producción.....	100
c.1)	Producción errática.....	100
c.2)	Análisis de la tendencia de declinación.....	101
c.3)	Análisis de la variación de gradiente de presión.....	102
d)	Cálculo de parámetros críticos.....	103
d.1)	Cálculo de la velocidad crítica del gas.....	103
d.2)	Cálculo del caudal crítico del gas.....	103
e)	Diagnóstico del problema.....	104
6.5.	Diseño y aplicación del sistema de producción	105
	SEGUNDA ETAPA: PROPUESTA OPERACIONAL.....	105
a)	Sarta de velocidad.....	105
a.1)	Objetivo.....	105
a.2)	Diámetros propuestos.....	105
b)	Análisis nodal para cada tamaño de sarta de velocidad.....	106
	TERCERA ETAPA: APLICACIÓN DE LA TÉCNICA Y OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	107
a)	Sarta de velocidad con el tiempo.....	107
b)	Estimación de los hidrocarburos recuperados.....	112
b.1)	Volumen estimado del banco de condensado en el fondo de pozo.....	112
b.2)	Estimación del gas producido.....	113
c)	Organización de actividades de campo.....	114
6.6.	Cálculo de las emisiones evitadas por omitir las purgas.....	116

CAPÍTULO 7: EVALUACIÓN DEL PROYECTO	117
7.1. Evaluación técnica	117
7.1.1. Análisis de resultados.....	117
7.1.2. Ventajas y desventajas técnicas de la sarta de velocidad.....	119
7.1.2.1. Ventajas.....	119
7.1.2.2. Desventajas.....	120
7.1.3. Análisis FODA de la tubería flexible.....	121
7.1.3.1. Fortalezas.....	121
7.1.3.2. Oportunidades.....	122
7.1.3.3. Debilidades.....	122
7.1.3.4. Amenazas.....	122
7.2. Evaluación económica	123
7.2.1. Costos.....	123
7.2.2. Beneficios.....	124
7.2.3. Relación beneficio-costo.....	124
7.2.4. Ventajas económicas de la sarta de tubería de velocidad.....	125
7.3. Evaluación ambiental y seguridad industrial	126
 CAPÍTULO 8: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	 128
8.1. Conclusiones	128
8.2. Recomendaciones.....	129
 BIBLIOGRAFÍA.....	 131
 GLOSARIO TÉCNICO	 134

ANEXOS

ANEXO 1: Mapa e información del Campo Chaco Sur	147
ANEXO 2: Propiedades físicas de los componentes puros del gas natural	150
ANEXO 3: Cromatografía del gas producido, pozo CHS-101	152
Anexo 3.1: Cálculo del peso molecular (M_g).....	152
Anexo 3.2: Cálculo de la gravedad específica (GE_g).....	152
ANEXO 4: Cálculos complementarios, curva IPR	153
Anexo 4.1: Cálculo del factor de desviación (Z)	153
Anexo 4.2: Cálculo de la densidad del gas (ρ_g)	155
Anexo 4.3: Cálculo de la viscosidad del gas (μ_g).....	155
ANEXO 5: Historial de producción del pozo CHS-101	156
Anexo 5.1: Promedio de producción y corte de agua	157
Anexo 5.2: Relación gas-petróleo (RGP) y relación petróleo-gas (RPG).....	157
ANEXO 6: Cálculos complementarios, curva TPR.....	158
Anexo 6.1: Cálculo de las variables básicas de flujo multifásico.....	158
ANEXO 7: Determinación de la tendencia de declinación del campo Chaco Sur	162
Anexo 7.1: Análisis por tendencia de declinación exponencial.....	162
Anexo 7.2: Análisis por tendencia de declinación armónica	164
Anexo 7.3: Análisis por tendencia de declinación hiperbólica	167
ANEXO 8: Datos de gradientes de presión, pozo CHS-101	171
ANEXO 9: Cálculos complementarios, gasto crítico del gas producido CHS-101	172
Anexo 9.1: Cálculo del factor de compresibilidad (Z).....	172
Anexo 9.2: Cálculo de la densidad del gas (ρ_g)	173
ANEXO 10: Cálculo de la producción de gas de acuerdo a las tendencias de declinación del pozo CHS-101	174
Anexo 10.1: Producción de gas sin la instalación de la tubería flexible.....	174
Anexo 10.2: Producción de gas con la instalación de la tubería flexible.....	175
ANEXO 11: Mapas temáticos, pozo CHS-101	177

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Clasificación general de los reservorios	8
Figura 2.2 Secuencia del sistema de producción	10
Figura 2.3 Sistema de producción	11
Figura 2.4 Aproximaciones para calcular el índice de productividad en pozos de gas	14
Figura 2.5 Curva IPR típica para un pozo de gas	16
Figura 2.6 IPR futuras	18
Figura 2.7 Rangos y regímenes de la curva VLP	18
Figura 2.8 Típica curva VLP o curva TPR	19
Figura 2.9 Capacidad del sistema de producción	20
Figura 2.10 Capacidad de producción del pozo para varios tamaños de reductor	20
Figura 2.11 Capacidad de producción por variación del diámetro del tubing	20
Figura 2.12 Patrones de flujo bifásico en una tubería vertical	25
Figura 2.13 Regímenes de flujo de un pozo de gas durante el tiempo productivo	26
Figura 3.1 Ciclo de vida de un campo	31
Figura 3.2 Diagrama de fases para el fluido original y para el banco de condensado	33
Figura 3.3 Regiones de flujo de gas condensado	34
Figura 3.4 Conificación de agua	36
Figura 3.5 Solubilidad del agua en el gas natural mientras la presión declina	36
Figura 3.6 Transporte de líquidos en un pozo de gas	39
Figura 3.7 Variación en el patrón de flujo por la caída de presión	41
Figura 3.8 Relación entre la presión de cabeza y el patrón de flujo	41
Figura 3.9 Curva de declinación mostrando la ocurrencia del banco de condensado	42
Figura 3.10 Típica gráfica de un registro de presión	43
Figura 3.11 Ciclo del sistema de émbolo viajero	45
Figura 3.12 Agente espumante líquido	46
Figura 3.13 Tramo de tubería capilar y reacción espumante	47
Figura 3.14 Venteo de un pozo para descargar líquidos	48
Figura 3.15 Aplicación esquemática de la sarta de velocidad	49
Figura 3.16 Comportamiento de producción con y sin sarta de velocidad	50

Figura 4.1 Actividades con la tubería flexible	53
Figura 4.2 Conteo mundial de unidades de Coiled Tubing.....	54
Figura 4.3 Fabricación de la tubería flexible	57
Figura 4.4 Unidad de Sarta de Tubería de Velocidad (Tubería Flexible).....	58
Figura 4.5 Carrete de tubería flexible para comercialización	59
Figura 4.6 Partes del carrete de tubería	60
Figura 4.7 Unidad de potencia integrada al camión.....	60
Figura 4.8 Cabina de Control	61
Figura 4.9 Consola de control en la cabina	62
Figura 4.10 Partes de la cabeza inyectora	62
Figura 4.11 Equipo de control de presión de la tubería de velocidad	64
Figura 4.12 Estopero bajo la cabeza inyectora.....	64
Figura 4.13 Curva IPR y curva TPR	69
Figura 4.14 Interacción de la curva IPR y la curva TPR	69
Figura 4.15 Análisis nodal identificando declinación por carga de líquidos	71
Figura 4.16 Curvas IPR y TPR no interceptadas, sin flujo de pozo.....	71
Figura 4.17 Comparación de curvas IPR con y sin sarta de velocidad	72
Figura 4.18 Comparación de diseños de sargas de velocidad con IPRs en presente y futuro	73
Figura 5.1 Gases de efecto invernadero producidos en Bolivia.....	75
Figura 5.2 Balance de uso de gas natural en Bolivia	76
Figura 5.3 Venteo de gas en una intervencion del pozo Huacaya X-1	77
Figura 5.4 Secuencia de operaciones para el armado de la TF	83
Figura 5.5 Instalación de una unidad TF.....	85
Figura 6.1 Ubicación Pozo CHS-101	87
Figura 6.2 Secuencia estratigráfica CHS-101	88
Figura 6.3 Pasos para definir el diagnóstico del problema	91
Figura 6.4 Curva IPR inicial pozo CHS-101	94
Figura 6.5 Curva TPR inicial pozo CHS-101	98
Figura 6.6 Curva TPR y Curva IPR	99
Figura 6.7 Análisis nodal pozo CHS-101	100

Figura 6.8 Producción histórica del pozo CHS-101.....	101
Figura 6.9 Curvas de declinación para el campo Chaco Sur (pozo CHS-101).....	102
Figura 6.10 Gradiente de presión del pozo CHS-101	102
Figura 6.11 Caudal crítico de gas en análisis nodal	104
Figura 6.12 Distintas sargas de velocidad a $Pr=1509,7$ [psia] y $Pwh=909,7$ [psia].....	106
Figura 6.13 Caudales críticos para cada sarga de velocidad.....	107
Figura 6.15 Análisis nodal a $Pr=1300$ [psia] y $Pwh=800$ [psia]	109
Figura 6.16 Análisis nodal a $Pr=1150$ [psia] y $Pwh=700$ [psia]	110
Figura 6.17 Análisis nodal a $Pr=1000$ [psia] y $Pwh=600$ [psia]	111
Figura 6.18 Pronóstico de producción sin TF	113
Figura 6.19 Pronóstico de producción con TF	114
Figura 6.20 Diagrama de organización de actividades en campo	115
Figura 6.21 Tubería original y sarga de velocidad.....	115
Figura 7.1 Caudal operativo y crítico para TF de 1,5"	117
Figura 7.2 Curva de declinación estabilizada	118
Figura 7.3 Accidente grave por mala supervisión de unidad TF en Irán	123

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Definición del patrón de flujo	28
Tabla 2.2 Regímenes de flujo según Beggs y Brill	28
Tabla 2.3 Coeficientes de corrección de patrón y dirección de flujo.....	29
Tabla 3.1 Propiedades del agua y condensado según Turner et al.	39
Tabla 3.2 Medidas remediales para reducir la carga de líquidos	44
Tabla 3.3 Factores a considerar para el método de remoción de líquidos	50
Tabla 4.1 Principales operadores de unidades de tuberías flexibles en el mundo	55
Tabla 4.2 Aleación en la fabricación de tubería flexible.....	56
Tabla 4.3 Capacidad de cabezas inyectoras	63
Tabla 5.1 Medidas de prevención y mitigación, pozo CHS-101	78
Tabla 6.1 Coordenadas UTM (WGS-84) - Pozo CHS-101.....	87
Tabla 6.2 Datos reservorio San Telmo.....	89
Tabla 6.3 Terminación del pozo CHS-101	89
Tabla 6.4 Datos de la tubería de producción y de revestimiento	89
Tabla 6.5 Cabezal de producción del pozo CHS-101	90
Tabla 6.6 Datos de presión y temperatura del pozo CHS-101	90
Tabla 6.7 Puntos curva IPR inicial.....	93
Tabla 6.8 Puntos curva TPR inicial.....	98
Tabla 6.9 Tendencias de declinación, pozo CHS-101	101
Tabla 6.10 Gasto de operación y gasto crítico para cada diámetro de sarta de velocidad	106
Tabla 6.11 Gasto operativo y crítico a $Pr=1400$ [psia] y $P_{wh}=909,7$ [psia]	108
Tabla 6.12 Gasto operativo y crítico a $Pr=1300$ [psia] y $P_{wh}=800$ [psia]	109
Tabla 6.13 Gasto operativo y crítico a $Pr=1150$ [psia] y $P_{wh}=700$ [psia]	110
Tabla 6.14 Gasto operativo y crítico a $Pr=1000$ [psia] y $P_{wh}=600$ [psia]	111
Tabla 7.1 Resumen de resultados obtenidos por simulación en PIPESIM	117
Tabla 7.2 Resumen producción de hidrocarburos con y sin sarta de velocidad.....	118
Tabla 7.3 Costos del proyecto	123
Tabla 7.4 Beneficios del proyecto.....	124

ACRÓNIMOS

(dP/dh)_E.- Gradiente de presión por elevación
(dP/dh)_f.- Gradiente de presión por fricción
 μ_g .- Viscosidad del gas
 μ_L .- Viscosidad de la mezcla líquida
 μ_{ns} .- Viscosidad bifásica
 μ_o .- Viscosidad del petróleo
A.- Sección transversal o área
AAC.- Autoridad Ambiental Competente
 A_{diTP} .- Área interna de la tubería de producción
ANSI.- American National Standards Institute
API.- American Petroleum Institute
Art.- Artículo
ASTM.- American Society for Testing and Materials
bbl.- Barril
 B_o .- Factor volumétrico del petróleo
BOP.- Blow Out Preventor
 B_w .- Factor volumétrico del agua
C.- Constante de corrección de patrón de flujo
CH₄.- Metano
CHS.- Campo Chaco Sur
CO₂.- Dióxido de Carbono
CoilFRAC.- Fracturamiento Hidráulico con Coiled Tubing
cP.- Centi Poise
CT.- Coiled Tubing
CTD.- Coiled Tubing Drilling
CTU.- Coiled Tubing Unit
 d_{iTP} .- Diámetro interno de tubería de producción
DST.- Drill Stem Test
EK.- Término de aceleración
EPP.- Equipo de protección personal
ESP.- Electrical Submersible Pump
f(p).- Parámetros en función a la presión

f_{ns} .- Factor de fricción sin escurrimiento
 F_o .- Fracción de petróleo
 $F_{\text{frac}_{\text{cond}}}$.- Fracción de condensado
 F_w .- Fracción del agua
GEI.- Gas de efecto invernadero
GNL.- Gas Natural Licuado
h.- Espesor de la formación
 H_G .- Holdup de gas
 $H_L(0)$.- Holdup de líquido según patrón de flujo
 H_L .- Holdup de líquido
IBNORCA.- Instituto Boliviano de Normalización y Calidad
ICoTA.- International Coiled Tubing Association
ID.- Diámetro interno de tubería
INMETRO.- Instituto Boliviano de Metrología
IP.- Índice de productividad
IPR.- Inflow Performance Relationship
J.- Índice de productividad
k.- Permeabilidad efectiva total
 k_{ro} .- Permeabilidad relativa del petróleo
 L_1, L_2, L_3, L_4 .- Constantes para definir el patrón de flujo
MMAyA.- Ministerio de Medio Ambiente y Agua
MMmcd.- Millones de metros cúbicos estándar por día
MMpcs.- Millones de pies cúbicos estándar
NFPA.- National Fire Protection Association
NFR.- Número de Fraude
 N_{Re} .- Número de Reynolds
NVL.- Número de Velocidad de Líquido
OHSAS.- Occupational Health and Safety Assessment Series
OSC.- Organismo Sectorial Competente
OSHA.- Occupational Safety and Health Administration
PCP.- Progressing Cavity Pump
PIPESIM.- Pipeline-Scheduling Simulator
PLUTO.- Pipe Lines Under The Ocean

P_r .- Presión de reservorio
PROSPER.- Production and System Performance
pulg.- Pulgada
PVC.- Policloruro de Vinilo
PVT.- Pressure, Volume, Temperature
 P_{wf} .- Presión de fondo fluuyente
 P_{wh} .- Presión de cabeza de pozo
 P_{ws} .- Presión estática de reservorio
 q_g .- Rata o caudal de flujo de gas
 q_{g_oper} .- Caudal de operación de gas
 q_{g_real} .- Caudal real de gas
 q_{gc} .- Caudal crítico del gas
 q_{Liq} .- Caudal de líquido
 q_o .- Rata o caudal de flujo de petróleo
 q_w .- Rata o caudal de flujo de agua
 r_e .- Radio de drenaje
RGL.- Relación Gas-Líquido
RLG.- Relación Líquido-Gas
 r_w .- Radio de pozo
Rx.- Roca
s.- Factor skin
SAP.- System of Artificial Production
T.- Temperatura
 $t_{CO_2-eq/cápita}$.- toneladas de dióxido de carbono equivalente per cápita
TF.- Tubería Flexible
TP.- Tubería de producción
TPR.- Tubing Performance Relationship
TR.- Tubería de revestimiento
UB.- Unidad de Bombeo
UTF.- Unidad de Tubería Flexible
 v_g .- Velocidad real del gas
 V_{g_agua} .- Velocidad crítica del gas para el agua
 $V_{g_condensado}$.- Velocidad crítica del gas para el condensado

v_L .- Velocidad real de la mezcla líquida
VLP.- Vertical Lift Performance
 v_m .- Velocidad de la mezcla bifásica
 Vol_{Liq} .- Volumen de líquido
 Vol_{TP} .- Volumen en tubería de producción
 Vol_{TR} .- Volumen en tubería de revestimiento
 v_s .- Velocidad de deslizamiento o escurrimiento
 v_{sg} .- Velocidad superficial del gas
 v_{sL} .- Velocidad superficial de la mezcla líquida
WCS.- Well Control School
YPFB.- Yacimiento Petrolíferos Fiscales Bolivianos
Z.- Factor de compresibilidad del gas real
 ΔP .- Caída de presión
 λ_g .- Suspensión de gas
 λ_L .- Suspensión de líquido
 ρ_L .- Densidad de la mezcla líquida
 ρ_{ns} .- Densidad bifásica sin deslizamiento
 ρ_o .- Densidad del petróleo
 ρ_{TP} .- Densidad bifásica con deslizamiento
 ρ_w .- Densidad del agua
 σ_o .- Tensión superficial del petróleo
 σ_w .- Tensión superficial del agua
 Ψ .- Constante de corrección de dirección de flujo
 Ψ_r .- Pseudopresión del reservorio
 Ψ_{wf} .- Pseudopresión de fondo fluyente

RESUMEN EJECUTIVO

Se ha incrementado la producción de gas natural, e incluso prolongado la vida productiva de pozos gasíferos maduros a una tasa considerable, por supuesto en el margen de riesgo y rentabilidad, aplicando las técnicas más convenientes de la industria petrolera.

Bolivia ha producido aproximadamente 56,6 MMmcd de gas natural durante el 2018 (Página Siete, 25/02/2018). La demanda de este hidrocarburo se ha incrementado tanto en el mercado interno como en el mercado externo, en razón que los mercados de Brasil y Argentina vieron al gas natural boliviano más competitivo que el GNL (Gas Natural Licuado), y que el gas natural no convencional (shale gas) (Energy Press, Agosto/2017).

Se han planificado y desarrollado grandes proyectos que involucran al gas natural como materia prima y como materia a tratar, como ser: la Planta Separadora de Líquidos Carlos Villegas de Gran Chaco, la Planta de Amoníaco y Úrea de Bulo-Bulo, y la Planta de Propileno y Polipropileno de Tarija (Ministerio de Hidrocarburos, Boletín Informativo 2017).

La matriz energética boliviana ha sido la siguiente: 80% gas natural, 13% petróleo condensado y/o gasolina natural, 5% biomasa, y 2% hidroenergía (Constructor Eléctrico, issuu.com, 2013), y respecto a sus ingresos económicos, los hidrocarburos han representado aproximadamente el 30% de las exportaciones (El Deber, 12/03/2018). De esta forma, se denota la acentuada dependencia energética y económica del país hacia los hidrocarburos.

Bolivia ha sido considerada como productor de gas, por lo tanto enfrenta los desafíos que implican su producción. De acuerdo al presidente de YPFB, Óscar Barriga, las reservas de gas natural alcanzan los 10,7 TCF (La Razón, 29/08/2018). Sin embargo, la declinación de la producción de gas y condensado es inevitable, y entre los motivos recurrentes para que suceda ha sido la acumulación de líquidos en el fondo de los pozos productores.

Cuando la producción de gas en los pozos empieza a disminuir debido a la acumulación de líquidos en el fondo de pozo, se debe realizar las medidas adecuadas para evitar la declinación continua. Las técnicas más sencillas y económicas para deshacerse de estos líquidos han sido el

pistoneo y el purgamiento de pozos, los cuales restauraban la producción temporariamente a costa de provocar emisiones a la atmósfera por la liberación y la quema de hidrocarburos (Environmental Protection Association USA, Opciones para retirar el fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas, 2011). Con esta medida, se removía el banco de líquidos y se extraía el gas natural nuevamente.

Una alternativa de producción mejorada en pozos de gas para mantener y/o incrementar su afluencia, y para prolongar y reactivar pozos maduros de gas, es la instalación de sarta de tubería de velocidad. Esta técnica consiste en la reducción del diámetro de la tubería de producción, lo cual disminuye el área de flujo y mejora la extracción de los líquidos acumulados en los pozos.

La sarta de tubería de velocidad mantiene una presión considerable y prolonga la vida productiva del pozo. Como resultado, se aprovecharían aún más los hidrocarburos remanentes en el reservorio, aumentaría la producción, y disminuirían las emisiones a la atmósfera.

Su aplicación en otros campos gasíferos, como la Costa del Golfo de México, tuvo impactos positivos incrementando la producción y prolongando la vida útil de sus pozos gasíferos maduros y/o con problemas de carga de líquidos.

En el margen del riesgo y rentabilidad, la implementación de la sarta de tubería de velocidad en pozos gasíferos con problemas de carga de líquidos tendría efectos positivos en la producción, en la economía y en el cumplimiento energético a los mercados. Además, aprovecharía mejor las reservas de hidrocarburos y evitaría la contaminación atmosférica.

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES

1.1. Introducción

La producción de los hidrocarburos es una pieza fundamental en la cadena de hidrocarburos, y también para el desarrollo del país dejando recaudaciones de más de dos mil millones de dólares por año por concepto de su comercialización (El País, 07/02/2018). De ella depende el resto de las actividades hidrocarburíferas de downstream (refinación, transformación, transporte, comercialización). Por tanto, se torna preocupante si no se desarrolla más esta actividad, y se vuelve crítico si ni siquiera se puede mantener a un flujo estable.

La producción de gas natural consta de dos etapas: la primaria o natural, en la cual los pozos fluyen naturalmente; y la mejorada, que requiere de métodos o técnicas para mejorar la producción y evitar la declinación acelerada. Las causas de la declinación productiva son diversas, sin embargo una de las principales razones es el problema de carga de líquidos en el fondo de los pozos.

Una solución simple y económica suele ser la purgación del pozo, que consiste eliminar la carga líquida quemando de los hidrocarburos líquidos que “tapan” el pozo, para luego continuar con la producción de gas. Realizando esto se desperdician hidrocarburos ricos (hidrocarburos líquidos) y se generan emisiones a la atmósfera (gases de efecto invernadero).

Por otra parte, no existe un control ambiental eficiente en las actividades de producción. Aunque no se señalen consecuencias ambientales negativas de gran magnitud en esta área, se debería prevenirlas asertivamente a mediano y largo plazo (BBC Mundo, 02/02/2017).

Ante el agotamiento de las reservas, el incremento de la demanda energética, la contaminación al medio ambiente, y las exploraciones negativas en zonas tradicionales y no tradicionales, se torna indispensable el análisis de las alternativas disponibles en un margen de riesgo y factibilidad.

El presente trabajo plantea una alternativa para mejorar la producción en los *hydrocarbon plays*. Para elevar la eficacia en la explotación de pozos gasíferos y maximizar el aprovechamiento de los reservorios, se propone la instalación de sartas de tubería de velocidad en pozos gasíferos que además de cumplir con estos objetivos reducirá la emisión de contaminantes a la atmósfera.

La reducción en el diámetro de la tubería de producción, con una sarta de tubería de velocidad, logra la extracción de líquidos acumulados en el fondo de un pozo cuando el gas no tiene la suficiente velocidad para sostenerlos y extraerlos a través de la tubería de producción original. De esta manera, se evitaría el problema de la declinación acelerada de producción, e incluso podría incrementar su rata y prolongar la vida útil de los pozos.

Por otro lado, la sarta de velocidad ahorraría los hidrocarburos que se quemarían en procedimientos de purgación. Además, mejoraría la calidad del aire de las poblaciones aledañas a estas instalaciones, resguardando su seguridad y salud, y preservando el medio ambiente.

Las condiciones necesarias que se requieren en un pozo para aplicar este método son: que sea productor de un reservorio de gas y condensado, que presente una declinación temprana después de un periodo de producción regular, que dicha declinación tenga relación con la carga de líquidos en fondo de pozo, que se lo haya aplicado la técnica de pistoneo y purgamiento para liberar estos líquidos. Además, se debe conocer el arreglo subsuperficial y superficial de producción, las condiciones del reservorio y las propiedades de los fluidos producidos.

Para la realización de este trabajo se han consultado fuentes primarias y secundarias, entre libros, reportes, informes técnicos, revistas científicas, proyectos de grado y tesis doctorales, periódicos nacionales y periódicos especializados en energía.

Se espera comprobar la factibilidad técnica, económica y ambiental por la aplicación de la técnica propuesta respaldándola con correlaciones matemáticas, aplicación de datos disponibles, análisis de gráficas resultantes, simulación en software, y con la revisión de información básica.

Este proyecto de grado está orientado para contribuir al conocimiento acerca de las alternativas que existen para solucionar problemas específicos en relación a la producción de gas natural, y motivar la continua investigación inclinada al remedio de problemáticas técnicas, energéticas, económicas, y ambientales en el país.

1.2. Antecedentes

1.2.1. Producción del Gas & Condensado.

El gas natural es conocido desde hace miles de años, desde que el hombre primitivo observaba

las llamaradas que se producían en los pantanos cuando caía un rayo. En referencias históricas antiguas se lo describe como: “fuentes de fuego”, “fuentes ardientes”, “llamas eternas”, “llamas asociadas al petróleo”. Los chinos perforaron el primer pozo de gas en el año 211 AC (DePerú, Origen e Historia del Gas Natural, 2016). En el siglo X, ya se lo transportaba rudimentariamente por cañas de bambú. En América, específicamente en Norteamérica, el gas natural se descubrió en 1626, cuando los exploradores franceses vieron salidas naturales de gas en el Lago Erie (TRIPOD, El gas natural, 2014). Pero es desde 1792 que se estudia el gas natural para uso industrial, para el alumbrado público en Escocia e Inglaterra (Nedgia, Historia del Gas Natural, 2011).

En Estados Unidos, luego del descubrimiento del petróleo en Pennsylvania en 1859, el gas asociado producido era venteado, debido a la ausencia de medios para su transporte. Como analogía, en 1952 ya se producía gas en el campo petrolero Camiri, pero por falta de tecnología para su manejo era quemado y venteado. En 1960, la Bolivian Gulf descubrió e inició la producción de gas condensado en el campo Caranda, y en 1962 en los campos Colpa y Río Grande, pero se quemaba el gas para producir sólo el condensado.

Sin embargo desde 1955 gracias a los volúmenes significativos de gas en el campo Sararenda, el gobierno creó una planta de gas en Camiri y ya se lo exportaba a la Argentina desde 1972. Junto a otros campos descubiertos y acuerdos políticos, la era del gas natural en Bolivia inició en ese año por el inicio de la exportación de gas natural a la Argentina. El segundo contrato importante de exportación fue en 1999, y esta vez con el Brasil (Página Siete, 24/04/2017).

Desde entonces el gas natural boliviano es reconocido a nivel regional. Actualmente, los principales campos de gas natural y condensado en Bolivia son: Margarita-Huacaya, San Alberto, Sábalo e Incahuasi (Campos Gasíferos en Chuquisaca y Tarija, Observatorio Boliviano de los Recursos Naturales), ubicados en la zona tradicional del Subandino Sur. En total, Bolivia produce 56,6 MMmcd de gas natural y 53,2 Mbpd de petróleo (Página Siete, 25/02/2018).

1.2.2. Carga de líquidos en pozos gasíferos.

Durante la vida productiva de los pozos se presentan diversos problemas y situaciones que la afectan negativa y significativamente. Un problema serio, sobretodo en pozos de gas ya maduros,

ha sido la acumulación de líquidos en el fondo de pozo, también conocido como: carga o colgamiento de líquidos, condensación en fondo, liquid-loading, o banco de líquidos.

La carga de líquidos es la incapacidad del gas para remover el líquido en el fondo del pozo ocasionando declinación en la producción, interrupciones o incluso el cierre. En décadas atrás, lo que se hacía ante esta situación era sólo cerrar el pozo, como el caso de los pozos de gas en el campo Samandep, en Turkmenistan, que fueron forzados a cerrarse por dieciséis años, desde 1993 a 2009, debido a que los intervalos con carga líquida producían muy poco o nada de gas porque estaban severamente contaminados, también porque su capacidad de purificación era muy limitada y casi no tenían presión en el cabezal del pozo (Zhang, Cheng, Liu, Yang, & Zheng, Abnormal liquid loading in gas wells of the Samandep Gasfield in Turkmenistan, 2015).

Dependiendo de cuán favorables sean las propiedades de la formación, de las propiedades de los líquidos acumulados, y del tiempo de detección del problema, se ha podido determinar soluciones para contrarrestar y prevenir la carga de líquidos.

1.2.3. Pozo CHS-101.

Respecto al pozo en que se aplicará el proyecto, el pozo CHS-101 del Campo Chaco Sur en Tarija, se perforó el 5 de mayo de 1998. Se inició su producción el 1° de abril de 1999. Sin embargo, fue cerrado en diversas ocasiones por restricciones de mercado, lo cual permitió que el agua del fondo llegue a nivelarse en algunos baleos y acumularse en el fondo del pozo. En 2008 se intentó producirlo, pero se lo encontró ahogado. Se le aplicó un tratamiento con jabón-espuma y operaciones de cierre y apertura, pero dio bajos resultados de producción. Por tanto no ha sido recomendable volverlo a intervenir con el pozo cerrado.

1.2.4. Sartas de tubería de velocidad.

Respecto a sartas de tuberías de velocidad, encontramos por un lado el reemplazo de la tubería de producción original por otra tubería de menor diámetro, instalada mediante un trabajo de workover o intervención; por otro lado encontramos a la tubería flexible, la cual es instalada de una manera más simple que con un workover. Ambas formas se han aplicado durante años para mantener y/o incrementar la producción en campos gasíferos, y remediar el problema de carga de

líquidos. Últimamente se ha aplicado la tubería flexible, o coiled tubing, como sarta de velocidad debido a sus ventajas y su factibilidad.

La tubería flexible se desarrolló por los años 60. Sin embargo, su origen data desde 1944, antes de la invasión de los Aliados durante la Segunda Guerra Mundial. Los ingenieros británicos desarrollaron una tubería larga, flexible y continua para abastecer de combustible a los aliados desde Inglaterra hasta el continente europeo. El proyecto se denominó Operación PLUTO, un acrónimo inglés de: “Pipe Lines Under The Ocean”, o sea, “Líneas de ductos por debajo del océano”. El éxito de esta tubería llevó a que se la desarrollará más. Ya en 1962, la Compañía de Petróleo de California creó la primera unidad de tubería flexible (CT unit), con el propósito de limpiar los puentes de arena de los pozos.

Las primeras unidades sufrieron muchas fallas debido a la inconsistente calidad de la tubería y las continuas soldaduras. A pesar de eso, mejoraron y ahora ofrecen múltiples ventajas de su uso en la industria. Hoy en día se emplean unidades de CT de gran calidad y diferentes características por todo el mundo, disponibles en los mercados como productos y servicios especializados (Intervention & Coiled Tubing Association, History of Coiled Tubing, 2016).

1.3. Planteamiento del problema

1.3.1. Identificación del problema.

Los siguientes puntos resumen la problemática a tratar:

- Dado que se reporta la declinación de la producción en pozos gasíferos, se requiere un método para mantener y/o incrementar la rata de explotación y aprovechar al máximo las reservas de gas.
- Debido al movimiento económico en la región, se denota el incremento en la demanda de energéticos por parte de los mercados externos (Brasil y Argentina) y el mercado interno, por lo cual se requiere incrementar la producción de gas natural y condensado para cumplir estas exigencias y mantener los contratos.
- Durante la explotación de hidrocarburos se realizan venteos, que consisten en quemas de

gas producidos al aire libre para distintos propósitos, dando lugar a la contaminación atmosférica. Por tanto, se precisa reducir o evitar este tipo de actividades.

Por lo expuesto, surge la necesidad de aplicar métodos o técnicas para aprovechar al máximo las reservas disponibles, al igual que evitar la contaminación ambiental que cada vez se torna más pronunciada a nivel global.

1.3.2. Formulación del problema.

Durante la producción de hidrocarburos se puede presentar la declinación en los campos gasíferos. Con el diseño, la planificación e implementación de nuevos métodos, se podría evitar la declinación acelerada de estos campos y lograr una recuperación mejorada, eficiente, efectiva y ecológica.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General.

Verificar la factibilidad técnica y económica de la instalación de sarta de tubería de velocidad en un pozo gasífero boliviano para optimizar su producción de hidrocarburos.

1.4.2. Objetivos Específicos.

- Explicar el fenómeno de carga de líquidos, su origen y las consecuencias que conllevan su formación en pozos gasíferos, su identificación y los métodos de remoción.
- Demostrar que el método de sarta de tubería de velocidad es efectiva para la remoción del colgamiento de líquidos en fondo de pozo.
- Realizar la aplicación práctica de este método al pozo CHS-101 del Campo Chaco Sur, mediante el cálculo de parámetros fundamentales y velocidades críticas en el programa Excel, y mediante simulaciones en el programa PIPESIM de Schlumberger para determinar el diámetro adecuado de la sarta velocista.
- Calcular los volúmenes de gas natural no emitidos a la atmósfera, por la aplicación de este método, y su equivalente en volumen de dióxido de carbono.
- Realizar la evaluación técnica, económica y ambiental de la aplicación del proyecto.

1.5. Justificación

1.5.1. Justificación Técnica.

Sobre el pozo CHS-101 del Campo Chaco Sur, el objetivo del proyecto es optimizar su

producción. Este pozo tiene el problema de carga de líquidos, el cual lo guía hacia una acelerada declinación de su producción y la pérdida de hidrocarburos valiosos. Se ha intentado aminorar esta situación con la aplicación de jabones pero el rendimiento de la producción aún es menor. Por esta razón, la implementación del método de sarta de velocidad llega a ser una opción viable para optimizar la producción real del pozo.

1.5.2. Justificación Económica.

La instalación de sargas de tubería de velocidad resuelve el problema de carga de líquidos en el pozo, estabilizando así la declinación de la producción. De esta manera se obtiene mayor cantidad de hidrocarburos recuperados que antes de su implementación, lo que se refleja en mayores ingresos económicos. Además, se extraerían los condensados acumulados en el fondo del pozo y se ahorrarían los volúmenes que son venteados para purgar los líquidos bloqueadores, este aspecto también se traduce en beneficios económicos.

1.5.3. Justificación Ambiental.

Con la instalación de la sarta de velocidad ya no son necesarias las purgas en el pozo para eliminar los líquidos acumulados. Esto significa menor impacto atmosférico, resguardando la salud y la tranquilidad de los ecosistemas circundantes y las poblaciones aledañas. Además que el equipo es de dimensiones reducidas y de gran velocidad de utilización, lo que disminuye el impacto ambiental por su traslado y mantenimiento.

1.6. Alcance

1.6.1. Alcance Temático.

El área de estudio del presente proyecto es principalmente la Ingeniería de Producción de Gas Natural, y se tratará sobre la recuperación de los hidrocarburos de los pozos gasíferos en estado de declinación, y en el aprovechamiento de los volúmenes perdidos por venteos.

1.6.2. Alcance Geográfico.

La ubicación de aplicación del proyecto es el pozo CHS-101, un pozo productor de gas y condensado en declinación del campo Chaco Sur, que se encuentra dentro de la jurisdicción del municipio de Villamontes, en la provincia Gran Chaco del departamento de Tarija.

CAPÍTULO 2

PRODUCCIÓN DE GAS Y CONDENSADO

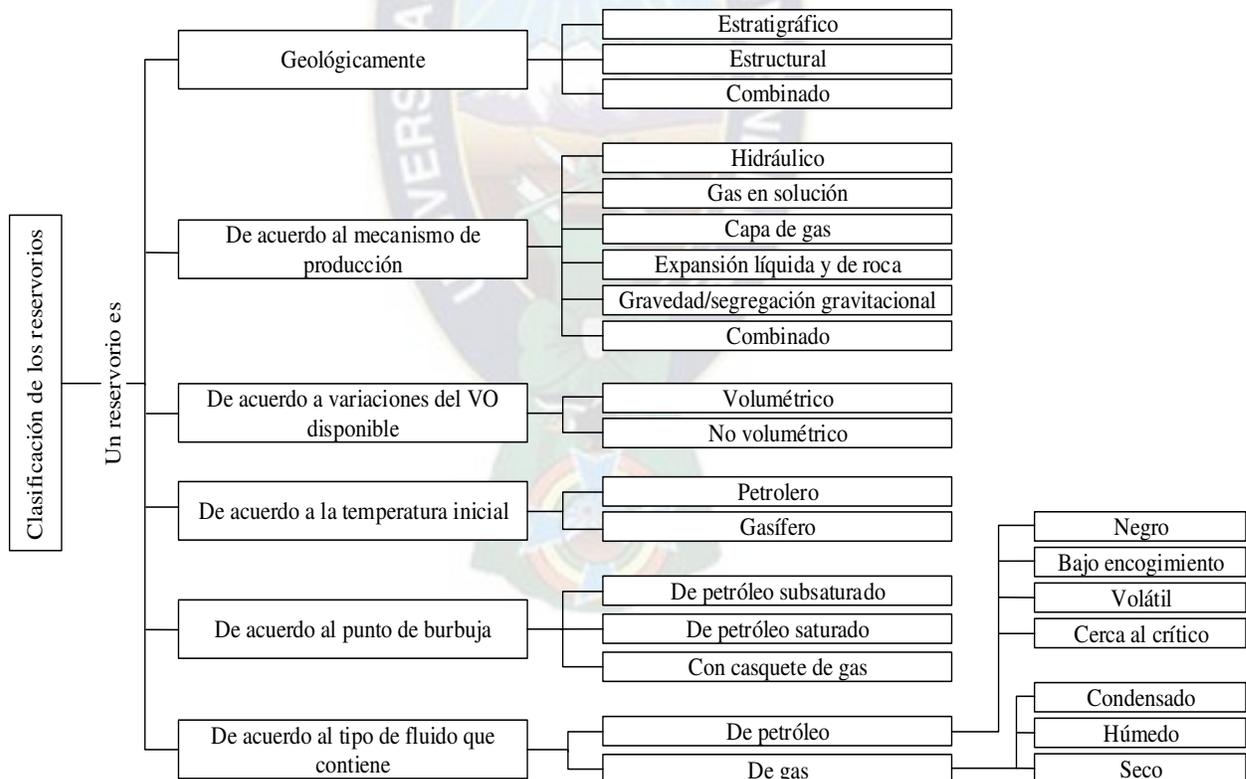
2.1. Introducción

La producción es el proceso mediante el cual se extraen los hidrocarburos desde la capa de roca hasta la superficie. Representa la buena factibilidad de los yacimientos para ser explotados, y ofrecer hidrocarburos para comercializar (ANH Glossary, anh.gob.bo, 2018). La explotación debe ser racional, también se la realiza por etapas y posee distintos componentes.

2.2. Clasificación general de los reservorios de hidrocarburos

En la Figura 2.1 se presenta un esquema que resume las clasificaciones y todos los tipos de reservorios de hidrocarburos que existen.

Figura 2.1 Clasificación general de los reservorios



Fuente: “Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”, por Freddy Escobar, Universidad Surcolombiana

El presente trabajo trata sobre la producción de pozos de gas húmedo y gas condensado, de acuerdo a la clasificación del tipo de fluido que contiene. O bien trata sobre la producción de pozos gasíferos en general, de acuerdo a la clasificación de la temperatura inicial.

2.3. Tipos de producción del gas natural y condensado

El área de producción es uno de los eslabones de la cadena de hidrocarburos que consiste en los procesos para extraer los hidrocarburos (petróleo y gas) desde la capa de roca hasta la superficie (ANH Colombia, anh.gov.co, 2018). Respecto al petróleo, la producción tiene diferentes fases: flujo natural o recuperación primaria, recuperación secundaria, recuperación terciaria o recuperación mejorada, e incluso existe la recuperación cuaternaria.

En la producción de gas natural, la forma de recuperación es la siguiente: el flujo natural o producción primaria, y la recuperación mejorada que incluyen los métodos que sostienen el flujo natural, y los sistemas de levantamiento artificial (UNAM, Análisis de la productividad).

2.3.1. Flujo natural.

También es denominado producción primaria. La energía de empuje suele ser gracias a: la expansión del mismo gas, un acuífero activo, la segregación gravitacional, o a la combinación de estos efectos. Cuando esas energías naturales inherentes en el reservorio son suficientes para promover el desplazamiento de los fluidos desde su interior hasta el fondo del pozo y de allí a la superficie, se dice que el pozo fluye naturalmente, es decir, el fluido se desplaza como consecuencia del diferencial de presión entre la formación y el pozo (Vargas).

Se debe tratar de mantener esta forma de producción el mayor tiempo posible, ya que es la manera más conveniente y económica de producir un pozo. Se recomienda lo siguiente:

- Usar la energía del gas al máximo para prolongar la vida del pozo.
- Disminuir la producción durante los tiempos de exceso de producción o de poco mercado.
- Evitar la entrada de agua al pozo (conificación).
- Minimizar la tendencia de los pozos a llenarse de arena (control de tasa de flujo y empaque al fondo del pozo) (Nind. T., Principles of Oil Well Production, 1964).

2.3.2. Métodos que sostienen el flujo natural.

También se denominan Técnicas de Flujo Continuo. Si la surgencia natural llega a ser insuficiente, el pozo es sometido a métodos que sostengan el flujo natural por más tiempo.

Varias técnicas diferentes han sido aplicadas para sostener el flujo natural en los pozos de gas

y cada una tiene variables económicas específicas relacionadas incluso con cuestiones internas de las operadoras de producción. Los sistemas más comunes son: producción intermitente, swabbing, tubings de diámetro reducido y asistencia de agentes espumantes para deliciefacción (González Juan & Vincentini Pablo, Deliciefacción con inyección de espumantes en campos maduros, 2014).

2.3.3. Sistemas de levantamiento artificial.

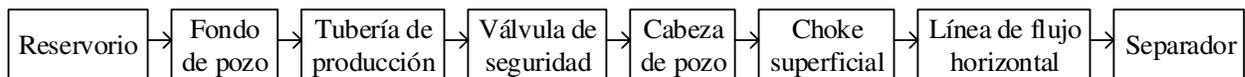
También se denominan Técnicas de Flujo Intermitente, o SAP's (Systems of Artificial Production). Consisten en extraer los fluidos del yacimiento mediante la aplicación de fuerzas o energías ajenas al pozo. Cada uno de ellos tiene limitaciones económicas y operacionales que lo excluyen de cualquier consideración en ciertas condiciones operacionales.

El propósito de los SAP's es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar mayor afluencia de fluidos sin que se generen problemas de producción como pueden ser: arenamiento, conificación de agua, entre otros (Santaella Carla, Producción de hidrocarburos, 2011). Las técnicas más comunes para obtener la presión adecuada para elevar el fluido en los pozos de gas son: bombeo mecánico, plunger lift y gas lift (González & Vincentini).

2.4. Sistema de producción

El sistema de producción, esquema Figura 2.2, es el conjunto de componentes existentes desde el reservorio hasta el separador por los cuales atraviesan los fluidos de producción durante la explotación (García María, Análisis de las caídas de presión en pozos verticales de gas condensado, 2009), y gráficamente se lo presenta en la Figura 2.3.

Figura 2.2 Secuencia del sistema de producción



Fuente: "Análisis caídas presión en pozos verticales de gas y condensado", por María García, 2009 (UMSA)

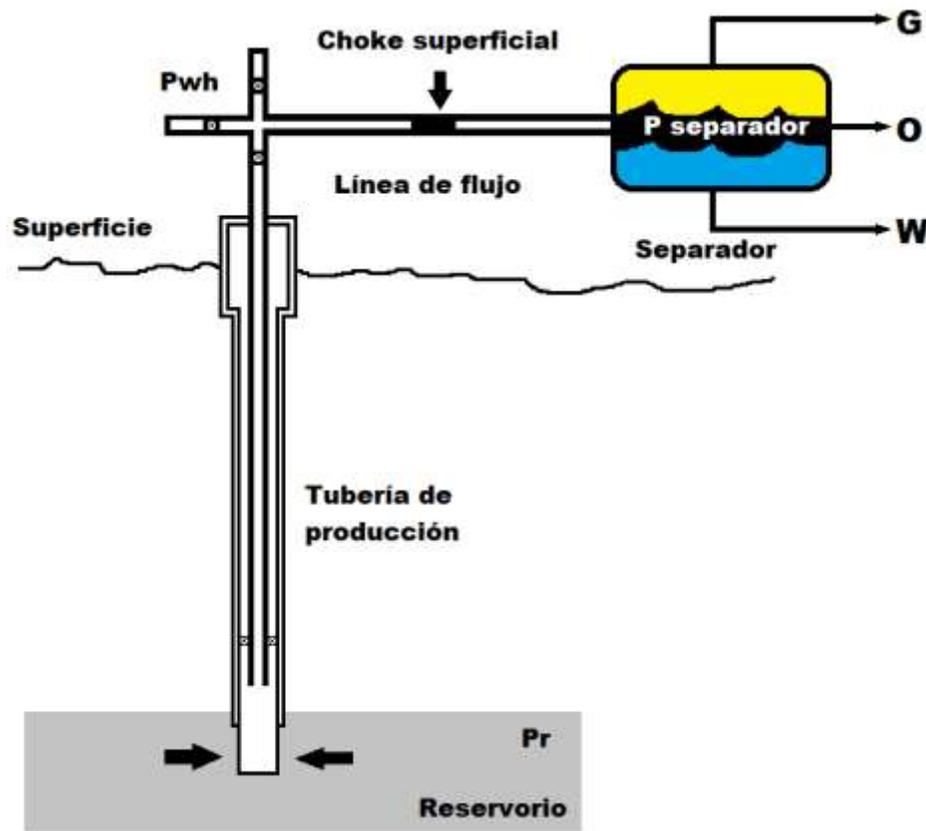
En el reservorio la variable principal es su presión, la cual es la presión a la que se encuentran sometidos los fluidos en el reservorio. El fondo de pozo es el componente que comunica el reservorio con el pozo. La tubería de producción es el componente que comunica el fondo de pozo con la superficie, donde el fluido presenta un comportamiento que obedece a las

condiciones de presión y temperatura en función a la profundidad.

La válvula de seguridad es un componente que se instala en la tubería vertical y que opera ante cualquier anomalía del flujo que pueda ocurrir en el transcurso de la producción llegando a ser una parte importante para la seguridad operativa del pozo.

El cabezal de pozo es un punto del sistema en el que se produce el cambio de dirección, de flujo vertical a flujo horizontal, y de donde se toma el dato de la presión de surgencia o de cabeza de pozo para conocer su energía de producción.

Figura 2.3 Sistema de producción



Fuente: “Sistemas de producción – Definiciones importantes”, www.lacomunidadpetrolera.com

El choke superficial es el componente encargado de controlar la producción del pozo con el cual se puede aumentar o disminuir el caudal de producción (García).

La línea de flujo horizontal es la parte que comunica la cabeza del pozo con el separador y donde el fluido presenta un comportamiento que obedece a las condiciones adoptadas para el sistema de producción del pozo.

El separador es un recipiente en la superficie donde llegan los fluidos producidos del pozo, y donde ocurre la separación en distintas fases a través de procesos basados en: la velocidad, la gravedad y la coalescencia. Las fases deben ser inmiscibles y tener diferentes densidades para que la separación ocurra (Argote Wilfredo, Procesos de separación gas-líquido, 2016).

2.5. Análisis y comportamiento de la producción

2.5.1. Índice de productividad.

El potencial, la capacidad, o la máxima tasa a la que un pozo puede recuperar hidrocarburos depende del índice de productividad a las condiciones existentes del yacimiento y a la presión diferencial disponible.

El índice de productividad, conocido también como “J”, es un parámetro de producción que se define como la relación entre el caudal de petróleo o gas producido a condiciones de superficie por la caída de presión (abatimiento de presión), debido a la diferencia entre la presión estática del reservorio y la presión de fondo fluyente (BHP fluyendo), para recuperar ese caudal entre el área de drenaje del reservorio y el pozo.

La variación de J es proporcional al diferencial de presión de fondo. La Ecuación 2.1 calcula de forma general el índice de productividad.

$$IP = J = \frac{q_{(HC)}}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (2.1)$$

Donde: IP = índice de productividad de la formación [bspd/psi]

$q_{(o+w+g)}$ = caudal del fluido producido [bspd] (barriles estándar por día)

P_{ws} = presión estática del reservorio [psi]

P_{wf} = presión de fondo fluyente [psi]

El índice de productividad es afectado por la tasa de producción y por el tiempo, por lo que no se lo puede considerar constante (Díaz Kimberlin, Análisis de parámetros que afectan la productividad de yacimientos de gas condensado, 2015).

2.5.1.1. Obtención del índice de productividad.

El índice de productividad puede ser obtenido a partir de una prueba de flujo, la cual consiste en qué presión de fondo existe para una rata dada. Conociendo la presión estática del yacimiento,

y los datos de la prueba de flujo, es posible calcular el J. Además de la prueba de flujo, la prueba DST (Drill Stem Testing) también ayuda a calcular el IP, con una gráfica presión vs tiempo.

Por otro lado, teóricamente también es posible determinar el J a partir de la ley de Darcy, considerando un flujo continuo y radial para un fluido incompresible, además de integrar la expresión, e identificar los parámetros que están en función de la presión. La Ecuación 2.2 es la ecuación teórica de Darcy para hallar el índice de productividad.

$$IP = J = \left[\frac{k * h}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} * \int_{P_{wf}}^{P_{ws}} f_{(P)} dP \right] * \frac{1}{\Delta P} \quad ; \quad f_{(P)} = \frac{k_{ro}}{\mu_o * \beta_o} \quad (2.2)$$

Donde: J = índice de productividad de la formación [bspd/psi]

P_{ws} = presión estática del reservorio [psi]

P_{wf} = presión de fondo fluuyente [psi]

k = permeabilidad efectiva total [md]

h = espesor de la formación [ft]

ΔP = caída de presión [psi]

μ_o = viscosidad del petróleo [cP]

r_e = radio de drenaje [ft]

r_w = radio del pozo [ft]

k_{ro} = permeabilidad relativa del petróleo [1]

β_o = factor volumétrico del petróleo [bbl/bbls]

$f_{(P)}$ = parámetros en función de la presión

2.5.1.2. Índice de productividad para pozos de gas.

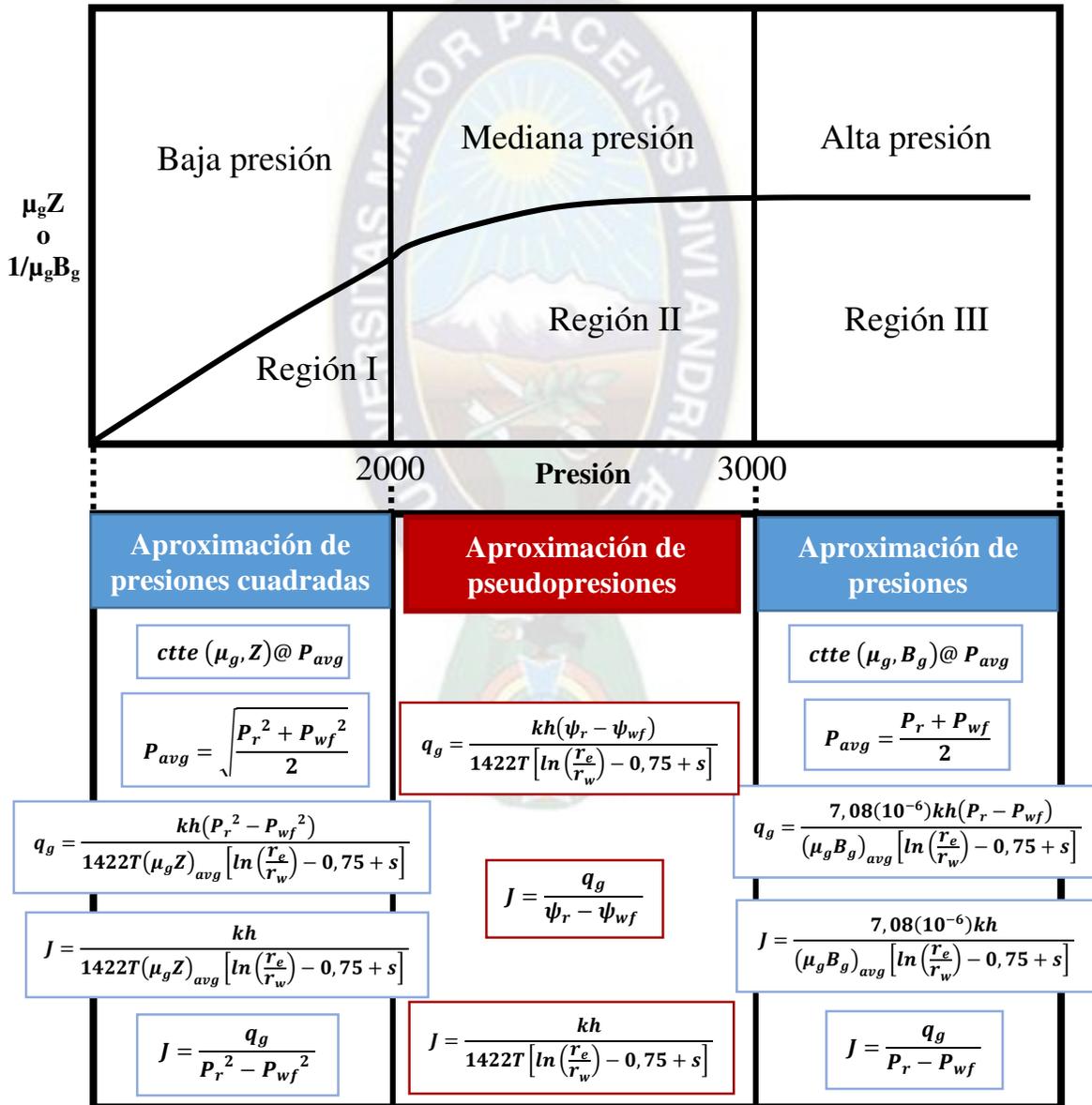
Para la Región I, o sea para pozos de baja presión (presión de reservorio y presión de fondo fluuyente menores a 2000 psi), se emplea la aproximación de presiones cuadradas. Donde se consideran constantes a la viscosidad y al factor de compresibilidad y son calculadas a la presión promedio entre la presión estática y la presión de fondo fluuyente.

Para la Región II, o sea para pozos de mediana presión (presión de reservorio y presión de fondo fluuyente entre 2000 y 3000 psi), se emplea la aproximación de pseudopresiones. Acá se tienen condiciones pseudestables, la viscosidad y el factor Z deben ser calculadas en función a la

presión, por lo tanto no se consideran constantes.

Para la Región III, o sea para pozos de alta presión (presión de reservorio y fluente mayores a 3000 psi), se emplea la aproximación de presiones. En el cual se consideran constantes la viscosidad y el factor volumétrico del gas, calculadas a la presión promedio entre las presiones estática y fluente. La Figura 2.4 muestra la descripción de estas regiones junto con las aproximaciones que se emplean para su cálculo de índice de productividad.

Figura 2.4 Aproximaciones para calcular el índice de productividad en pozos de gas



Fuente: “Análisis de producción de pozos verticales de gas y condensado”, Scribd

Donde: q_g = rata de flujo de gas [Mpcsd]
 k = permeabilidad [md]
 ψ_r = pseudo-presión promedia del reservorio de gas real [psi^2/cP]
 ψ_{wf} = pseudo-presión de fondo fluylene [psi^2/cP]
 T = temperatura [R]
 s = factor skin [1]
 h = espesor [ft]
 r_e = radio de drenaje [ft]
 r_w = radio del pozo [ft]
 $J_{\text{Región I}}$ = índice de productividad del pozo de gas [$\text{Mpcsd}/\text{psi}^2$]
 $J_{\text{Región 2}}$ = índice de productividad del pozo de gas [$\text{Mpcsd}/(\text{psi}^2/\text{cP})$]
 $J_{\text{Región 3}}$ = índice de productividad del pozo de gas [Mpcsd/psi]
 Z = factor de compresibilidad del gas [1]
 μ_g = viscosidad del gas [cP]
 β_g = factor volumétrico del gas [bbl/pcs]

2.5.2. Curva de oferta IPR.

También se la conoce como: Curva de Oferta, Curva IPR (Inflow Performance Relationship), Inflow Curve, Curva de Comportamiento de Afluencia, o Curva de Comportamiento de Influjo.

Es definida como la representación gráfica de la relación que existe entre las presiones de fondo fluylene y sus correspondientes tasas de producción; y representa la habilidad que tiene el yacimiento para entregar fluidos al pozo, es decir, la respuesta de la formación a un abatimiento de presión en el pozo productor. Se lo representa mediante un gráfico de presiones fluylentes y tasas de producción del fluido producido. Para cada P_{wf} existe una tasa de producción q_g , que se puede obtener de la definición del índice de productividad.

2.5.2.1. Construcción de la curva IPR.

El método fundamental para construir la curva IPR es mediante el índice de productividad. A diferencia de un pozo petrolero, un pozo de gas puede tener generalmente una relación no lineal con este método. La Ecuación 2.3 representa el índice de productividad para un pozo de baja presión, y en la Figura 2.5 se presenta la curva IPR que se generaría.

$$IP = J = \frac{q_g}{P_r^2 - P_{wf}^2} \rightarrow P_{wf}^2 = P_r^2 - \left(\frac{1}{J}\right) * q_g \quad (2.3)$$

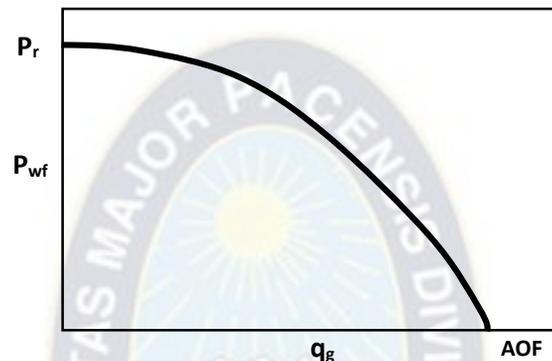
Donde: J = índice de productividad de un pozo de gas [Mpcsd/psi²]

q_g = rata de flujo de gas [Mpcsd]

P_r = presión promedio del reservorio [psia]

P_{wf} = presión de fondo fluyente [psia]

Figura 2.5 Curva IPR típica para un pozo de gas



Fuente: “Productividad de pozos de petróleo, gas y condensado”, por Alizon Huallpara. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/307133790/2-Productividad-de-Pozos-de-Petroleo-Gas-y-Condensado>

La IPR representa una foto instantánea de la capacidad de aporte del yacimiento hacia el pozo en un momento dado de su vida productiva, y es normal que dicha capacidad disminuya a través del tiempo por reducción de la permeabilidad en la cercanías del pozo y por distintos problemas de producción (Maggiolo Ricardo, Optimización de la Producción mediante el Análisis Nodal, 2008). La Ecuación 2.4 representa la ecuación teórica para determinar el IP y/o el IPR en un pozo vertical de gas de baja presión, basada en la ecuación teórica de Darcy.

$$J = \frac{q_g}{P_r^2 - P_{wf}^2} = \frac{k * h}{1422 * T * (\mu_g * Z)_{avg} * \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + s \right]} \quad (2.4)$$

Donde: J = índice de productividad [Mpcsd/psi²]

q = caudal de gas [Mpcsd]

P_r = presión estática de reservorio [psi]

P_{wf} = presión de fondo fluyente [psi]

k = permeabilidad [md]

h = espesor de la formación [ft]

T = temperatura del reservorio [R]

r_e = radio de drenaje [ft]

r_w = radio del pozo [ft]

β_o = factor volumétrico del petróleo [bbl/bbls]

μ_g = viscosidad del gas a presión promedio [cP]

Z = factor de compresibilidad del gas a presión promedio [1]

s = factor skin [1]

A continuación una breve discusión de cada uno de los términos de las ecuaciones:

- a) k : permeabilidad del gas, obtenido del análisis de núcleos.
- b) h : espesor de la zona, obtenido de registros eléctricos
- c) P_r : presión estática del reservorio, obtenida de pruebas buildup u otras fuentes disponibles.
- d) μ : viscosidad a la presión promedia, obtenida de pruebas de laboratorio, o también de numerosos gráficos. La correlación de Lee es una de las más usadas.
- e) T : temperatura obtenida de valores medidos in situ o de mapas geotérmicos del área.
- f) r_e : radio de drenaje es el mismo que para pozos de petróleo basados en el espaciamiento y configuración, obtenida con pruebas de presión.
- g) r_w : radio del pozo, es tomado de registros caliper o diámetro de la broca.
- h) s : factor skin es determinado de pruebas buildup (Cermeño Miguel, Procedimiento para calcular la productividad en pozos de gas, 2005).

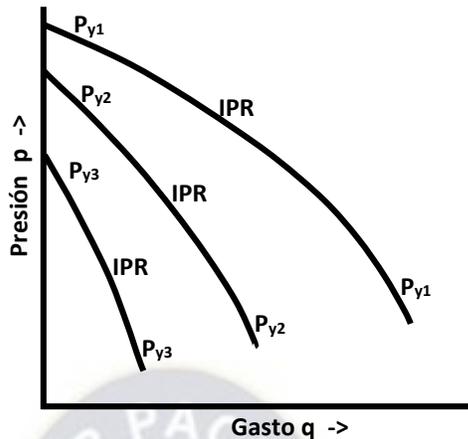
2.5.2.2. Curvas IPR futuras.

Tanto en pozos fluyentes como en pozos con algún sistema artificial de producción, es prescindible la preparación de IPR futuras para determinar los gastos de producción futuros.

En relación al estudio del comportamiento de producción, existen dos problemas que se presentan continuamente: la forma de la curva de presión y el gasto en alguna etapa específica durante la explotación, y el decrecimiento de la curva IPR con el tiempo.

En la Figura 2.6 la curva IPR varía conforme el reservorio declina. Las IPR futuras son herramientas útiles para conocer la posibilidad de implementar metodologías para mantener la producción. Por otro lado, se requiere de información como: historial de producción, cambios de presión de fondo de pozo, pruebas de presión, geometría del reservorio, entre otros (UNAM).

Figura 2.6 IPR futuras



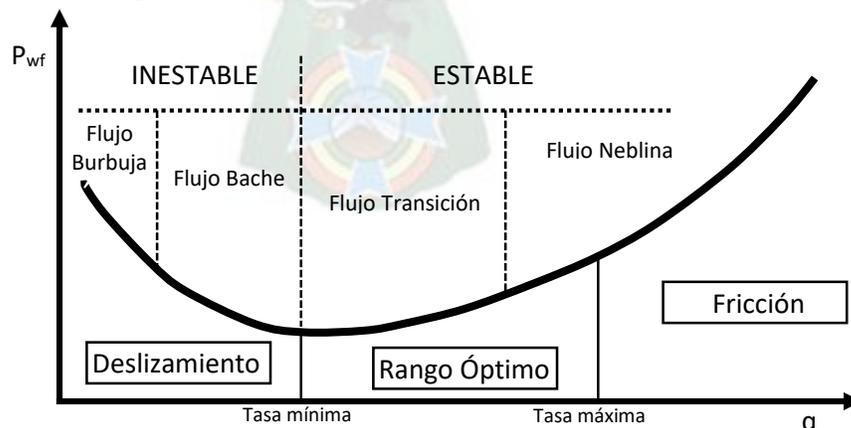
Fuente: “Análisis de Producción”, Capítulo V (UNAM)

2.5.3. Curva de demanda VLP.

También conocida como Curva de Demanda, Curva VLP (Vertical Lift Performance), (cuando el nodo está en el fondo de pozo), Outflow Curve (Curva de salida), Curva del Tubing (Curva de Tubería de Producción), Curva TPR (Tubing Performance Relationship), o Curva de Comportamiento de Eflujo.

La curva TPR es definida como la representación gráfica de la caída de presión requerida, la energía, la habilidad que tiene un pozo conjuntamente con sus líneas de flujo superficiales para vencer la resistencia y producir los fluidos del yacimiento (Díaz).

Figura 2.7 Rangos y regímenes de la curva VLP



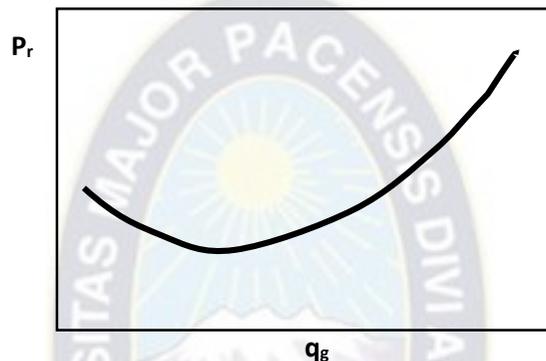
Fuente: “Gas Well Deliquification”, por James Lea, Henry Nickson y Mike Wells, 2008 (Elsevier Inc.)

Para un tamaño fijo de tubería vertical existe un rango óptimo de tasas de flujo que puede transportar eficientemente. A la izquierda de la Figura 2.7, están las tasas menores al rango óptimo

donde se origina deslizamiento de la fase líquida (baja velocidad) y existe un régimen tipo burbuja o bache, lo que cargará al pozo de líquido aumentando la demanda de energía en el fondo del pozo.

A la derecha de la Figura 2.7, están las tasas mayores al rango óptimo donde se aumentan las pérdidas de energía por fricción (alta velocidad) y existe un régimen tipo transición o neblina, incrementando el requerimiento de energía en el fondo del pozo (Lea James & Nickson Henry & Wells Mike, Gas Well Deliquification, 2008).

Figura 2.8 Típica curva VLP o curva TPR



Fuente: “Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal”, por Msc. Ricardo Maggiolo, 2008 (International Training Group Technical Asistances)

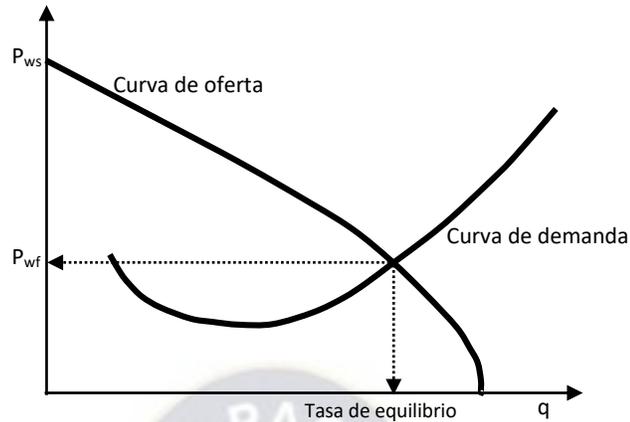
Para encontrar los puntos que permitan trazar esta curva, representada en la Figura 2.8, es necesario calcular las presiones a lo largo de todo el sistema de producción desde el sitio en consideración, que suele ser el fondo del pozo, hasta el separador para distintos caudales. Se lo realiza utilizando correlaciones de flujo multifásico vertical (Rodríguez Veitía, Análisis Comparativo de Producción Sencilla y Conjunta en el Área Mayor de Socororó, 2003).

2.5.4. Capacidad de producción del sistema.

La capacidad de producción de un pozo hidrocarburiífero es establecida cuando la capacidad de aporte de fluidos del yacimiento se iguala a la capacidad de extracción de fluidos del pozo conjuntamente con su línea de flujo en superficie.

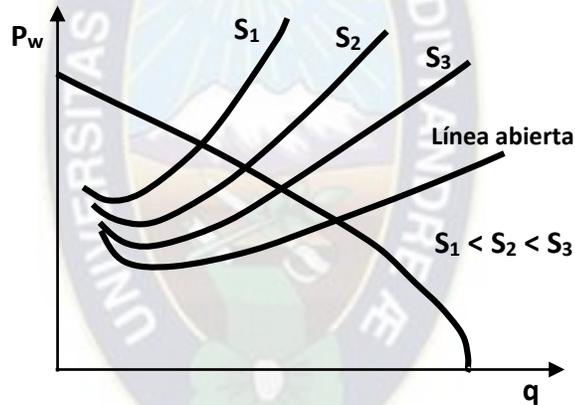
Para obtener esta capacidad, se dibujan las curvas de oferta y demanda de energía para producir los fluidos. La intercepción de ellas, Figura 2.9, proporciona la capacidad de producción también denominado tasa de equilibrio, caudal óptimo del sistema, o punto de operación. Este punto representa el equilibrio entre la oferta y demanda de energía del sistema de producción (Maggiolo).

Figura 2.9 Capacidad del sistema de producción



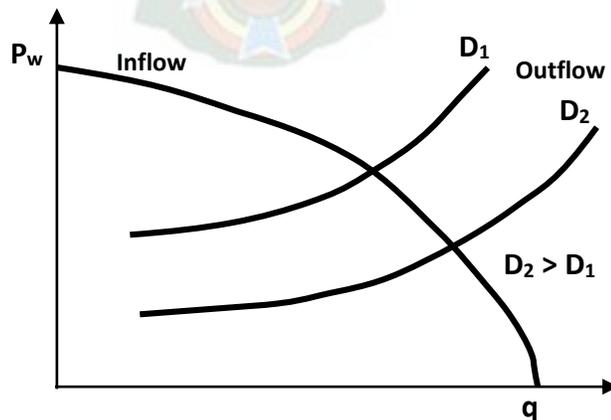
Fuente: "Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal", por Msc. Ricardo Maggiolo, 2008 (International Training Group Technical Asistances)

Figura 2.10 Capacidad de producción del pozo para varios tamaños de reductor



Fuente: "Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal", por Msc. Ricardo Maggiolo, 2008 (International Training Group Technical Asistances)

Figura 2.11 Capacidad de producción por variación del diámetro del tubing



Fuente: "Production Optimization Using Nodal Analysis", por H. Dale Beggs

La capacidad de producción del pozo puede variar respecto a distintos parámetros de producción. Por ejemplo, el impacto que la dimensión del reductor posee sobre el caudal de producción se representa en la Figura 2.10, y el impacto que la dimensión del diámetro de la tubería de producción sobre el gasto se presenta en la Figura 2.11. Estas gráficas permiten seleccionar el tamaño de reductor ideal, y/o diámetro de tubería de producción para una determinada tasa.

2.6. Flujo multifásico

El flujo multifásico es el movimiento concurrente de gases y líquidos dentro de las tuberías. Su análisis permite estimar la presión requerida en el fondo de pozo para transportar un determinado caudal de producción hasta las instalaciones en superficie (Maggiolo).

El flujo bifásico se presenta en la industria petrolera principalmente durante la producción y transporte de aceite y gas, tanto en tuberías horizontales como en inclinadas y verticales. En el flujo de dos fases, el problema básico en ingeniería es calcular la distribución de la presión en el conducto en cuestión (Sosa Sergio, Aplicación de modelos mecánicos para la optimización del diámetro de tuberías flexibles como sargas de velocidad, 2010).

Propiedades como la densidad, velocidad, y la viscosidad, las cuales son relativamente simples de determinar para fluidos individuales, se vuelven difíciles para el flujo bifásico. También, se debe definir y evaluar ciertas variables únicas para una mezcla bifásica gas – líquido.

2.6.1. Variables de flujo de dos fases.

2.6.1.1. Esgurrimiento de líquido.

El esgurrimiento de líquido también es llamado holdup de líquido, fracción de líquido, resbalamiento de líquido, o colgamiento de líquido. La Ecuación 2.5 determina el holdup relacionando el volumen del líquido que ocupa un segmento de tubería y el volumen total del segmento de tubería (Maggiolo).

$$H_L = \frac{\text{Volumen de líquido en un segmento de tubería}}{\text{Volumen del segmento de tubería}} \quad (2.5)$$

El valor del holdup del líquido varía entre cero para flujos monofásicos de gas, hasta uno para flujos monofásicos de líquido. El remanente del segmento de tubería es ocupado por gas, el cual

es referido como el holdup del gas, Ecuación 2.6, o fracción ocupada de gas.

$$H_G = 1 - H_L \quad (2.6)$$

Este valor tiene una gran importancia para calcular el resto de las propiedades de flujo multifásico. Puede ser medido experimentalmente por varios métodos, tales como pruebas de resistividad o capacidad, densímetros nucleares, o por entrapar un segmento de corriente de flujo entre válvulas de echado rápido y midiendo el volumen de líquido apañado.

No se puede calcular analíticamente un valor de escurrimiento de líquido. Se debe determinar a partir de correlaciones empíricas en función de variables, tales como gas, propiedades líquidas, flujo constante y diámetro e inclinación de tubería (Rivero José, Explotación del gas y optimización de producción usando análisis nodal, 2004).

2.6.1.2. Suspensión de líquido.

La suspensión de líquido es también llamado líquido de entrada, holdup sin deslizamiento, fracción de líquido sin deslizamiento, sin escurrimiento, sin colgamiento, o sin resbalamiento, y la Ecuación 2.7 representa su definición relacionando la velocidad superficial del líquido y la velocidad de la mezcla, considerando que ambas fases viajan a la misma velocidad.

$$\lambda_L = \frac{v_{sL}}{v_m} \quad (2.7)$$

Las velocidades de flujo deben estar en las mismas unidades. Por otra parte, el holdup del gas sin resbalamiento es definido en la Ecuación 2.8, relacionando la velocidad del gas y de la mezcla.

$$\lambda_G = \frac{v_{sg}}{v_m} \quad (2.8)$$

La diferencia entre el holdup y el holdup sin escurrimiento es una medida del grado de deslizamiento entre las fases de gas y líquido (Rivero).

2.6.1.3. Densidad de líquidos.

Cuando dos líquidos inmiscibles como petróleo y agua fluyen simultáneamente, la definición de densidad se vuelve más complicada. La densidad total del líquido es posible calcularla con la Ecuación 2.9, utilizando un promedio ponderado por volumen entre las densidades del crudo y del agua, las cuales pueden ser obtenidas de correlaciones matemáticas. Para ello se requiere del

cálculo de la fracción de agua y de crudo a través de las tasas de flujo en sitio, además de conocer los factores volumétricos de cada líquido (Sánchez Ariana, Determinación de curvas IPR y VLP usando el simulador PROSPER en el campo QQ Profundo, 2010).

$$\rho_L = \rho_o * F_o + \rho_w * F_w \quad ; \quad F_o = \frac{q_o * \beta_o}{q_o * \beta_o + q_w * \beta_w} \quad ; \quad F_w = 1 - F_o \quad (2.9)$$

Donde: ρ_L, ρ_o, ρ_w : densidades de la mezcla, del petróleo y del agua [lb/ft³]

F_o, F_w : fracciones de petróleo y agua [1]

q_o, q_w : caudales de petróleo y agua a condiciones de superficie [bbls]

β_o, β_w : factores volumétrico del petróleo y del agua [bbl/bbls]

2.6.1.4. Densidad bifásica.

La densidad de una mezcla fluyente de gas - líquido es muy difícil de evaluar debido a la separación gravitacional de las fases, y la volatilidad entre las mismas. Para calcular la densidad bifásica con deslizamiento se utiliza la Ecuación 2.10, donde se requiere conocer los holdup's (Rivero).

$$\rho_{tp} = \rho_L * H_L + \rho_g * H_g \quad (2.10)$$

La Ecuación 2.11 calcula también la densidad bifásica, pero se basa en la suposición de que no existe deslizamiento o volatilidad.

$$\rho_{ns} = \rho_L * \lambda_L + \rho_g * \lambda_g \quad (2.11)$$

2.6.1.5. Velocidad.

La velocidad superficial es definida como la velocidad de una fase si fluyera a través de toda la sección transversal de la tubería, como se ve en la Ecuación 2.12. Es un valor primordial en el cálculo de muchas correlaciones.

$$v_{sg} = \frac{q_g * B_g}{86\,400 * A} \quad ; \quad v_{sL} = \frac{5,615 * (q_o * B_o + q_w * B_w)}{86\,400 * A} \quad (2.12)$$

El área por el cual los fluidos se desplazan es el área del diámetro interno de la tubería. Como los valores de los holdups son menores a uno, las velocidades reales son mayores a las velocidades superficiales y se calculan con la Ecuación 2.13.

$$v_g = \frac{q_g}{A * H_g} \quad ; \quad v_L = \frac{q_L}{A * H_L} \quad (2.13)$$

La velocidad superficial bifásica, o de la mezcla, viene dada por la Ecuación (2.14) en base a los caudales de flujo instantáneo total.

$$v_m = v_{sL} + v_{sg} \quad (2.14)$$

Las fases de gas y líquido viajan a velocidades diferentes en la tubería. La velocidad de deslizamiento o escurrimiento se calcula con la Ecuación 2.15, y es definida como la diferencia entre las velocidades reales del gas y del líquido (Rivero).

$$v_s = v_g - v_L = \frac{v_{sg}}{H_g} - \frac{v_{sL}}{H_L} \quad (2.15)$$

2.6.1.6. Viscosidad.

La viscosidad de una mezcla agua-petróleo es generalmente calculada con la Ecuación (2.16), usando las fracciones fluyentes de agua y petróleo, en una mezcla con los factores de peso.

$$\mu_L = F_o * \mu_o + F_w * \mu_w \quad (2.16)$$

La viscosidad del fluido, que se calcula en la Ecuación 2.17, es usada para calcular el número de Reynolds y otros números adimensionales usados como parámetros de correlación. El concepto de viscosidad bifásica es incierta y definida de forma diferente por varios autores (Maggiolo).

$$\mu_{ns} = \mu_L * \lambda_L + \mu_g * \lambda_g \quad (2.17)$$

2.6.1.7. Tensión superficial.

La tensión superficial es una propiedad que depende de otras propiedades del fluido como la gravedad de petróleo, gravedad de gas, y la relación de gas disuelto, y para una mezcla líquida se emplea la Ecuación 2.18 para su cálculo. La fase líquida contiene agua y petróleo, por lo tanto los factores de peso son utilizados (Rivero).

$$\sigma_L = \sigma_o * F_o + \sigma_w * F_w \quad (2.18)$$

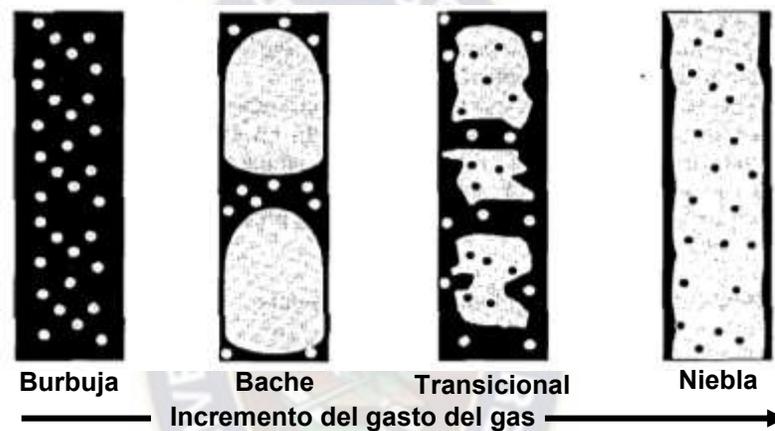
2.6.2. Patrones de flujo.

El gas y el líquido pueden existir como una mezcla homogénea o fluir conjuntamente como fases separadas. A esto último se refieren los patrones de flujo, y consisten en diferentes

configuraciones que tienen el líquido y el gas en su movimiento a través de las tuberías. El gas puede estar fluyendo junto con dos diferentes líquidos, normalmente aceite y agua, existiendo de tal forma, la posibilidad de que éstos se encuentren emulsificados (Sosa).

Inicialmente el flujo tiene un comportamiento monofásico gaseoso, y a medida que es producido se libera líquido iniciando un flujo bifásico. El problema consiguiente es la determinación del patrón de flujo que obedece. Y todas las variables de diseño frecuentemente dependen del patrón de flujo existente (Maggiolo).

Figura 2.12 Patrones de flujo bifásico en una tubería vertical



Fuente: “Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de Veracruz”, tesis elaborada por Marco Antonio Ramírez Valdez, 2010 (Instituto Politécnico Nacional, México)

El flujo multifásico en una tubería vertical o fuertemente inclinada es representado por cuatro regímenes generales de flujo. Los patrones de flujo son más simétricos alrededor de la dirección axial y menos dominados por la gravedad, como se aprecia en la Figura 2.12.

En el extremo izquierdo de la Figura 2.12 se tiene el patrón de flujo burbuja, también conocido como Flujo Bubble. En este régimen la tubería está casi totalmente llena de líquido, pero existe gas libre en forma de pequeñas burbujas. El líquido existente tiene contacto con la pared superficial de la tubería y las burbujas hacen que se reduzca la densidad (Ramírez Marco, Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de gas del activo integral Veracruz, 2010).

A la derecha del flujo burbuja se tiene el flujo bache, también denominado flujo tapón o flujo slug. En este régimen las burbujas de gas se expanden y crean baches o bolsillos de gas en forma de grandes balas (“Burbujas de Taylor”) las cuales tienen un diámetro casi igual al de la tubería.

La fase líquida es aún la fase continua y generalmente la película líquida alrededor de los baches desciende y penetra los baches procedentes. El gas y el líquido afectan significativamente el gradiente de presión (Sánchez).

A la derecha del flujo bache se tiene el flujo transicional, también llamado flujo transición, flujo churn, o flujo de transición slug-annular. El régimen cambia de fase líquida continua a fase gaseosa continua. Algo de líquido se puede encontrar como gotas en el gas. El gas predomina el gradiente de presión, pero los efectos del líquido todavía son significativos y los límites no son claros. Este régimen ocurre a mayores tasas de flujo de gas, donde el tapón de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso (Maggiolo).

En el extremo derecho de la Figura 2.12 se tiene el flujo niebla, también denominado flujo anular, flujo neblina, o flujo anular-mist. La fase continua es el gas y los líquidos son encontrados como niebla. En la pared superficial de la tubería existe una pequeña película de líquido, empero el gradiente de presión está determinado por el flujo de gas. El gas posee alta velocidad en el centro pero la película líquida se mueve más lenta, como gotas arrastradas por gas. (Ramírez).

Figura 2.13 Regímenes de flujo de un pozo de gas durante el tiempo productivo



Fuente: “Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de Veracruz”, tesis elaborada por Marco Antonio Ramírez Valdez, 2010 (Instituto Politécnico Nacional, México)

Durante la vida productiva de un pozo gasífero, se hace presente uno o más de estos regímenes de flujo. La Figura 2.13 muestra la progresión típica del patrón de flujo de un pozo típico de gas desde el inicio de su vida productiva hasta el final de la misma.

2.6.3. Correlaciones para flujo bifásico.

Hay una variedad de correlaciones empíricas para conocer los gradientes de presión en flujos multifásicos, las cuales evidentemente están en función de la configuración o patrón de flujo. Comúnmente las correlaciones consideran una interacción líquido – gas, considerando al crudo y al agua como una sola fase. Sin embargo cada correlación tiene sus limitaciones por lo que no existe una sola empírica general adecuada que sea utilizada para todas las condiciones.

Las correlaciones empleadas para la predicción del comportamiento de los gradientes de presión durante el flujo multifásico en tuberías verticales se clasifica de la siguiente manera.

2.6.3.1. Correlaciones tipo A.

No consideran el deslizamiento entre las fases, ni establecen patrones de flujo. Entre estas correlaciones se presentan: Poettman & Carpenter, Baxendell & Thomas y Fancher & Brown.

2.6.3.2. Correlaciones tipo B.

Consideran la existencia de deslizamiento entre las fases, pero no establecen patrones de flujo. Entre estas correlaciones se presentan: Hagedorn & Brown, Gray y Asheim.

2.6.3.3. Correlaciones tipo C.

Consideran la existencia de deslizamiento entre las fases, además que establecen patrones de flujo. Entre estas correlaciones se presentan: Duns & Ros, Orkiszweski, Aziz & colaboradores, Chierici & colaboradores, y Beggs & Brill (Maggiolo).

2.6.4. Correlación de Beggs y Brill.

Esta correlación es adecuada para pozos verticales y desviados, y funciona para pozos de gas y condensado. Las Ecuaciones 2.19 y 2.20 determinan las constantes para definir el patrón de flujo y el Número de Fraude, los cuales son importantes dentro del análisis de flujo multifásico.

$$\begin{aligned} L_1 &= 316 * \lambda_L^{0,302} & ; & & L_2 &= 0,0009252 * \lambda_L^{-2,4684} \\ L_3 &= 0,10 * \lambda_L^{-1,4516} & ; & & L_4 &= 0,5 * \lambda_L^{-6,738} \end{aligned} \quad (2.19)$$

$$NFR = \frac{v_m^2}{g * d} \quad (2.20)$$

La Tabla 2.1 da a conocer las condiciones y rangos de cada valor de constante y de NFR, para cada grupo de patrones de flujo.

Tabla 2.1 Definición del patrón de flujo

Condiciones	Patrón de flujo
$\lambda_L < 0,01$ y $NFR < L_1$ v $\lambda_L \geq 0,01$ y $NFR < L_2$	Segregado
$0,01 \leq \lambda_L < 0,4$ y $L_3 < NFR < L_1$ v $\lambda_L \geq 0,4$ y $L_3 < NFR < L_4$	Intermitente
$\lambda_L < 0,4$ y $NFR \geq L_1$ v $\lambda_L \geq 0,4$ y $NFR > L_4$	Distribuido
$\lambda_L \geq 0,01$ y $L_2 \leq NFR \leq L_3$	Transición

Fuente: “Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal”, por Msc. Ricardo Maggiolo, 2008 (International Training Group Technical Asistances)

En la Tabla 2.2 se muestran los distintos regímenes de flujo que pueden ser identificados con la correlación de Beggs y Brill, seguidamente de sus ecuaciones exclusivas de escurrimiento que son utilizadas para calcular otros parámetros básicos del flujo multifásico.

Tabla 2.2 Regímenes de flujo según Beggs y Brill

FLUJO SEGREGADO	FLUJO INTERMITENTE	FLUJO DISTRIBUIDO
 ESTRATIFICADO	 TAPÓN	 BURBUJA
 ONDULADO	 BACHE	 NIEBLA
 ANULAR		
$H_L(0) = \frac{0,98 * \lambda_L^{0,4846}}{NFR^{0,0868}}$	$H_L(0) = \frac{0,854 * \lambda_L^{0,5351}}{NFR^{0,0173}}$	$H_L(0) = \frac{1,065 * \lambda_L^{0,5824}}{NFR^{0,0609}}$

Fuente: “Construcción y aplicación de un modelo de simulación de flujo bifásico en régimen transitorio en un pozo con bombeo neumático continuo mediante el uso del simulador OLGA”, por Olga Hernández (UNAM)

Esta correlación determina el patrón de flujo en un comportamiento horizontal, y luego se ajusta al comportamiento vertical. Para el ajuste se determina el Número de Velocidad de Líquido con la Ecuación 2.21, y las constantes de corrección de patrón y dirección de flujo con la Ecuación 2.22.

$$NLV = 1,938 * v_{sL} * \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{\frac{1}{4}} \quad (2.21)$$

$$C = (1 - \lambda_L) * \ln(D * \lambda_L^E * NLV^F * NFR^G) \quad ; \quad \psi = 1 + 0,3 * C \quad (2.22)$$

Los coeficientes necesarios para la Ecuación 2.22 se dan a conocer en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3 Coeficientes de corrección de patrón y dirección de flujo

Patrón de flujo	D	E	F	G
Segregado	0,011	-3,768	3,539	-1,614
Intermitente	2,96	0,305	-0,4473	0,0978
Distribuido	No se corrige, C = 0			

Fuente: "Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal", por Msc. Ricardo Maggiolo, 2008 (International Training Group Technical Asistances)

Luego se tiene el escurrimiento o hold-up corregido de acuerdo al patrón y dirección de flujo en la Ecuación 2.23, tomando en cuenta que el fluido tiene una dirección vertical ascendente.

$$H_L = H_L(0) * \psi \quad (2.23)$$

Después se determina el número de Reynolds para la mezcla bifásica con la Ecuación 2.24, y con la Ecuación 2.25 se hallan las constantes del factor de fricción sin escurrimiento con sus propias condiciones.

$$N_{Re} = \frac{1488 * v_m * ID * \rho_{ns}}{\mu_{ns}} \quad (2.24)$$

$$Y = \frac{\lambda_L}{[H_L(0)]^2} \quad ; \quad X = \ln Y \quad ; \quad S = \frac{X}{-0,0523 + 3,182 * X - 0,8725 * X^2 + 0,01853 * X^4}$$

$$Si: 1 < Y < 1,2 \quad \rightarrow \quad S = \ln(2,2 * Y - 1,2) \quad (2.25)$$

Después se determina el factor de fricción sin escurrimiento con la Ecuación 2.26, y finalmente se puede calcular el factor de fricción bifásico con la Ecuación 2.27.

$$f_{ns} = \left[2 * \log \left(\frac{N_{Re}}{4,5223 * \log N_{Re} - 3,8215} \right) \right]^{-2} \quad (2.26)$$

$$f_{tp} = f_{ns} * e^S \quad (2.27)$$

Luego se determina el gradiente de presión por elevación con la Ecuación 2.28, el gradiente de presión por fricción con la Ecuación 2.29, y el término de aceleración con la Ecuación 2.30.

$$\left(\frac{dP}{dh} \right)_E = \frac{g * \rho_{tp}}{144 * g_c} \quad (2.28)$$

$$\left(\frac{dP}{dh} \right)_f = \frac{f_{tp} * \rho_{ns} * v_m^2}{144 * 2 * g_c * ID} \quad (2.29)$$

$$EK = \frac{\rho_{tp} * v_m * v_{sg}}{144 * g_c * P} \quad (2.30)$$

Finalmente se determina la caída de presión total debido al comportamiento de las fases a través de la tubería de producción con la Ecuación 2.31, empleando las gradientes de presión y el término de aceleración.

$$\Delta P = \frac{\left(\frac{dP}{dh}\right)_E + \left(\frac{dP}{dh}\right)_f}{1 - EK} * h \quad (2.31)$$

Con la caída de presión total de la tubería calculada se halla la presión de fondo fluyente adicionando la presión de cabeza de pozo con la Ecuación 2.32.

$$P_{wf} = \Delta P + P_{wh} \quad (2.32)$$



CAPÍTULO 3

CARGA DE LÍQUIDOS

3.1. Introducción

Todos los pozos gasíferos presentan tarde o temprano colgamiento de líquidos durante su vida productiva. Sean pozos de gas seco, húmedo o condensado; la presión y la temperatura de todo el reservorio varían en el tiempo, y eventualmente llegan a afectar a las propiedades del fluido dentro de él generando un fluido bifásico, es decir, se llega a la formación de líquidos.

3.2. Ciclo de vida y madurez de un campo hidrocarburífero

El ciclo de explotación de un campo de hidrocarburos es la relación entre el tiempo y la producción desde el descubrimiento del campo hasta su abandono. El ciclo de vida de un campo, mostrado en la Figura 3.1, está dividido en cinco fases principales: Exploración, Evaluación, Desarrollo, Producción, y Abandono.

Figura 3.1 Ciclo de vida de un campo



Fuente: “Campos maduros y marginales: bases y criterios para su explotación”, tesis elaborada por Eder Gabriel Pineda Quintana, 2010 (Instituto Politécnico Nacional, México)

Se entiende por un campo de reservorio maduro a todo aquel que ya haya pasado por su pico de producción (producción más alta). Pero esto no indica que un campo maduro no tenga potencial. Existen operaciones que, mucho después del pico de producción, logran obtener incrementos en la oferta a través de la aplicación de nuevas tecnologías o bien por desarrollar áreas menores que

se habían dejado al margen de la explotación original.

Estos campos se caracterizan porque llevan operando más de 20 años y muestran una declinación constante en su producción. Son indicadores de madurez los incrementos de producción de agua y de gas asociado al aceite, el aumento del factor de declinación, los aumentos en las caídas de presión, instalaciones y equipos superficiales usados y obsoletos, así como el número de pozos cerrados sin posibilidades de intervención.

Cada pozo en cada campo alcanzará la madurez de su vida productiva de manera diferente y su rapidez dependerá de sus propiedades petrofísicas, de la presión inicial, de los mecanismos de empuje imperantes, de los ritmos de explotación a los que está siendo sometido, de la transmisibilidad de sus fallas y del volumen remanente probado que exista (Pineda Eder, Campos maduros y marginales: bases y criterios para su explotación, 2010).

3.3. Definición de Carga de Líquidos

La carga de líquidos es la inhabilidad de un pozo gasífero para remover los líquidos que se producen con el gas desde el reservorio. El líquido se acumula en el pozo, por tanto crea una presión hidrostática en el fondo contraria a la presión de formación y reduce la producción hasta que el pozo muera. También es denominado: colgamiento de líquidos, banco de líquidos, banco de condensado, o liquid-loading.

Este problema puede suceder tanto en pozos de alto caudal y alta presión como en pozos de bajo caudal y baja presión, dependiendo del tamaño de la tubería, de la presión de superficie, de la cantidad y densidad de los líquidos producidos con el gas. Es importante reconocer sus síntomas en las etapas tempranas y diseñar soluciones para minimizar sus efectos negativos (Binli Özmen, Overview of solutions to prevent liquid-loading problems in gas wells, 2009).

3.4. Formación de líquidos

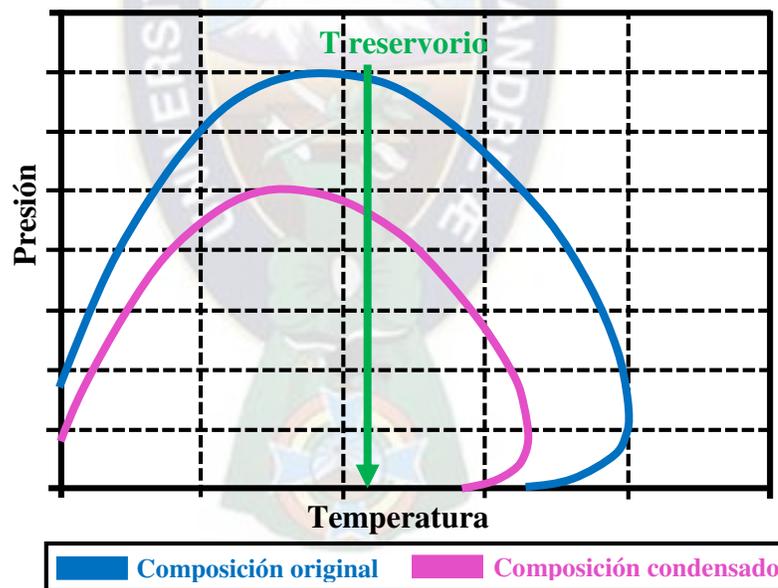
A medida que se produce un yacimiento de gas condensado, la temperatura de la formación generalmente se mantiene constante, pero la presión se reduce. Las mayores caídas de presión ocurren cerca de los pozos productores cuando la presión se reduce hasta un punto determinado, denominado presión de saturación o presión de punto de rocío. En este punto una fracción de fase

líquida rica en componentes pesados se separa. La reducción de presión continúa hasta llegar a un volumen máximo de líquido producido, y después éste disminuye.

El líquido condensado puede producirse dentro del pozo, y también puede acumularse en el fondo. Si el gas no tiene suficiente energía para transportar el líquido a la superficie se produce el retorno del líquido aumentando su nivel dentro del pozo, lo cual al final restringirá considerablemente la producción (Arias Neyla, Metodología para obtener un modelo de pozo que permita predecir el comportamiento de la producción de un pozo de gas, 2009).

El volumen de la fase líquida no solo depende de la presión y la temperatura, también depende de los componentes que conforman el gas. Un gas sin suficientes componentes pesados no desprenderá líquido al caer la presión por debajo de su punto de rocío; por el contrario, un gas con suficientes componentes pesados sí generará líquido al caer la presión.

Figura 3.2 Diagrama de fases para el fluido original y para el banco de condensado



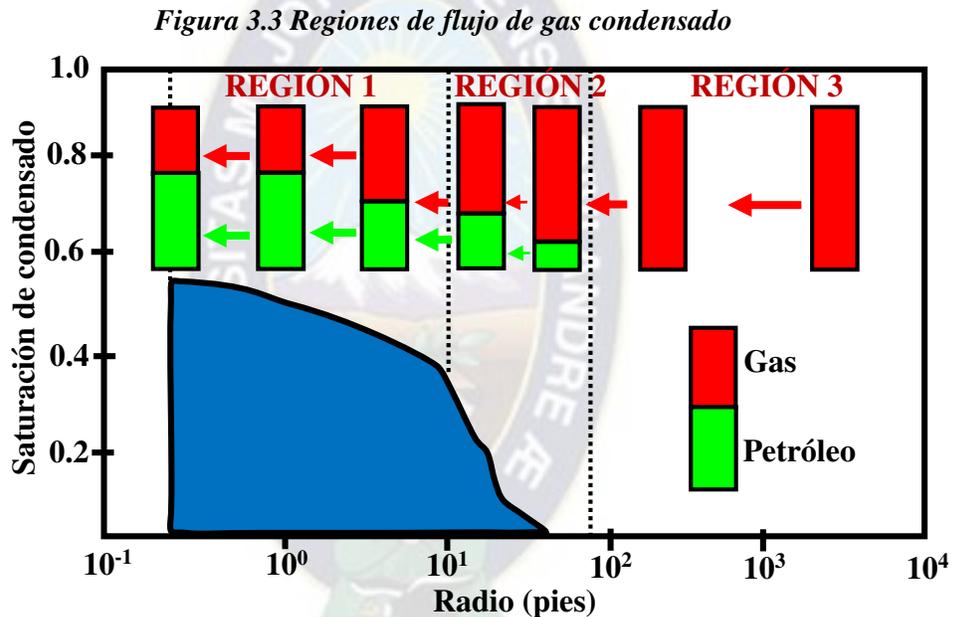
Fuente: “A Semi-Analytical Method to Predict Well Deliverability in Gas-Condensate Reservoir”, por Chowdhury et al, 2004 (SPE 90320)

Las fracciones molares totales de los componentes dentro del banco de condensados son diferentes a los valores del gas original, como se ve en la Figura 3.2. La acumulación de los componentes más pesados en el banco de condensado resulta en una alta saturación de aceite. Este cambio en la composición provoca un cambio en el diagrama de fases del fluido.

3.4.1. Regiones en un reservorio de gas condensado.

El flujo de fluidos hacia un pozo productor de gas condensado en un yacimiento que está en depleción, puede ser dividido en tres regiones principales de flujo extendiéndose desde la cara del pozo hacia afuera, como se muestra en la Figura 3.3.

La región cercana a la cara del pozo, Región 1, está saturada de aceite y de gas, y ambos fluyen simultáneamente. El flujo composicional (GOR) dentro de esta región es constante hasta el flujo producido. Esta región es la principal fuente de pérdida de entregabilidad en los pozos de gas condensado.



Fuente: “Reservorios de gas condensado – análisis del comportamiento”, por Lucio Carrillo, 2005 (UNI, Lima-Perú)

Las pérdidas dependen del tamaño de la zona, la permeabilidad relativa al gas, la cual está en función de la saturación de líquido, y a la vez ésta depende de la riqueza del flujo y de las propiedades PVT del yacimiento de gas en la Región 1. El tamaño de esta región se incrementa gradualmente con el tiempo, y depende de propiedades PVT del gas y de la tasa de producción.

En la región de acumulación de condensado, Región 2, el condensado formado tiene cero o muy baja movilidad y solo fluye el gas. La acumulación del condensado es causada por dos mecanismos: (1) producido por el yacimiento de gas debido a la declinación de la matriz del yacimiento; y (2) producido por el gradiente de presión que se genera en la corriente del yacimiento

de gas en la Región 2.

La región exclusiva de gas, Región 3, siempre se da en un yacimiento de gas condensado que se encuentra subsaturado. La composición de esta región es constante e igual a la composición original del yacimiento de gas.

Para unas condiciones dadas de producción, una o más regiones podrían existir. Su desarrollo podría alcanzar un estado pseudoestable. La Región 1 siempre existe cuando la presión de fondo fluyente es inferior a la presión del punto de rocío. La Región 2 siempre existe junto con la Región 1. En este caso, la Región 3 puede desaparecer, pero no es posible que existan las Regiones 2 y 3 en ausencia de la Región 1.

Las tres regiones existen en yacimientos ligeramente subsaturados y con presión de fondo fluyente menor que la presión del punto de rocío. Para yacimientos de gas condensado muy ricos, cercanos al punto crítico, la Región 1 puede existir en toda el área de drenaje (en ausencia de las Regiones 2 y 3), después que la presión del yacimiento cae por debajo del punto de rocío (Arias).

3.4.2. Fuentes de formación de líquidos.

Sólo un pequeño número de pozos de gas produce completamente gas seco. Esto significa que casi todos los pozos gasíferos producen líquidos junto con el gas, incluso si esta fase líquida es muy reducida. Los líquidos pueden ser: agua libre, agua condensada o hidrocarburos condensados; y tienen distintos orígenes dependiendo de las condiciones dadas y del tipo de reservorio gasífero.

3.4.2.1. Agua en el reservorio.

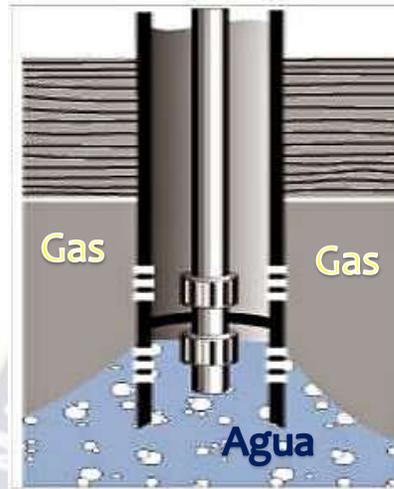
Respecto al agua en el reservorio, existen distintos escenarios. Por ejemplo la conificación del agua, que se muestra en la Figura 3.4, ocurre cuando el gasto de gas es alto, esto puede ocasionar una reducción considerable de presión la cual arrastra el contacto de agua que está debajo del gas en el reservorio, incluso si no hay baleos en la zona del agua.

Otro escenario es cuando el reservorio tiene un mecanismo de empuje por acuífero, éste da la presión que necesita el gas para ser producido, pero también alcanzará a los baleos y a la tubería, en un tiempo determinado. Este fenómeno también es conocido como Traspaso de Agua.

Otro escenario es cuando en las perforaciones ya se presenta el agua libre de formación y es

producida junto con el gas. También existe el caso cuando se produce accidentalmente agua pero de distintos intervalos disparados en el agujero descubierto.

Figura 3.4 Conificación de agua

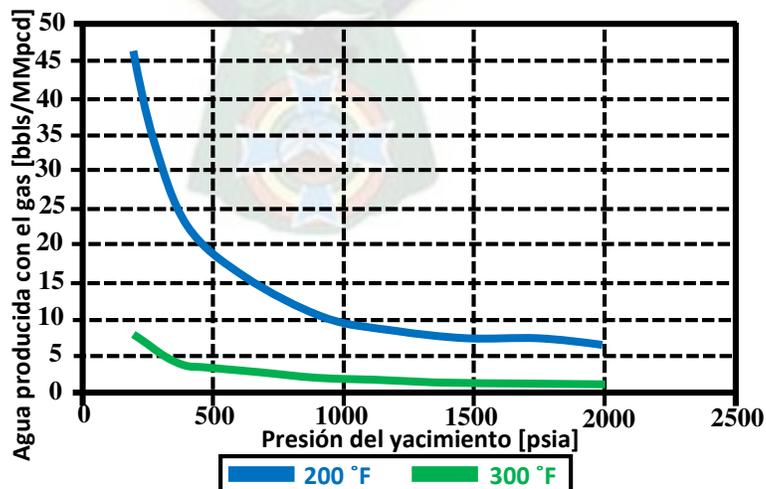


Fuente: “Análisis de pozos con alta producción de agua (Parte II)”, por PerfoBlogger. Disponible en: http://perfob.blogspot.com/2015/01/analisis-de-pozos-con-alta-produccion_19.html

3.4.2.2. Agua condensada.

Desde el origen del reservorio, existe agua que se forma junto con el gas natural en forma de vapor, y es producida como agua disuelta en el gas. Permanece en fase gaseosa hasta que las condiciones de temperatura y presión disminuyan por debajo del punto de rocío.

Figura 3.5 Solubilidad del agua en el gas natural mientras la presión declina



Fuente: “Gas Well Deliquification”, por James Lea, Henry Nickson y Mike Wells, 2008 (Elsevier Inc.)

Cuando esto ocurre, algo del vapor de agua se condensa a fase líquida. Entonces como se puede

ver en la Figura 3.5, para una presión y temperatura dadas, el gas producido contiene una cierta cantidad de vapor de agua de acuerdo a su solubilidad.

3.4.2.3. Hidrocarburos condensados.

Al igual que el agua, existen ciertos hidrocarburos que a condiciones atmosféricas se encuentran en estado líquido, y son producidos en fase vapor. A medida que el gas es producido hacia la superficie, los hidrocarburos pesados empiezan a condensarse cuando las condiciones caen por debajo de su punto de rocío. El condensado formado tiene una gradiente de presión mucho mayor que la del gas, y por lo tanto se acumulará en el fondo de pozo junto con el agua.

3.5. Problemas debido a la carga de líquidos

Los efectos del bloque de condensado dependen de: permeabilidades relativas, propiedades PVT, y la forma en el que el pozo es producido. Debido a las características especiales de los yacimientos de gas condensado, se presentan los siguientes problemas.

3.5.1. Acumulación de líquido en el pozo.

Inicialmente, los pozos tienen presión y tasa de flujo elevadas que impiden la acumulación de líquido en el fondo, pero esto ya no sucede a medida que la presión de fondo disminuye y aumenta la producción de líquido (agua y/o condensado). La presencia de líquido en los pozos de gas afecta negativamente a sus características de flujo, ya que pueden provenir debido a la condensación de los hidrocarburos (condensado) o del agua producida conjuntamente con el gas.

Si los líquidos no son removidos continuamente, el pozo puede llegar a producir a un gasto mucho más bajo y eventualmente morir. Si el gasto de gas es tan bajo que permite el resbalamiento de líquidos, el gradiente de presión de la tubería de producción se incrementa por su acumulación.

En consecuencia, hay un incremento de presión en el fondo del pozo, lo cual sería una contrapresión adicional sobre la formación que afectaría su capacidad productiva. Además, si el pozo ya de hecho tiene baja presión de fondo, el líquido acumulado podría matarlo (Ramírez).

3.5.2. Acumulación de líquido en la formación.

Una de las características básicas de los yacimientos de gas condensado es la formación de condensado retrógrado cuando la presión cae por debajo del punto de rocío, durante el agotamiento

isotérmico de la presión del yacimiento. Esta acumulación de condensado puede ocurrir en diferentes zonas.

Las zonas cercanas al pozo productor pueden acumularse con líquidos cuando la presión de fondo fluyente es menor que la presión del punto de rocío, y cuando la presión promedio del yacimiento es mayor o igual a la presión de rocío. Un banco o anillo de condensado retrógrado crece alrededor del pozo a medida que la presión del yacimiento cae. La contrapresión generada puede disminuir el gasto del gas por debajo de lo que es llamado “gasto crítico del gas”, el cual es el caudal requerido para remover continuamente los líquidos. Así disminuyendo la productividad del pozo y generando pérdida de componentes pesados en superficie (Arias).

Este comportamiento es rápido en yacimientos de gas condensado rico, cercanos al punto de rocío y con baja permeabilidad. En el peor de los casos, la saturación de condensado alrededor del pozo puede alcanzar valores de 50 a 60%, generando reducciones en la productividad de los pozos de 2 a 10 veces mayores que las existentes previamente.

Cuando líquido se presenta en todo el yacimiento, es porque la presión promedio está por debajo del punto de rocío, y se forma el condensado como pequeñas gotas acumuladas en los canales porosos más pequeños de la roca. Para que el condensado retrógrado alcance cierta movilidad su saturación debe ser mayor que su saturación crítica (30- 40%), lo que es difícil de alcanzar (Arias).

Estas acumulaciones conllevan a:

- Baja productividad
- Altos costos de operación
- Abandono temprano y posible matanza del pozo

Todos los pozos de gas producen líquidos (ya sean de alta o baja permeabilidad), y experimentan carga de líquidos conforme la presión del yacimiento declina. Sobre todo aquellos pozos con relación líquido-gas (RLG) alta, baja velocidad del gas en la tubería de producción, y con formaciones muy estrechas (baja permeabilidad).

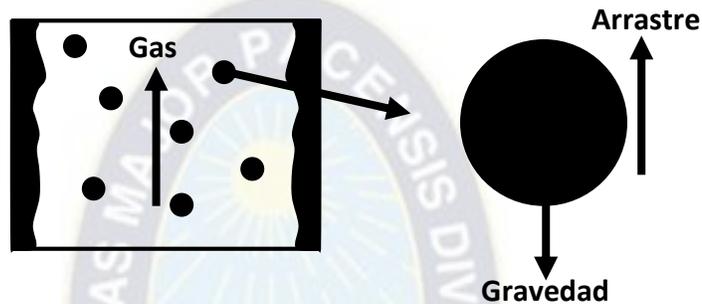
3.6. Velocidad crítica

La velocidad crítica se define como la velocidad mínima del gas en la tubería de producción

requerida para desplazar los líquidos desde el fondo de pozo hasta la superficie. Turner et al. investigaron acerca de este fenómeno, y descubrieron que la carga de líquidos puede predecirse por un modelo que indica cuándo las gotas se desplazan con el gas y cuándo las gotas caen.

Desarrollaron una simple correlación para predecir la velocidad crítica, asumiendo que las gotas de líquidos se transportan por el gas. En este modelo como se ve en la Figura 3.6, el peso de las gotas actúa hacia abajo y la fuerza de arrastre actúa hacia arriba.

Figura 3.6 Transporte de líquidos en un pozo de gas



Fuente: “Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de gas del Activo Integral Veracruz (AIV)”, tesis elaborada por Marco Antonio Ramírez Valdez, 2010 (Instituto Politécnico Nacional)

El estudio generó un criterio para determinar la velocidad crítica usando el modelo de agua y comparándola con la velocidad del gas producido en el pozo a la temperatura y presión de cabeza. La velocidad crítica encontrada por Turner et al. dada en la Ecuación 3.1, resulta en una expresión simple de la velocidad ascendente para evitar que las gotas más grandes caigan.

$$V_L = \frac{1.912 * \sigma^{\frac{1}{4}} * (\rho_L - \rho_g)^{\frac{1}{4}}}{\rho_g^{1/2}} \quad (3.1)$$

Donde: σ = tensión superficial [dina/cm]

ρ_L, ρ_g = densidad del líquido y del gas [lb/pie³]

V_L = velocidad final [pie/s]

Tabla 3.1 Propiedades del agua y condensado según Turner et al.

Propiedad	Agua	Condensado
Tensión superficial [dina/cm]	60	20
Temperatura superficial [R]	580	580
Densidad [lb/pc]	67	45
Gravedad del gas [1]	0.65	-

Fuente: “Explotación del gas y optimización de la producción”, por José Luis Rivero S., 2004

Se denotan mejores resultados si la RLG es menor a 130 bbl/MMpcs, y si la presión de cabeza de pozo es mayor a 500 psi. Reemplazando los valores de las propiedades necesarias del agua y del condensado de la Tabla 3.1 en la Ecuación 3.1, se obtienen las siguientes expresiones.

$$V_{g_agua} = \frac{5,62 * (\rho_L - 0,0031 * P)^{\frac{1}{4}}}{(0,0031 * P)^{1/2}} \quad ; \quad V_{g_cond} = \frac{4,02 * (\rho_L - 0,0031 * P)^{\frac{1}{4}}}{(0,0031 * P)^{1/2}} \quad (3.2)$$

La Ecuación 3.2 representa las velocidades críticas del gas para acarrear agua y condensado. El caudal de gas mínimo para prevenir el resbalamiento de líquidos se presenta en la Ecuación 3.3, y está en función de la velocidad crítica del gas, sea con el agua o con el condensado.

$$Q_{g_min} = \frac{3,06 * V_g * A * P}{T * Z} \quad (3.3)$$

Donde: A = área conducto o tubería [pie²]

P = presión del sistema [psi]

Z = factor de compresibilidad [1]

Q_{g_min} = caudal mínimo del gas para remover el líquido del fondo [MMpcd]

V_g = velocidad del gas [pie/s]

También existen otras correlaciones aceptadas, sin embargo se utilizan únicamente en casos donde la ecuación de Turner no se cumple satisfactoriamente. Cabe resaltar que las correlaciones de flujo multifásico más utilizadas en pozos de gas y condensado que predicen gradientes de presión, presentan un pobre ajuste y una muy mala dispersión cuando este tipo de pozos presentan velocidades menores a la crítica de Turner.

3.7. Síntomas y reconocimiento de la carga de líquidos

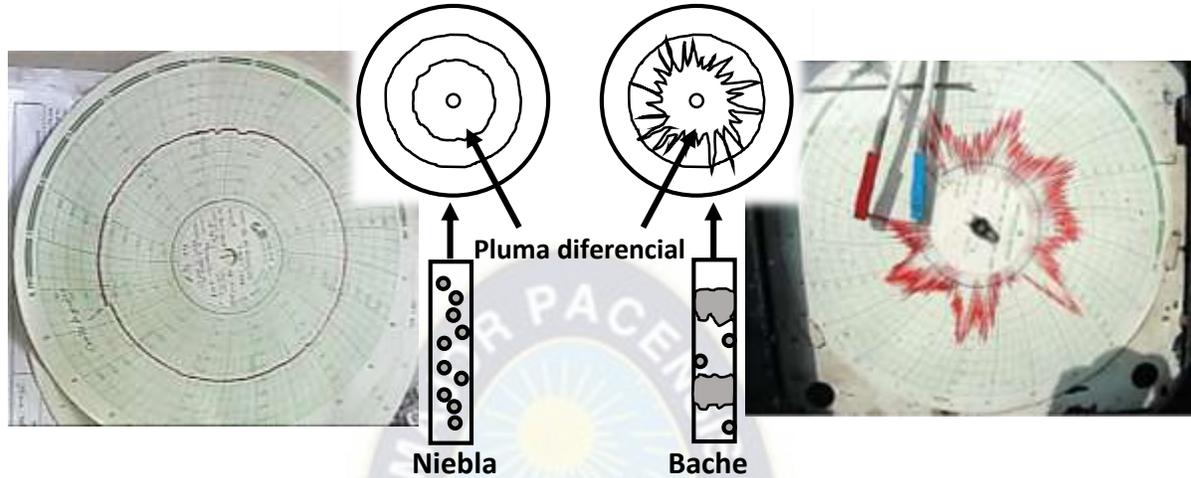
La aparición del colgamiento de líquidos en un pozo de gas puede ser reconocida por muchos síntomas. Si es detectado en una etapa temprana y las acciones adecuadas son tomadas en el momento correcto, las pérdidas en la producción de gas pueden ser minimizadas (Park Han-Young, Decision matrix for liquid loading in gas wells for cost/benefit analyses of lifting options, 2008). A continuación se presentan los síntomas que indican la existencia de un banco de condensados.

3.7.1. Saltos de reducción de presión y de flujo.

Los datos de medición en un sistema de recolección de datos automatizado o por dos plumas

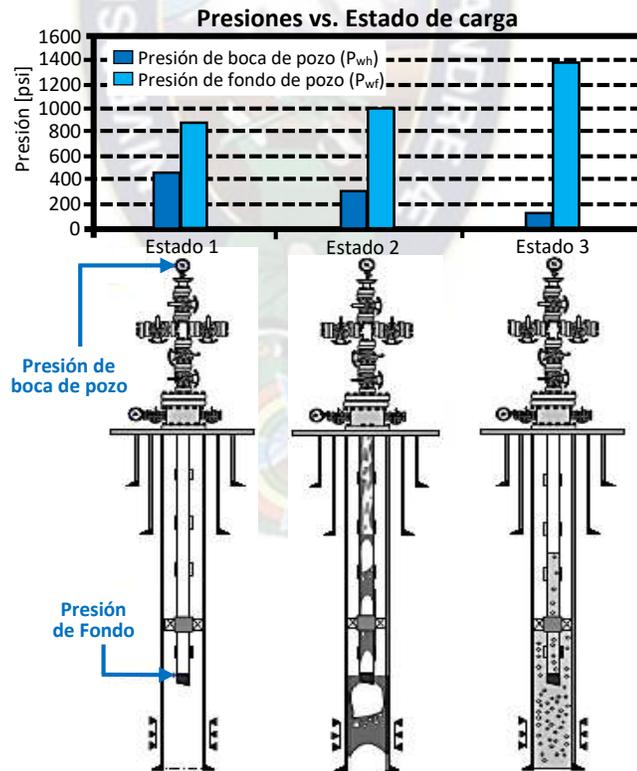
que registran presiones son una manera de detectar este comportamiento, como puede apreciarse en la Figura 3.7. Estos dispositivos graban la medición del gasto de gas a través de un orificio.

Figura 3.7 Variación en el patrón de flujo por la caída de presión



Fuente: “Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de Veracruz”, tesis elaborada por Marco Antonio Ramírez Valdez, 2010 (Instituto Politécnico Nacional, México)

Figura 3.8 Relación entre la presión de cabeza y el patrón de flujo



Fuente: “Metodologías para remoción de líquidos”, por el Instituto Argentino del Petróleo (IAP, Argentina)

Cuando un pozo produce líquidos sin problemas de carga de líquidos, el flujo de gas los extrae como pequeñas gotas (flujo niebla, a la izquierda en la Figura 3.7) y tiene un bajo efecto en la

caída de presión en el estrangulador.

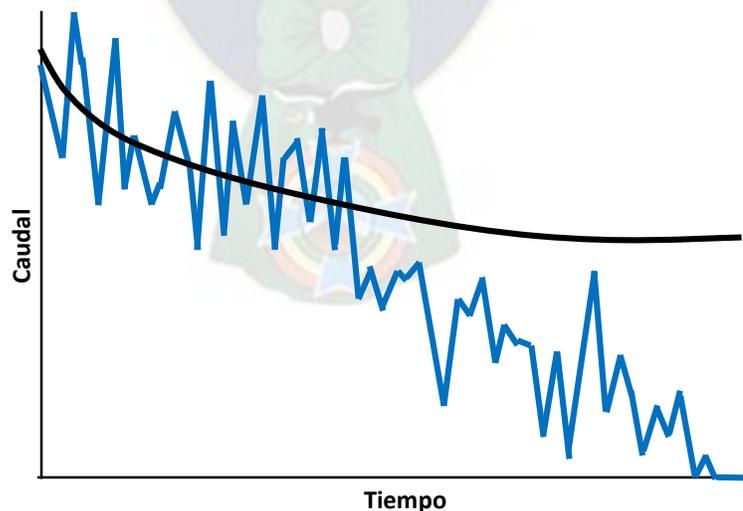
Cuando un bache de líquido pasa a través del estrangulador, su densidad relativamente mayor causa un salto en la presión. En la Figura 3.8, los líquidos están empezando a acumularse en el fondo del pozo y en la tubería, y se producen erráticamente ya que algunos líquidos llegan a la superficie como baches.

Esta rápida caída en la producción y en la presión superficial de la tubería de producción, acompañado por el desordenado registro de las plumas, es un indicador importante del inicio de la carga de líquidos.

3.7.2. Producción errática e incremento en el ritmo de declinación.

La curva de declinación debe ser analizada respecto al tiempo y buscando cambios en la tendencia general. La Figura 3.9 muestra dos curvas de declinación, la primera curva con una declinación exponencial suave la cual es de una producción normal de gas, considerando un abatimiento normal de la presión del yacimiento. La segunda curva con fluctuaciones fuertes indica un pozo de gas con alta producción de líquidos sin comportamiento estable, por lo que el pozo se abate más rápidamente de lo que debería.

Figura 3.9 Curva de declinación mostrando la ocurrencia del banco de condensado



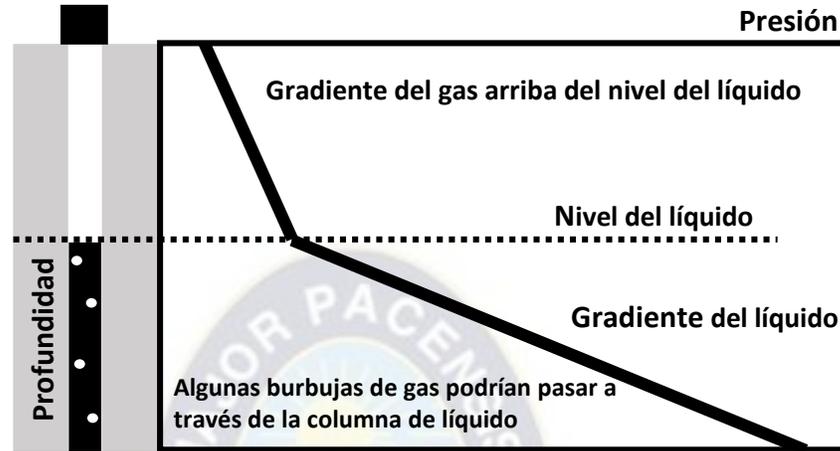
Fuente: "Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de Veracruz", tesis elaborada por Marco Antonio Ramírez Valdez, 2010 (Instituto Politécnico Nacional, México)

3.7.3. Variación del gradiente de presión.

Un registro de presión estática o dinámica hecho por un manómetro eléctrico de fondo es

posiblemente la técnica más precisa para conocer si el pozo está cargando líquidos o no. Estos registros miden la presión que ejerce un fluido en una longitud de profundidad.

Figura 3.10 Típica gráfica de un registro de presión



Fuente: “Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de Veracruz”, tesis elaborada por Marco Antonio Ramírez Valdez, 2010 (Instituto Politécnico Nacional, México)

Tal como se muestra en la Figura 3.10, los datos obtenidos ayudan a construir una gráfica de gradiente de presión, es decir, una gráfica de presiones con sus respectivas profundidades (Park).

En una gráfica presión vs profundidad, se denota la presencia de líquidos debido a la diferencia de densidad con el gas. Entonces el nivel del líquido se señala en el cambio repentino de pendiente en la gráfica, dando a entender que existen líquidos y están cargados dentro del pozo (Binli).

3.7.4. Cese de la producción de líquidos.

La producción de líquidos puede cesar conforme la producción de gas declina. Esto sucede debido a que el gasto de gas está por debajo del gasto crítico, es decir que el flujo de gas ya no puede transportar líquidos a la superficie. En consecuencia, las burbujas de gas aún siguen produciéndose porque atraviesan los líquidos acumulados en el pozo, y ascienden a la superficie.

El mejor método para analizar este tipo de pozos con bajo gasto, es calcular la velocidad crítica del gas en la tubería de producción. Si el gasto del pozo es menor que el gasto crítico, entonces la posibilidad de que existe una columna de líquidos acumulada debe ser investigada.

Si los síntomas de colgamiento de líquidos son identificados a tiempo, pérdidas de la producción de gas que eventualmente costarían la vida del pozo, podrían ser evitados. Los cambios que ocurran en la forma general y normal de la curva de declinación, pueden ser importantes

indicadores de la existencia de un colgamiento, o la posibilidad de que va a existir uno pronto.

3.8. Métodos para remover la carga de líquidos

Varios tipos de técnicas de levantamiento remedial han sido desarrollados hasta ahora. Muchos de ellos focalizados en incrementar la velocidad del gas y en levantar artificialmente el agua, y así reducir el banco de condensado. La Tabla 3.2 muestra los métodos más conocidos que suelen emplearse. Ellos pueden ser aplicados individualmente o en combinaciones.

Tabla 3.2 Medidas remediales para reducir la carga de líquidos

Clasificación	Técnica
Incremento de la velocidad del gas	-Producción intermitente
	-Estimulación
	-Compresión
	-Gas lift
	-Venteo
Reducir la velocidad crítica	-Sartas de tubería de velocidad
	-Compresión
	-Sartas de tubería de velocidad
	-Soluciones con liner mecánico (stinger)
	-Introducción de barras de jabón/surfactante
Levantamiento artificial del agua	-Inyección continua de surfactante (sartas capilares)
	-Plunger lift o émbolo viajero
	-Cámara (plunger lift más gas lift)
	-Bombas en profundidad (ROD, PCP, ESP)
Remoción del agua	-Swabbing
	-Separación e inyección de fondo (producción intermitente)
	-Calentamiento de tubería

Fuente: "Liquid Loading in Gas Wells Symptoms and Cures", por Veeken et al., 2003 (SPE Annual Technical Conference and Exhibition)

Cada técnica remedial tiene características propias y su uso puede variar en función de la situación del pozo. En la etapa de diseño se las debe analizar para aplicar la que mejor convenga.

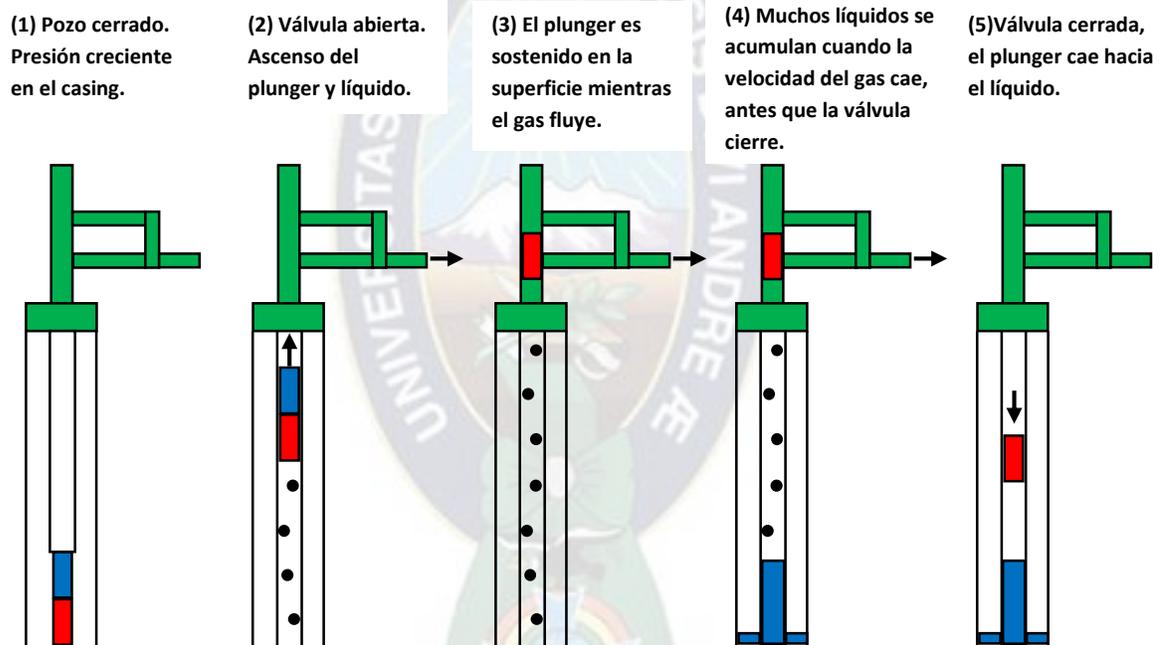
3.8.1. Sistema de émbolo viajero.

El sistema de émbolo viajero, o Plunger Lift, es una técnica de levantamiento artificial intermitente y una solución al colgamiento de líquidos que utiliza la energía del reservorio de gas para producir los líquidos colectados en el fondo del pozo. Es una herramienta tipo pistón que viaja libremente en las sartas de tuberías y se ajusta a su diámetro interno. Viaja hacia la superficie

cuando la presión del pozo es suficientemente alta para levantarlo, y luego desciende por la fuerza gravitacional. La instalación opera como un proceso cíclico: la presión es restituida durante el cierre, y luego fluye con presión suficiente para levantar el émbolo junto con el líquido colectado.

Durante el cierre, el émbolo se encuentra en el fondo del pozo sobre un arreglo de resorte, la presión del gas se acumula en el anular y los líquidos en el fondo de la tubería. Luego de un tiempo con la presión suficientemente alta, la válvula motor de superficie es abierta para permitir que fluya el gas, entonces el émbolo viajero asciende a la superficie, descargando los líquidos acumulados de la tubería y produciendo el gas por el anular formado.

Figura 3.11 Ciclo del sistema de émbolo viajero



Fuente: “Gas Well Deliquification”, por James Lea, Henry Nickson y Mike Wells, 2008 (Elsevier Inc.)

Todo este proceso cíclico se explica en la Figura 3.11. Requiere una instalación de superficie consistente en válvulas y equipo de fondo consistente en un émbolo y un mecanismo de resorte. La presión que es acumulada depende de diferentes parámetros como el periodo de cierre, la presión del reservorio y la permeabilidad de la roca (Binli).

3.8.2. Tubería capilar.

La tecnología de la tubería capilar facilita la aplicación de diversos productos químicos en el fondo del pozo a la profundidad deseada, permitiendo al operador no solo proteger la instalación

sino también maximizar la producción del pozo. A través del capilar se inyectan productos químicos que reaccionan al contacto con los fluidos (líquidos) que se encuentran en el pozo y que ocasionan restricción al flujo de gas. En la Figura 3.12 se muestra un tanque de agente espumante.

Figura 3.12 Agente espumante líquido



Fuente: “Opciones para retirar fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas”, documento de Environmental Protection Agency, de EEUU (2011)

Una vez que haya contacto de estos productos con el agua, se genera una reducción en la tensión interfacial formando una espuma que resulta en un fluido más ligero, y facilita el arrastre de los líquidos por la velocidad del gas lo cual reduce la velocidad crítica de gas necesaria para elevar los fluidos a la superficie y ayuda a la remoción de líquidos del pozo. Esto se logra introduciendo un capilar de acero inoxidable hasta la profundidad deseada dentro de la tubería de producción o del espacio anular, y la aplicación del producto químico recomendado a través de él.

En la Figura 3.13 se observa la formación de espuma y el tubo capilar que se emplea. La tubería capilar se introduce al pozo concéntricamente dentro de la tubería de producción, similar a una pequeña unidad de tubería flexible especialmente diseñada para este propósito (Ramírez).

El uso de la espuma producida por surfactantes puede ser efectivo para pozos de gas que acumulan líquido a promedios bajos, y es de los métodos más baratos para descargarlos. Funciona mejor si el fluido en el pozo es de al menos 50% de agua, pero no son efectivos para hidrocarburos líquidos (Environmental Protection Agency).

Respecto a los surfactantes en general, se aplican al pozo como barras de jabón o como un líquido inyectado directamente en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería

de producción o por capilaridad hacia abajo de la sarta de la tubería de producción.

Figura 3.13 Tramo de tubería capilar y reacción espumante



Fuente: “Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de Veracruz”, tesis elaborada por Marco Antonio Ramírez Valdez, 2010 (Instituto Politécnico Nacional, México)

3.8.3. Venteo.

Se lo conoce también como quema, purgamiento, o blowdown. Consiste en el no aprovechamiento del gas de un pozo de producción de hidrocarburos, el cual se quema (tipo antorcha) por distintos motivos:

- Por no existir instalaciones de gasoductos
- Por tratarse de pozos aislados
- Por tratarse de un gas con contenido de sustancias inertes nocivas al consumo (CO_2 y SH_2)
- Despilfarro del gas natural por el intento del aprovechamiento exclusivo del petróleo.
- Descarga de líquidos acumulados que dificultan la producción (ANH, Glossary)

En este caso, se analiza el motivo por descarga de líquidos. Cuando un pozo de gas produce durante un tiempo, llega a declinar y su velocidad de flujo con la que llega a superficie ya no es suficiente para acarrear los líquidos que están asociados a él (condensado y agua), y una de las técnicas para deshacerse de este líquido acumulado y mejorar el flujo de gas es descargando los fluidos del pozo mediante el venteo o la quema atmosférica (Environmental Protection Agency).

En otro caso, se hace fluir el pozo, o se purgan los hidrocarburos hacia la atmósfera con choke abierto para alcanzar altas tasas de flujo que levanten el líquido. Sin embargo, la aplicación de este método puede ocasionar incendios y contaminación ambiental (Arias). La Figura 3.14 muestra el

venteo de un pozo de gas.

Figura 3.14 Venteo de un pozo para descargar líquidos



Fuente: “Technical Guidance Document Number 7: Well Venting for Liquids Unloading”, elaborado por Climate & Clean Air Coalition (2017)

3.8.4. Sartas de tuberías de velocidad.

Una sarta de velocidad es básicamente una sarta de tubería con un diámetro más pequeño corrido dentro de la sarta de producción original que tiene mayor diámetro. Es utilizado como una medida de remediación, y su principio de funcionamiento consiste en reducir el área de flujo del gas lo que causa un incremento de la velocidad, de esta forma se excede la velocidad crítica para remover los líquidos del pozo. O bien, puede disminuir la velocidad crítica para evitar la caída de los líquidos durante el flujo.

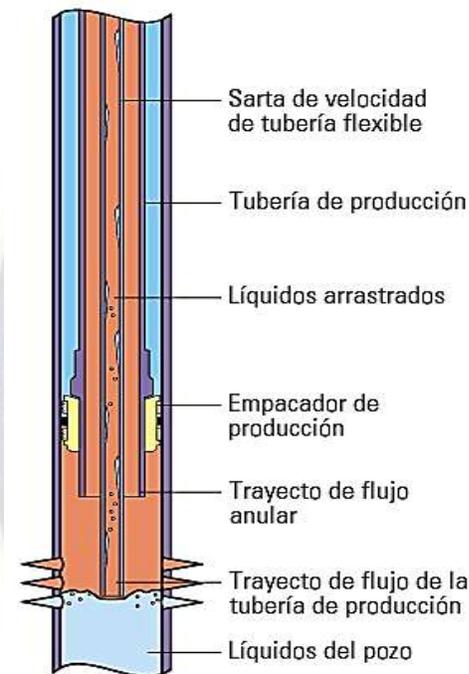
Sin embargo, sus aplicaciones son críticas porque a medida que el diámetro disminuye aumenta la pérdida de presión por fricción, y limita la producción de gas. Una solución a este problema es instalar la tubería no hasta la superficie, sino hasta un cierto punto, pero tampoco debe ser muy corto ya que los fluidos no llegarían, y se requeriría una tubería más larga o con menor diámetro.

Especialmente para completaciones con pozos anchos, las sartas de tubería de velocidad son muy beneficiosas. Son generalmente menos costosas que otras soluciones para acabar con el colgamiento de líquidos. No es una solución permanente, ya que de todas formas el reservorio continúa depletándose. Estos criterios califican a las sartas de tubería de velocidad como una solución económica pero con consideraciones de diseño críticos (Binli).

Numerosos parámetros como: presión actual y futura del yacimiento, gastos de líquidos y gas,

diámetro y profundidad de la sarta de velocidad, presión en la cabeza y en el fondo del pozo, entre otros, gobiernan el comportamiento de una sarta de velocidad. Para evaluar si eliminará la carga de líquidos o cuánto tiempo sostendrá la producción, y para diseñar la sarta de velocidad, se tiene que comparar el comportamiento de entrada de flujo del yacimiento (curva IPR) con el comportamiento de salida de la tubería de producción (curva VLP).

Figura 3.15 Aplicación esquemática de la sarta de velocidad



Fuente: "Schlumberger Glossary" (2018), disponible en:
https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/v/velocity_string.aspx?p=1

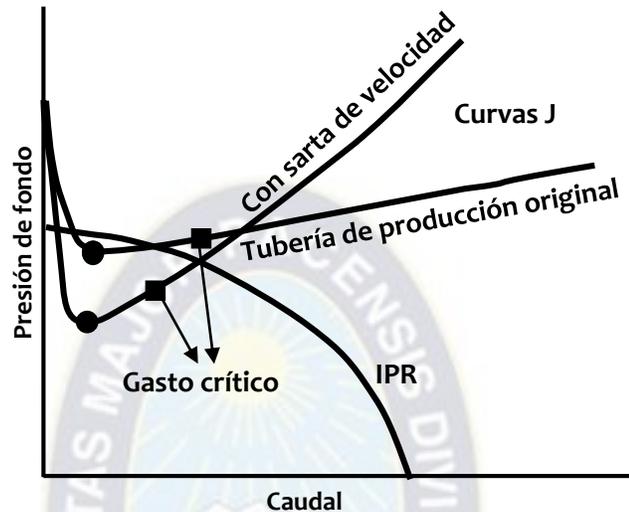
La Figura 3.15 muestra que el conducto para que el gas fluya en el pozo puede ser una tubería de producción, o el espacio anular entre las tuberías de revestimiento y de producción, o un flujo simultáneo a través de ambos. De todas formas debe mejorar la velocidad crítica.

Un pozo fluye a un determinado gasto donde su IPR y su curva J se intersectan, como se aprecia en la Figura 3.16. Comparando 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 eventualmente tiene problemas de carga de líquidos y deja de producir.
- El pozo no fluye (Ramírez).

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.

Figura 3.16 Comportamiento de producción con y sin sarta de velocidad



Fuente: “Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de Veracruz”, tesis elaborada por Marco Antonio Ramírez Valdez, 2010 (Instituto Politécnico Nacional, México)

Una tubería de velocidad, para facilitar la remoción de líquidos, puede ser desplegada con éxito en pozos de gas de bajo volumen luego de la terminación inicial o cerca del fin de su vida productiva. Los pozos candidatos incluyen pozos marginales que produzcan menos de 60 Mcfd.

Tabla 3.3 Factores a considerar para el método de remoción de líquidos

	Gasto de gas manejado	Presión requerida	% Condensado manejado	Volumen de líquido manejado	Problemas de arena	Problemas con el estado mecánico
Sarta de velocidad	Alto y medio	Alto y medio	Alto	Medio	Crítico	Crítico
Espumante líquido (capilar)	Medio	Medio	Bajo	Alto	Crítico	Medio
Émbolo viajero	Bajo	Medio	Alto	Medio	Crítico	Crítico

Fuente: “Sistemas de producción para pozos de gas”, tesis elaborada por Contreras, 2009. (UNAM, México)

En la Tabla 3.3 se tiene la comparación de los distintos métodos presentados, donde se entiende que la sarta de velocidad maneja mejor los líquidos cargados. El venteo es un método que se aplica sin necesidad de otra tecnología, pero se pierden hidrocarburos y causa contaminación atmosférica. Respecto a la sarta de velocidad, si múltiples diseños previenen la carga de líquidos, la opción

óptima es aquella en donde exista un mayor gasto y una menor presión de fondo fluyente.

La instalación de una tubería de velocidad requiere de un equipo de workover (reparación) para retirar la tubería de producción existente y colocar en el pozo la sarta de menor diámetro. También puede utilizarse el Coiled Tubing, o Tubería Flexible, cuya instalación es más fácil y versátil, ya que puede usarse con diámetros tan pequeños como de 0,25 pulg. 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 (Environmental Protection Agency).

Es importante estar seguros que la sarta de velocidad diseñada mantenga al pozo fluyendo el tiempo necesario para recuperar el costo de la instalación, mientras la presión del yacimiento continúe disminuyendo.



CAPÍTULO 4

SARTA DE TUBERÍA DE VELOCIDAD

4.1. Introducción

A lo largo de las décadas se han desarrollado diversas metodologías y tecnologías para la producción de hidrocarburos, unas más eficientes que otras, para la resolución de diversos problemas o el mejoramiento de ciertos parámetros. No se conoce el inicio de la utilización de la sarta de velocidad, pero indudablemente ha mejorado durante los años tanto en técnicas de aplicación como en la tecnología que utiliza.

4.2. Descripción general.

Una sarta de velocidad es un método para eliminar la carga de líquidos. Se trata de instalar una tubería de menor diámetro dentro de la tubería de producción original, reduciendo así el área de flujo e incrementado la velocidad a la que los fluidos ascienden a la superficie.

Existen dos tipos de tubería de velocidad:

- Sarta de tubería de velocidad convencional. Requiere de un equipo de workover (reparación) para retirar la tubería de producción existente y colocar otra sarta de menor diámetro.
- Tubería flexible como sarta de velocidad. Se refiere a una unidad de Tubería Flexible o Coiled Tubing (CT), cuya instalación es menos complicada y su uso es más versátil, ya que puede usarse con diámetros tan pequeños como de 0,25 pulg.

Actualmente, para aplicar el método de sarta velocista se utiliza la tubería flexible como conducto. Sus ventajas técnicas, económicas y ambientales sobre otros métodos la hacen ideal para aplicarlo en pozos con problemas de carga de líquidos y de esta forma optimizar la producción. A partir de este punto, se referirá como sarta de velocidad a la tubería flexible.

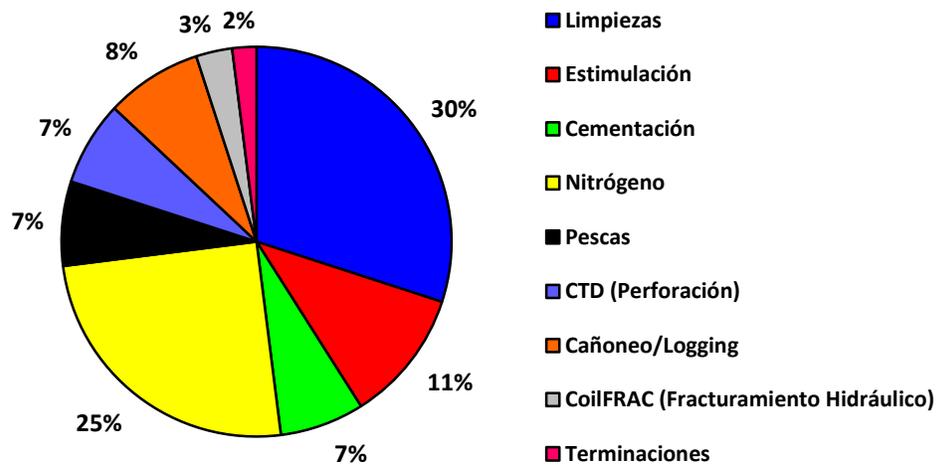
4.3. Aplicaciones en la industria

El uso de la tubería flexible está en crecimiento, puede atribuirse a una gran cantidad de factores incluyendo los avances tecnológicos y el desarrollo de nuevos materiales, así como el aumento en la tendencia de realizar pozos horizontales o altamente desviados.

La aplicación principal de la tubería flexible se encuentra en el amplio sector de intervención

de pozos. La intervención también se llama remediación o servicio de pozo, se trata de los procedimientos de mantenimiento en un pozo de petróleo o gas después que se lo ha terminado y ha empezado su producción. Son aquellas actividades que se realizan para mantener o mejorar la productividad del pozo (PerfoBlogger, Servicio de pozo, 2018). En la Figura 4.1 se presentan los trabajos de intervención típicos que realiza la tubería flexible, entre otros trabajos.

Figura 4.1 Actividades con la tubería flexible



Fuente: “Aplicación de tubería flexible en la inducción con nitrógeno en pozos petroleros”, tesis elaborada por Alan Almazan, Nelly Hernández, y Oscar Tapia, 2012 (Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, México)

4.3.1. Usos básicos y rutinarios.

- Descarga de pozos
- Limpieza y remoción de depósitos de cualquier tipo presentes
- Acidificaciones o estimulaciones selectivas
- Sartas de velocidad y tubería de inducción
- Operaciones de pesca
- Desplazamiento de herramientas
- Asentamiento o recuperación de tapones
- Cementación de ubicaciones selectivas

4.3.2. Usos avanzados e integrados.

- Perforación vertical, lateral, horizontal
- Fracturamiento hidráulico
- Operaciones submarinas

- Operaciones en Pozos profundos
- Implementación en Oleoductos, gasoductos y líneas de flujo
- Toma de Registros de pozos
- Disparos (Alva Jorge & Ramírez Jorge & Rosales Rocío, Aplicaciones de la tubería flexible, 2011)
- Terminación inicial con tubería flexible como sarta de velocidad

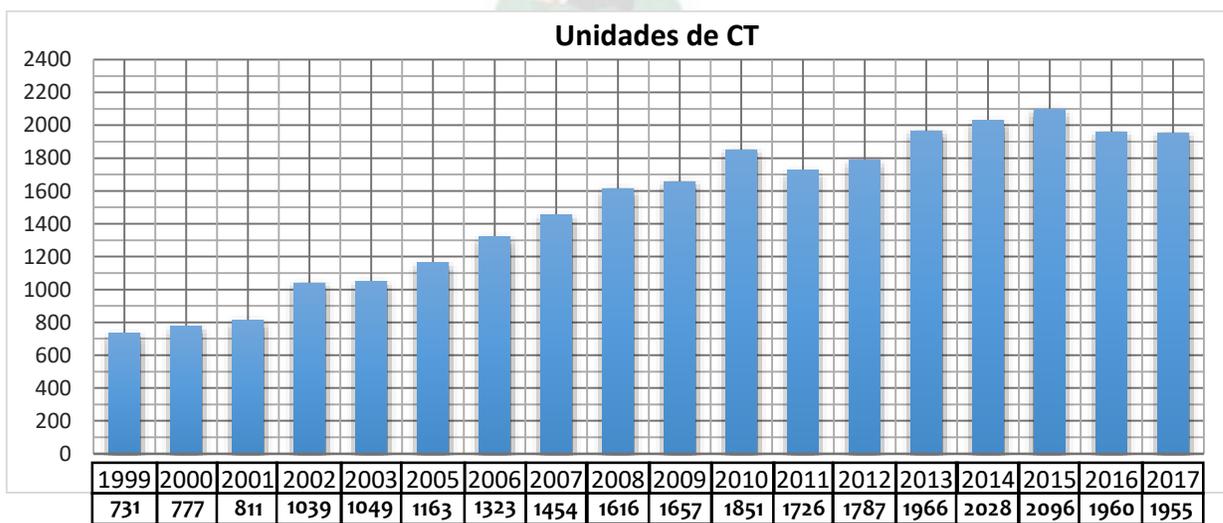
La habilidad para desempeñar el trabajo en un pozo fluyente es la clave para el buen desarrollo de la tubería flexible. Pero antes, se tienen que vencer tres retos técnicos importantes:

- Debe ser una tubería continua capaz de ser insertada dentro del pozo.
- Debe lograrse la corrida y la recuperación de la TF dentro y fuera del pozo mientras está bajo presión (cabeza inyectora).
- Debe estar disponible un aparato capaz de proveer un sello dinámico alrededor de la cadena del tubo (stripper)

4.4. Sartos de tubería de velocidad en el mundo

La industria de la sarta de tubería de velocidad continúa en crecimiento desde su aparición dentro de los servicios petroleros en el mundo, como se observa en la Figura 4.2. Debido a su atractiva economía, avances tecnológicos, y diversas aplicaciones. Es un equipo de negocio global y multimillonario que también está a la par de la tecnología para la producción de energéticos.

Figura 4.2 Conteo mundial de unidades de Coiled Tubing



Fuente: “Worldwide Coiled Tubing Unit Count”, por Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA, 2016).
 Disponible en: www.icota.com

El costo de intervenciones convencionales para pozos hidrocarburíferos ha ido aumentando, de modo que se buscan alternativas más versátiles para lograr ahorros con la misma o mayor efectividad. Se han desarrollado tecnologías que permiten ser transportadas, instaladas y empleadas con mayor eficiencia y seguridad, como las tuberías flexibles (Intervention & Coiled Tubing Association). En la Tabla 4.1 se da a conocer las empresas que ofrecen servicios con unidades de tubería flexible.

Tabla 4.1 Principales operadores de unidades de tuberías flexibles en el mundo

Operadores de unidades de CT	Año 2017
Schlumberger	267
Halliburton	206
Baker Hughes	175
Integrated Production Services (IPS)	73
C&J Coiled Tubing	63
Cudd Pressure Control	52
Key Energy	42
Archer	39
Calfrac	32
Essential Coil & Stimulation	32

Fuente: “Worldwide Coiled Tubing Unit Count”, por Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA, 2016).
 Disponible en: www.icota.com

La economía y la velocidad son los incentivos para su uso, también favorece el tamaño pequeño del equipo y el menor tiempo que se necesita para su instalación, y más aún en contraste con los equipos convencionales de perforación y reparación.

4.5. Fabricación de tuberías flexibles.

4.5.1. Materia prima.

Ha habido un gran avance en el desarrollo de nuevos materiales de fabricación, los cuales son más resistentes a la corrosión de los fluidos del yacimiento o a tratamientos químicos. También son más resistentes a los esfuerzos durante los trabajos, pero tienen menor resistencia al flujo por fricción debido al diseño de su superficie (Ríos Roy, Aplicación de tubería flexible en operaciones de perforación de pozos, 2014).

El material del que están constituidas las tuberías flexibles en general, mostrado en la Tabla 4.2, no presenta adhesión de parafinas o de sal, y soporta las altas temperaturas del yacimiento.

Tabla 4.2 Aleación en la fabricación de tubería flexible

Elemento químico		Masa (%)
Carbón	C	0,10 – 0,16
Manganeso	Mn	0,70 – 0,90
Fósforo	P	0,025 máx.
Sulfuro	S	0,006 máx.
Sílice	Si	0,30 – 0,50
Cromo	Cr	0,50 – 0,70
Cobre	Cu	0,25 máx.
Níquel	Ni	0,2 máx.
Molibdeno	Mo	0,21 máx.
Cobalto	Co	0,20 – 0,40
Hierro	Fe	Balance

Fuente: “Aplicación de tubería flexible en operaciones de perforación de pozos”, tesis elaborada por Roy Ríos Pelcastre, 2014 (Universidad Veracruzana, México)

4.5.2. Proceso de fabricación.

La tubería enrollada comienza como grandes rollos de lámina de aleación de acero baja en carbón que pueden ser hasta 55 pulgadas de ancho y pesar más de 24 toneladas. La longitud de lámina en cada rollo depende de su espesor, de 3 500 pies para un calibre de 0,087 pulg, a 1 000 pies para un calibre de 0,250 pulg.

A grandes rasgos, la fabricación de la tubería flexible sigue los siguientes pasos:

Primero, se adquiere la materia prima de acero como planchas envueltas en rollos.

Segundo, se selecciona el diámetro a fabricar, la plancha se corta en un ancho dado.

Tercero, las fajas de acero son soldadas en segmentos, y forman un rollo continuo de lámina de acero. Se suaviza y se inspecciona con rayos X, para detectar defectos.

Cuarto, luego de tener una tira continua, se realiza el fresado del tubo. Se lo hace pasar por rodillos que le dan la forma de tubo.

Quinto, se realiza la soldadura longitudinal con una bobina de inducción de alta frecuencia, la cual origina la unión térmica de los bordes. La costura soldada es anillada a aproximadamente 900 °C.

Sexto, se deja enfriar la tubería y se realizan pruebas destructivas. Luego se realiza un tratamiento de calor para aliviar los esfuerzos de tensión interna en todo el tubo a temperaturas entre 590–760 °C, para aumentar la ductilidad del acero.

Séptimo, se deja enfriar con aire y luego con líquido. Luego, el tubo nuevo se envuelve en un

carrete o tambor de madera para su transporte y posterior prueba de presión a 80% de su valor de cedencia para detectar fugas.

Finalmente, se lo limpia desalojando el agua y llenando su interior con nitrógeno para evitar la corrosión (Ramírez). La Figura 4.3 muestra gráficamente cada paso de la fabricación.

Figura 4.3 Fabricación de la tubería flexible



Fuente: “Aplicaciones de la tubería flexible”, tesis elaborada por Ramírez, Cortes y Rosales, 2011 (Instituto Politécnico Nacional, México)

Existen procesos alternativos para la fabricación de tubería flexible y cada una requiere inspección con rayos X para evaluar su calidad. También pueden fabricarse sartas escalonadas de

tubería flexible, cambiando el espesor de la tubería dentro de la longitud de un carrete individual, mientras que se mantiene un diámetro exterior constante, para aumentar las propiedades de rendimiento y minimizar el peso total de la sarta (Alva, Ramírez, & Rosales).

4.6. Componentes principales de la sarta de tubería de velocidad

La unidad de tubería flexible posee componentes básicos, que sin alguno de ellos no se podrían llevar a cabo las operaciones que demandan sus distintas aplicaciones. Convenientemente es transportado en tráileres, como se ve en la Figura 4.4, los cuales están equipados con todos los componentes esenciales para las operaciones básicas.

Los principales componentes de la tubería flexible para usarla como sarta de velocidad son:

- Tubería de velocidad (Tubería Flexible)
- Carrete de tubería
- Unidad de potencia
- Cabina de control
- Cabeza inyectora
- Equipo de control de pozo

Figura 4.4 Unidad de Sarta de Tubería de Velocidad (Tubería Flexible)



Fuente: Grupo SEPEC, Empresa Mexicana, 2015

4.6.1. Tubería de velocidad (tubería flexible).

La tubería conforma el alma de todo el equipo, ya que a través de ella los preciados fluidos son extraídos desde el reservorio hasta la superficie. Esta tubería es un producto tubular fabricado de manera continua, y es bobinado en carretes para su comercialización y su mejor transporte, como se observa en la Figura 4.5.

Consiste en todo el conjunto de conductos tubulares de gran longitud y flexibilidad, los cuales no requieren conexión o junta entre los extremos para conformar todo el tren de tuberías, por lo

que no es necesario enroscar y desenroscar posibilitando la circulación continua en las maniobras de inserción y sacado del pozo.

Figura 4.5 Carrete de tubería flexible para comercialización



Fuente: Shandong Zhuo Hong Petroleum Technology, 2017

4.6.2. Carrete de tubería.

El carrete de tubería es fabricado de acero, y ayuda en la operación y embobinado de la tubería flexible, se lo puede ver en la Figura 4.6 con sus partes. Cuenta con un tambor central con diámetros que varían desde 48 pulgadas hasta 92 pulgadas.

El carrete no suministra fuerza para introducir y recuperar la tubería dentro del pozo, aunque con su configuración física parezca que sí. Solamente los carretes que cuentan con motores hidráulicos pueden girar de manera sincronizada durante el enrollado.

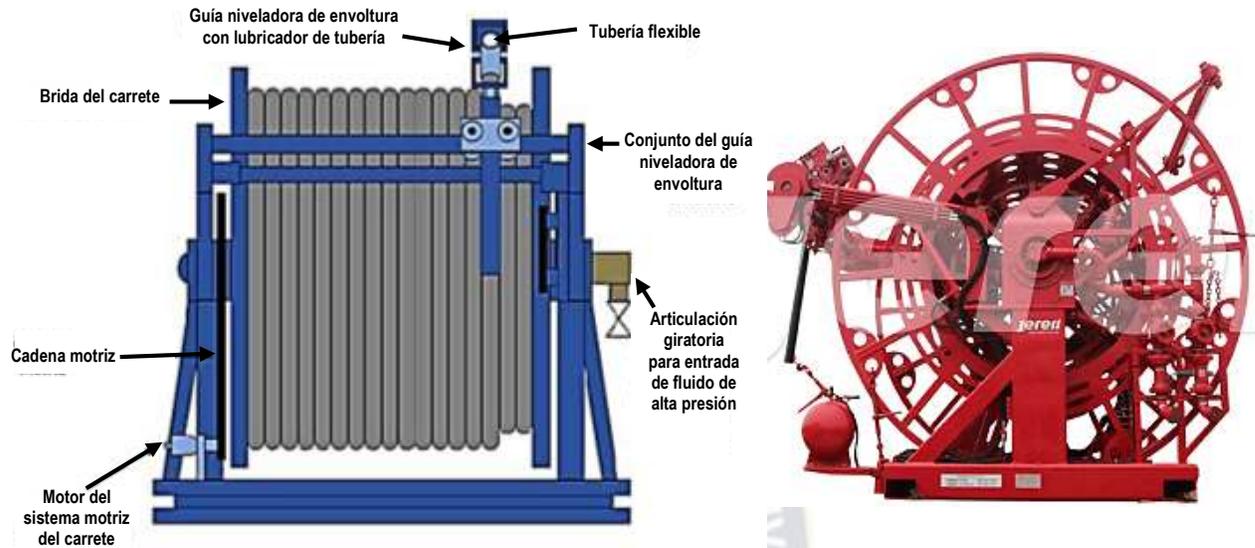
Las funciones que cumple el carrete son las siguientes:

- Mecanismo almacenador
- Provee tensión atrás y controla las camas de tubería
- Control de la tubería mientras se enrolla
- Freno cuando la tubería no se mueve
- Bombeo de fluidos mediante la tubería y la unión giratoria
- Conexión eléctrica y anillo del escobillado

La junta rotativa está conectada a un sistema de bombeo de fluidos, cuando se requiera un bombeo continuo y que la circulación continúe. Tiene también una válvula de cierre entre la tubería

y la flecha del carrete, para aislarla en caso de emergencia. Los componentes principales del carrete son: unión giratoria, guía de enrollado, lubricador de tubería y medidor de profundidad (Sosa).

Figura 4.6 Partes del carrete de tubería



Fuente: “Aplicaciones de la tubería flexible”, tesis elaborada por Ramírez, Cortes y Rosales, 2011 (Instituto Politécnico Nacional, México), y Jereh Oilfield Equipment, 2018

4.6.3. Unidad de potencia.

La unidad de potencia, mostrada en la Figura 4.7, suministra la fuerza o potencia requerida para operar los componentes del equipo de la tubería flexible mediante mangueras de alta presión. Consiste en un motor de combustión interna de diésel, el cual moviliza: bombas hidráulicas, válvulas de control de presión, filtros, e intercambiadores de calor.

Figura 4.7 Unidad de potencia integrada al camión



Fuente: AVANTUB S.A. México, 2017

Además, se tienen los controles de emergencia en caso de que fallara el motor. La unidad de potencia alimenta al generador de corriente eléctrica y suministra energía a todos los componentes eléctricos. También opera los sistemas neumáticos de la unidad gracias a un compresor de aire.

Existe una variedad de modelos con distintas configuraciones de unidades de tubería flexible. Por tanto, la ubicación del montaje de la unidad de potencia varía entre:

- Del mismo tracto camión del remolque
- Sobre una plataforma de potencia independiente (Ríos)
- Integrada al mismo patín de la cabina de control y montada en un patín independiente

4.6.4. Cabina de control.

Los controles para la manipulación de cada componente del equipo de la sarta de velocidad se encuentran en la cabina de control. Puede elevarse gracias a un sistema de gatos neumáticos, proporcionando una óptima visibilidad al operador. Su locación puede variar al igual que la unidad de potencia, como se denota en la Figura 4.8, pero generalmente se ubica tras el carrete y alineada con el cabezal de pozo.

Figura 4.8 Cabina de Control



Fuente: San Antonio Internacional, 2017

La consola de control se encuentra dentro de la cabina, como se observa en la Figura 4.9. Está equipado con todos los controles e indicadores para operar y controlar todos los componentes que se hallan en uso. Y está lista para registrar en tiempo real y en memoria una gran cantidad de parámetros necesarios para la operación, como: presiones, volúmenes, pesos, gastos, velocidades, esfuerzos, contadores, entre otros (Alva, Ramírez & Rosales).

Figura 4.9 Consola de control en la cabina

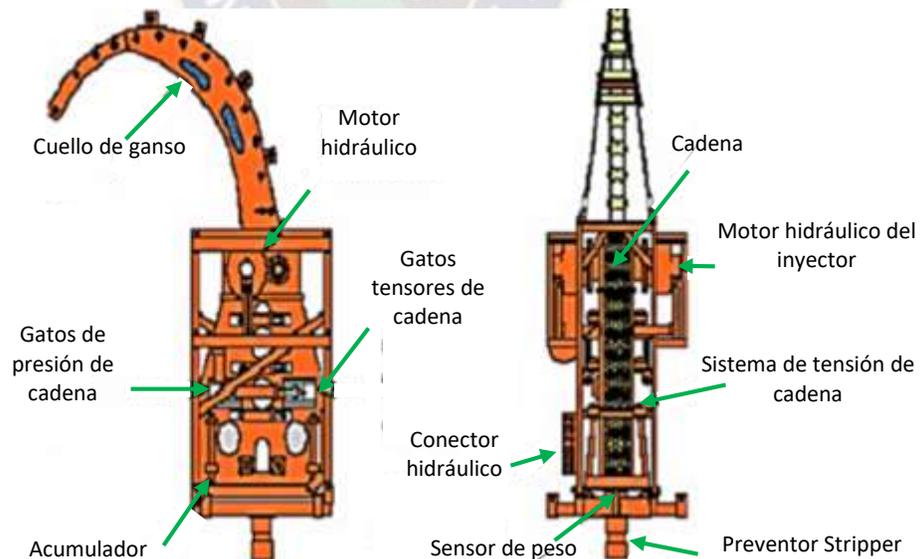


Fuente: “Aplicación de tubería flexible en operaciones de perforación de pozos”, tesis elaborada por Roy Ríos Pelcastre, 2014 (Universidad Veracruzana, México)

4.6.5. Cabeza inyectora.

Este componente brinda la fuerza de reacción y la estabilidad necesaria para introducir y sacar la sarta de manera continua del pozo. Sus componentes principales son: cuello de ganso o guía de tubería, cadenas, motores hidráulicos, indicador de peso, y soporte estructural (Sosa), tal como muestra en la Figura 4.10.

Figura 4.10 Partes de la cabeza inyectora



Fuente: “Aplicación de modelos mecánicos para optimizar el diámetro de sarta de velocidad”, tesis elaborada por Sergio Sosa, 2010 (Universidad Nacional Autónoma de México)

La carga que la cabeza inyectora debe soportar es igual a la diferencia entre la fuerza vertical por la presión del pozo y el peso de la tubería suspendida. En la Tabla 4.3 se tiene la capacidad de

las cabezas inyectoras.

Tabla 4.3 Capacidad de cabezas inyectoras

Serie		400	800	1100	2000
Capacidad de jalón (lbs)		40 000	80 000	110 000	200 000
Diámetro	(pgs)	1 – 3 ½	1 – 3 ½	1 – 3 ½	1 – 6 5/8
Peso	(lbs)	5500	6000	6900	1350
Altura	(pgs)	82,5	82,5	96,5	140,94
Ancho	(pgs)	49,5	49,5	49,5	69,5

Fuente: “Aplicación de modelos mecánicos para optimizar el diámetro de sargas de velocidad”, tesis elaborada por Sergio Sosa, 2010 (Universidad Nacional Autónoma de México)

Las funciones básicas que cumple son:

- Proporcionar la confianza para introducir la tubería dentro del pozo en contra de la presión, o para superar la fricción de las paredes del pozo.
- Controlar el rango de entrada de la tubería en el pozo.
- Soportar el peso de la tubería cuando esté suspendida, y cuando es acelerada a velocidades de operación (extracción de: tubería, sensores y medidores de peso y profundidad, del pozo).

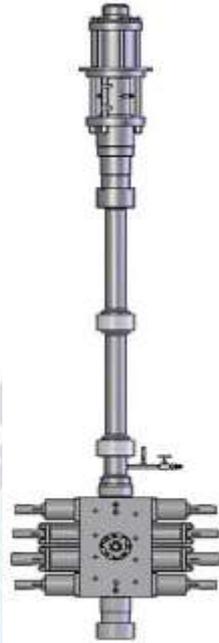
4.6.6. Equipo para control del pozo.

Este componente tiene una gran importancia dentro del funcionamiento de la sarga de velocidad, debido a que proporciona el control eficiente y la seguridad durante la operación normal, o ante un cierre de emergencia. El equipo de control de pozo conforma un grupo de preventores con cuatro juegos de rams que contienen un conjunto de strippers y de arietes, como se observa en la Figura 4.11. Se instalan sobre el árbol de válvulas y facilitan las operaciones de control. Son operados desde la cabina de control a través del circuito hidráulico y del acumulador neumático.

Los arietes se instalan debajo del stripper, y existen los siguientes tipos:

- Arietes ciegos.- Sellan totalmente el pozo cuando no hay tubería dentro o al perder el control.
- Arietes de corte.- Cierran y cortan la tubería.
- Arietes de cuñas.- Sujetan la tubería sin dañarla y evitan su movimiento en caso de altas presiones que la expulsarían.
- Arietes anulares.- Cierran herméticamente el pozo alrededor de la tubería.
- Válvulas igualadoras.- Igualan la presión en el interior del preventor para abrir los rams.
- Línea de matar.- Se encuentra a la mitad del cuerpo del preventor, y permite bombear fluidos para el control del pozo.

Figura 4.11 Equipo de control de presión de la tubería de velocidad



Fuente: Baoji Safe Petroleum Machinery CO. LTD, 2012

Por otro lado, existen preventores combinados equipados con dos conjuntos de rams, los cuales se combinan ante cualquier descontrol, y su ventaja es el de reducir la altura y el peso del sistema:

- Rams ciego y de corte
- Rams de cuñas y anular

Figura 4.12 Estopero bajo la cabeza inyectora



Fuente: “Aplicaciones de la tubería flexible”, por Jorge Ramírez, Jorge Cortes y Rocío Rosales, 2011 (IPN)

Dentro de este conjunto de equipos, un componente importante es el estopero o stripper, mostrado en la Figura 4.12. Se trata de un preventor ubicado debajo de la cabeza inyectora, su función es controlar la presión del pozo durante las operaciones de la tubería. Su mecanismo es

hidráulico y es operado desde la cabina de control (Sosa).

4.6.7. Equipo auxiliar.

- Grúa de maniobras.- se trata simplemente del sistema de izaje para la tubería, cuyo funcionamiento se basa en pistones hidráulicos y brazos de palanca telescopiados.
- Subestructura.- se lo utiliza con el fin de soportar la carga, como un medio seguro y práctico para realizar las maniobras.
- Presas de fluidos.- son sistemas cerrados para evitar los impactos ambientales, los cuales sí serían provocadas con equipos convencionales.
- Bombas de lodos.- son empleados para bombear los fluidos usados en las operaciones de la unidad de tubería flexible. Se utilizan comúnmente las bombas triplex, y pueden estar integradas a la unidad o no.

Todos los componentes son generalmente resistentes a altas presiones (mayor a 10 000 psi) y resistentes al contacto ácido. Se montan en remolques o en plataformas con tracto-camión, permiten efectuar menos movimientos logísticos, y requieren menor área en la localización (Alva, Ramírez & Rosales).

4.7. Procedimiento de instalación de la sarta de tubería de velocidad

4.7.1. Recomendaciones generales para la operación.

- Alineación de equipo (inspección de área, que sea zona compactada).
- Realizar pruebas de presión de los componentes superficiales antes de la operación.
- Medir las alturas del árbol, del stripper y de la ventana para correlacionar las profundidades de manera exacta.
- Considerar resultados de las simulaciones obtenidas en los programas especializados de tubería flexible, para asegurar que todos los parámetros se mantengan dentro de lo establecido.
- Revisar los componentes principales de la unidad, y también revisar el estado del árbol, motores, líneas y válvulas antes de maniobrar la tubería para la instalación.
- Revisar los niveles de los líquidos, como combustibles, aceites y lubricantes.

4.7.2. Requerimientos esenciales para la operación.

- Equipos y materiales básicos de la tubería flexible.

- Equipo de bombeo.
- Personal listo.
- Equipo adicional necesario.

4.7.3. Instalación de la sarta de velocidad.

- 1) Realizar una junta de seguridad con el personal involucrado.
- 2) Verificar las condiciones del pozo: presión en cabeza, estrangulador, pozo fluente/no fluente, presión de la línea. Verificar la condición de la válvula de sondeo. Si existe fuga en esta válvula reportar inmediatamente al personal encargado.
- 3) Posicionar la unidad de TF y la unidad de bombeo.
- 4) Una vez verificado que en las válvulas del árbol del pozo no hay fugas, cerrar la válvula maestra.
- 5) Desmantelar medio árbol.
- 6) Instalar el colgador en la parte superior de la válvula maestra.
 - 6.1) Instalar la válvula lateral del colgador (verificar que ésta esté cerrada).
 - 6.2) Instalar la línea de alta tratada de la válvula lateral del colgador al conjunto del manifold (para verificar el monitoreo hacia superficie).
- 7) Instalar el BOP y el tándem sobre la brida del colgador.
- 8) Instalar la línea de alta tratada al puerto de matar del BOP y conectar la unidad de bombeo.
- 9) Instalar la cabeza inyectora sobre el tándem o la ventana de acceso.
 - 9.1) Instalar la válvula desprendible en la punta de la TF.
- 10) Con la TF, la UB (unidad de bombeo) y el resto del equipo instalados al 100%, realizar conexiones superficiales con $\frac{3}{4}$ de la capacidad del árbol, y luego desfugar la presión a 0 psi.
- 11) Abrir la válvula maestra y bajar la TF en modalidad de alta/baja, revisando los parámetros de peso, tensión y presión del pozo a manifold abierto hacia la presa metálica para observar los retornos en superficie.
- 12) Una vez bajada la TF a la profundidad programada, colocar un pack off a través de la ventana de acceso y bajar la sarta con el pack off al nido hasta recuperarlo a 0 libras.
- 13) Activar las cuñas del preventor y cortar la sarta con rams de corte.
- 14) Colocar los yugos para sujetar y evitar que se muevan las cuñas con el pack off del nido.
- 15) Desmantelar inyector y colocarlo en la base, desmantelar tándem, desactivar cuñas del ram y desmantelar el BOP.

- 16) Cortar tramo restante de TF, dejando únicamente 10 cm de base.
- 17) Alojjar la balina metálica en la sarta de velocidad para realizar el desacople de la válvula desprendible.
- 18) Instalar medio árbol de válvulas.
- 19) Recibir los fluidos ascendentes a través de la TF.
 - 19.1) Monitorear presión de pozo a través de manifold.
 - 19.2) Contabilizar el volumen de líquido recuperado según la capacidad del pozo.
- 20) Desmantelar la línea de alta tratada de medio árbol y el equipo al 100%.
- 21) Desmantelar la unidad de bombeo (UB) y la unidad de tubería flexible (UTF) al 100%.
- 22) Fluir el pozo a través del manifold hasta observar el 100% de gas/hidrocarburo.
 - 22.1) Alinear a la estación y hacer las anotaciones de las presiones del pozo.
- 23) Desmantelar el equipo de TF al 100% (Martínez, 2015).

Una sarta apropiadamente diseñada e instalada debe cumplir con los siguientes atributos para la operación planeada.

- Suficiente resistencia mecánica para resistir con seguridad la combinación de fuerzas que impone el trabajo.
- Rigidez adecuada para ser corrida en el pozo hasta la profundidad requerida y/o empujar con la fuerza debida.
- Peso liviano para reducir los problemas de logística y el costo total.
- Una máxima vida útil de trabajo.

4.8. Diseño de una sarta de velocidad

La correlación presentada por Turner et al. usa un análisis teórico del patrón de flujo. El líquido en la tubería debe estar suspendido como niebla (fracciones de gas por encima del 0.95) o debe estar entre el flujo anular y el flujo niebla para forzar al líquido a subir a través de la tubería. Siempre y cuando la velocidad del gas exceda la velocidad crítica.

Para el diseño adecuado de una sarta de velocidad se debe seguir los siguientes pasos:

- Selección del pozo candidato.
- Análisis nodal del comportamiento del pozo (curvas IPR y TPR).
- Selección del diámetro óptimo de la TF y la profundidad de instalación.
- Determinar el incremento de producción esperado.

Áreas de aplicación:

- Pozos económicamente marginados con aumento de cargas de agua y condensados.
- Pozos longevos, mayormente en pozos agotados.

La profundidad de instalación de una sarta de velocidad dependerá, en la mayoría de los casos, de la existencia del niple de asiento colocado en un punto apropiado, preferentemente en la parte más baja del aparejo existente (Martínez). Las opciones de producción con la sarta velocista son:

- Producción a través de la tubería flexible.
- Producción por el espacio anular.
- Producción combinada.

4.8.1. Selección del pozo candidato.

Antes de seleccionar el pozo candidato es necesario detectar la existencia de carga de líquidos en el pozo de gas. Los síntomas son: caídas bruscas durante el análisis de una curva de declinación; arremetidas de baches de líquido en la cabeza del pozo; creciente diferencia y cambios con el tiempo entre la presión de flujo en la tubería de producción y/o la presión de flujo en la tubería de revestimiento.

La forma de identificar esta carga es mediante el análisis del historial de producción del pozo, pero la forma más exacta de detección es obteniendo periódicamente los gradientes de presión estático y dinámico.

Por tanto, un pozo que presente los síntomas mencionados es un posible candidato para la aplicación de una sarta velocista. Otro criterio importante también es que puede ser un pozo maduro, es decir, que ya haya pasado por su pico de producción y esté en declinación.

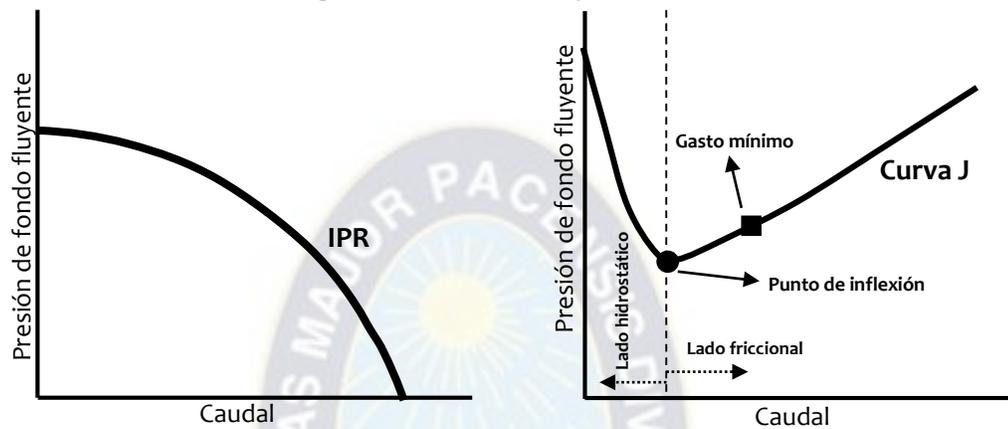
Entonces, los posibles candidatos son, un pozo con problemas de carga de líquidos, y/o un pozo maduro de gas en estado de declinación. Para la selección del pozo candidato, se debe determinar si las sarts de velocidad son adecuadas para el pozo con ayuda de los datos ya mencionados y realizando el siguiente paso.

4.8.2. Análisis nodal del pozo.

Numerosos parámetros (presiones de yacimiento actuales y futuras, gastos de líquido y gas,

diámetro y profundidad de la tubería flexible, presión de fondo fluvente y en la cabeza del pozo, etc.) gobiernan el desempeño de la sarta de velocidad. El análisis nodal relaciona los parámetros de producción y representa gráficamente la relación entre los comportamientos productivos del reservorio respecto al pozo (curva IPR), y del pozo a la superficie (curva TPR).

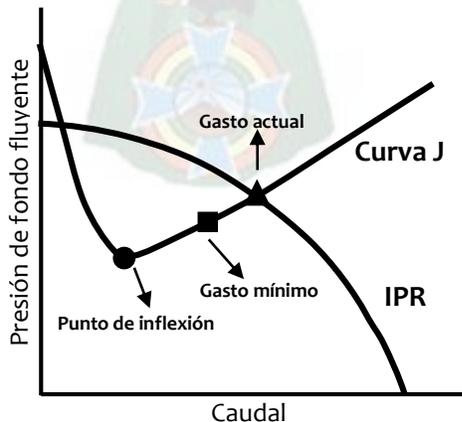
Figura 4.13 Curva IPR y curva TPR



Fuente: “Aplicación de modelos mecánicos para optimizar el diámetro de sarta de velocidad”, tesis elaborada por Sergio Sosa, 2010 (Universidad Nacional Autónoma de México)

Se encuentran disponibles en la literatura varios métodos para calcular la IPR en pozos de petróleo y de gas. Muchos de estos modelos y softwares construyen la IPR basándose en la ecuación de Darcy para pozos petroleros, esto puede ser una limitante debido a que muchas sarta de velocidad son instaladas en pozos de gas con altas RGL.

Figura 4.14 Interacción de la curva IPR y la curva TPR



Fuente: “Aplicación de modelos mecánicos para optimizar el diámetro de sarta de velocidad”, tesis elaborada por Sergio Sosa, 2010 (Universidad Nacional Autónoma de México)

La curva IPR es determinada completamente por las propiedades del yacimiento aparte del

comportamiento en la tubería. En cambio, la curva TPR (curva J), describe el desempeño de un tamaño de tubería en específico. Por lo tanto, ésta es diferente para cada diseño de sarta de velocidad. (Ramírez).

El gasto mínimo correspondiente a la velocidad mínima determinada por la correlación de Turner, también aparece en la curva J (Figura 4.13 y Figura 4.14). El nodo de referencia se encuentra en el fondo del pozo, teniendo como flujo en downstream el sistema reservorio – fondo de pozo, y en flujo upstream el sistema fondo de pozo – superficie.

Existe una gran cantidad de modelos multifásicos disponibles para obtener la curva de comportamiento productivo en la tubería, para pozos de gas y pozos de aceite. Éstos modelos se aplican para diferentes rangos de condiciones, por eso es necesario seleccionar el que se ajuste de manera más adecuada a las condiciones del pozo (Sosa).

4.8.3. Selección del diámetro óptimo de la TF.

Se debe realizar un análisis nodal con el fin de determinar el diámetro óptimo de la tubería flexible. Ya que, una desventaja de la sarta de velocidad es el incremento en la pérdida de presión debido a la fricción, perjudicando la producción. Si el sistema es adecuadamente diseñado, logrará ser el método más económico para adicionar energía al pozo o al sistema artificial de producción.

4.8.3.1. Evaluación del diseño.

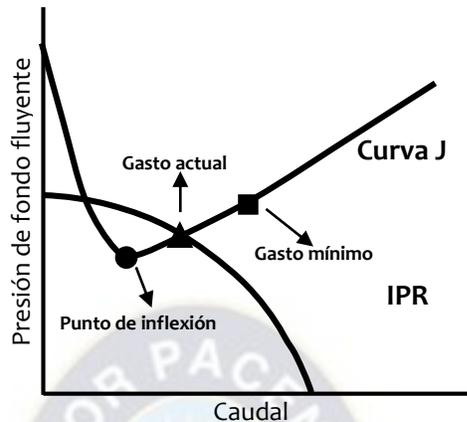
De acuerdo con los parámetros de producción, la intercepción de la curva de comportamiento de la afluencia de pozo y la curva de comportamiento en la tubería, representa el caudal óptimo al cual debería fluir un pozo. Este punto se compara con el gasto de gas mínimo, ubicado en la curva VLP, y se analiza si se presenta alguno de esto tres casos:

- Primer caso.- El pozo fluiría sin presentar colgamiento de líquidos.
- Segundo caso.- El pozo fluiría pero existe un banco de líquidos, y con el tiempo dejará de producir.
- Tercer caso.- El pozo ya no fluye.

Respecto al primer caso, el caudal de producción actual se encontraría a la derecha del caudal mínimo, como se muestra en la Figura 4.14. Entonces, el pozo estaría produciendo a un gasto de

gas capaz de producir líquidos, y por tanto, no se presentaría el banco de condensados.

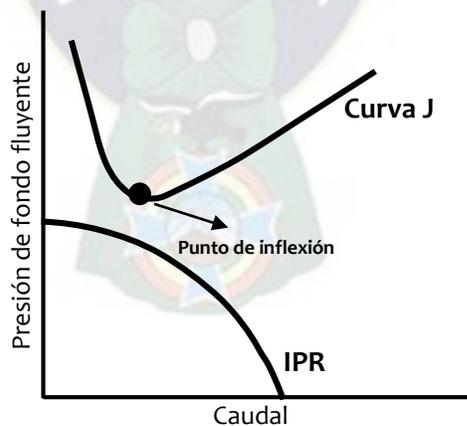
Figura 4.15 Análisis nodal identificando declinación por carga de líquidos



Fuente: “Aplicación de modelos mecánicos para optimizar el diámetro de sargas de velocidad”, tesis elaborada por Sergio Sosa, 2010 (Universidad Nacional Autónoma de México)

En relación al segundo caso, se identifica la aparición de la carga de líquidos en el pozo porque el caudal actual se encuentra a la izquierda del caudal mínimo, es decir, se produce a una tasa menor de la que debería (Figura 4.15). Por tanto, existe colgamiento de líquidos, y aunque el pozo siga fluyendo, llegará a declinar más pronto de lo esperado (Martínez Pamela, Procedimiento operativo de instalación de sarga de velocidad con tubería flexible, 2015).

Figura 4.16 Curvas IPR y TPR no interceptadas, sin flujo de pozo



Fuente: “Aplicación de modelos mecánicos para optimizar el diámetro de sargas de velocidad”, tesis elaborada por Sergio Sosa, 2010 (Universidad Nacional Autónoma de México)

Concerniente al tercer caso, cuando las curvas IPR y TPR no se interceptan, o si lo hacen es a la izquierda del punto de inflexión, la presión fluvente del fondo del pozo no es suficientemente alta (Figura 4.16). No se tendrá flujo desde el fondo del pozo hasta la superficie con las condiciones

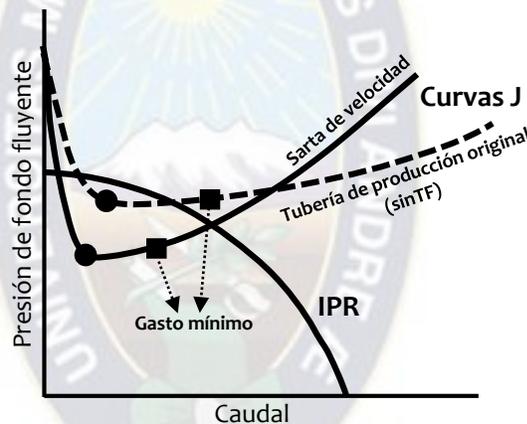
de diámetro, profundidad y presión de cabeza presentes. En consecuencia, se debe considerar implementar, u optimizar si es que ya se implementó, una sarta de velocidad.

Entonces, se hace la comparación de las curvas de comportamiento de producción de la tubería de producción actual sin sarta de velocidad con la tubería de producción actual con distintos tamaños de sarta de velocidad (Ramírez).

4.8.3.2. Comparación de diseños.

Para determinar si el diseño de la sarta de velocidad restaurará la producción del pozo, se comparan las curvas IPR de la tubería de producción original y los diseños que se hayan realizado para distintos tamaños de tubería flexible.

Figura 4.17 Comparación de curvas IPR con y sin sarta de velocidad



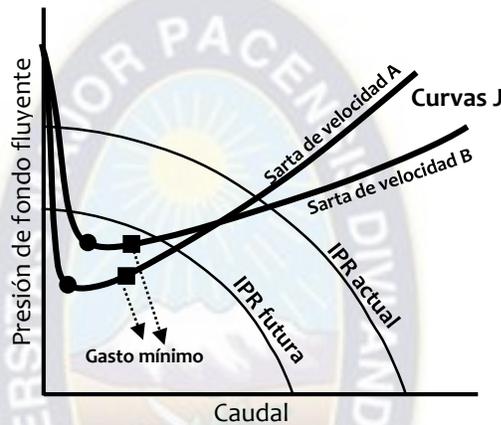
Fuente: “Aplicación de modelos mecánicos para optimizar el diámetro de sarta de velocidad”, tesis elaborada por Sergio Sosa, 2010 (Universidad Nacional Autónoma de México)

Si se detecta la carga de líquidos en el pozo, lo aconsejable es instalar una sarta de velocidad antes que el problema mate al pozo. Por lo tanto, se debe realizar un análisis nodal en el fondo del pozo para estudiar el comportamiento de las curvas de producción con la sarta instalada, con ayuda de simuladores hidráulicos, y luego comparar los diseños resultantes del estado inicial y final.

Como se observa en la Figura 4.17, para un pozo en declinación que presenta carga de líquido. La instalación de una sarta de velocidad ayuda a recuperar la producción y localiza el caudal de flujo del pozo a un valor mayor que el caudal mínimo de producción. De esta manera, es posible prolongar el tiempo de vida de los pozos en declinación con carga de líquidos, y optimizar la producción (Sosa).

Es importante estar seguros que la sarta de velocidad diseñada mantendrá al pozo fluyendo el tiempo necesario para recuperar el costo de la instalación, mientras la presión del yacimiento continúa declinando normalmente. Se debe crear la curva IPR para la presión de yacimiento conforme vaya disminuyendo y ver el comportamiento futuro de la sarta de velocidad. Luego se procede a comparar la curva J inicial con las curvas IPR posteriores. En todo momento debe asegurarse que el gasto de producción sea mayor al gasto mínimo, para evitar la carga de líquidos.

Figura 4.18 Comparación de diseños de sarta de velocidad con IPRs en presente y futuro



Fuente: “Aplicación de modelos mecánicos para optimizar el diámetro de sarta de velocidad”, tesis elaborada por Sergio Sosa, 2010 (Universidad Nacional Autónoma de México)

Si múltiples diseños de sarta de velocidad previenen la carga de los líquidos, la opción óptima es aquella donde exista un mayor gasto y una menor presión de fondo fluyente. Las simulaciones posibilitan que la sarta de velocidad incremente al máximo la producción del pozo, o que mantengan la producción y eviten la declinación acelerada. En la Figura 4.18 se tienen dos diseños diferentes de sarta de velocidad. Para pozos agotados, la selección del diámetro de la tubería flexible, y las herramientas que se instalarán, puede depender drásticamente de los precios de venta y la disponibilidad de inversión (Martínez).

En resumen, determinar la factibilidad de la instalación de una sarta de tubería de velocidad es relativamente simple. Se calcula una curva de la relación de rendimiento de ingreso (curva IPR) para establecer el régimen de flujo en la tubería de producción. Se evalúa el flujo de gas y se desarrollan las relaciones de velocidades para varias medidas de tubería a fin de determinar el diámetro correcto a usar en cada pozo.

Por otro lado, optimizar el diseño mismo de una sarta de velocidad requiere de simuladores de tuberías flexibles sofisticados y numerosas iteraciones de los diseños propuestos. Además que las tuberías flexibles diseñadas como sarta de velocidad, contienen generalmente múltiples secciones de diferentes espesores de pared que hacen más complicado su diseño (Ríos).



CAPÍTULO 5

CONTROL AMBIENTAL Y SEGURIDAD INDUSTRIAL

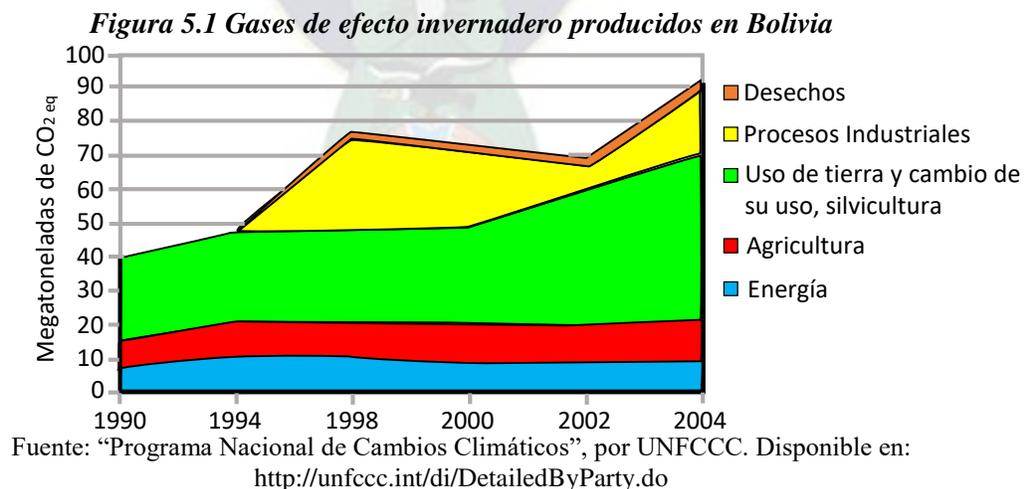
5.1. Introducción

Para todo tipo de proyectos en la cadena de hidrocarburos debe tomarse con gran importancia el aspecto ambiental y de seguridad industrial. Estas dos áreas cada vez van ganando mayor participación en los proyectos, por el cumplimiento de normativas y reglamentos que las instruyen. Su consideración es innegable, gracias a su planeación se mantiene la armonía con el medio ambiente y con el recurso más valioso de las empresas, el talento humano.

5.2. Control ambiental

5.2.1. Emisiones atmosféricas del gas natural en Bolivia.

Por el tamaño de su población, Bolivia es un país muy contaminante e insostenible en términos ecológicos. Produce un valor de 30 toneladas de dióxido de carbono equivalente per cápita ($\text{tCO}_2\text{-eq/cápita}$). Los científicos que estudian: el acelerado derretimiento de los glaciares, los sedimentos del Lago Titicaca, los incendios y la deforestación, y los modelos climáticos de precipitación y sequías; están advirtiendo que el territorio boliviano puede ser transformado por el cambio climático, debido a que se dañan los ecosistemas esenciales.



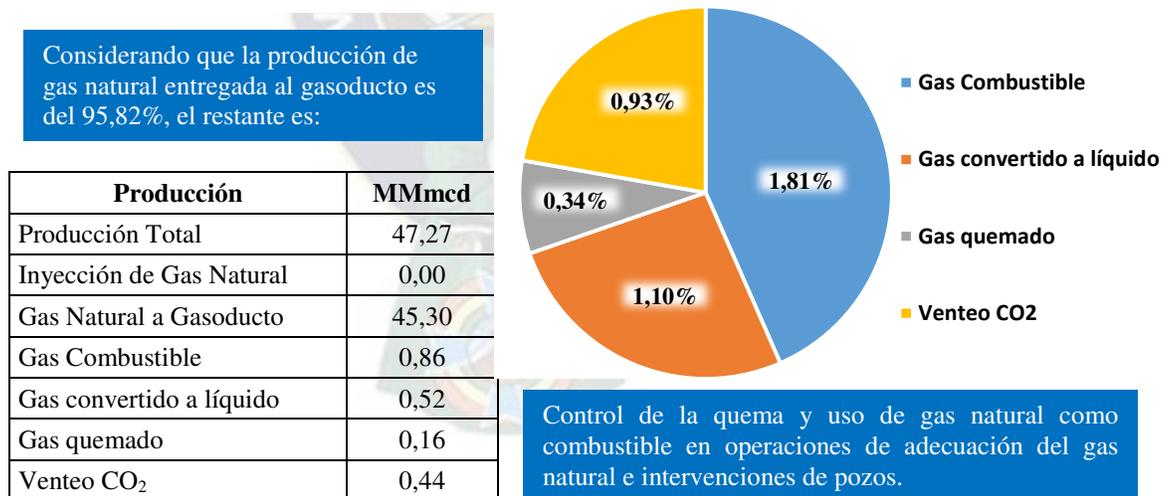
Bolivia es generalmente considerado como un país que afecta muy poco al cambio climático, y por tanto, muchos piensan que es injusto que Bolivia sufra los impactos de este problema a pesar de su poca contribución a los gases de efecto invernadero (GEI). Esta creencia es expresada por

muchos, desde el Presidente de Bolivia hasta los movimientos indígenas. Pero está basada en la suposición errónea de que Bolivia, por no ser un país industrializado, no produce mayores emisiones de gases de efecto invernadero. En la Figura 5.1 se muestran los sectores que contribuyen a la producción y emisión de gases de efecto invernadero.

Entonces en 1995 YPF estableció, como medida de mitigación, que la cantidad de gas natural que se quema y vende en los campos de explotación, se reduzca hasta su límite técnico mínimo posible (Ministerio de Desarrollo Sostenible y Planificación, Análisis de opciones de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero, 2000).

La generación de energía representa la décima parte de las emisiones de GEI en Bolivia. Sin embargo, no se incluyen las emisiones fugitivas de combustibles fósiles. Aunque Bolivia exporta 75% de su gas, el metano que escapa de los pozos en el proceso de extracción del gas natural debería ser contabilizado en las emisiones de Bolivia. En la Figura 5.2 se muestra el balance del gas natural producido en Bolivia el 2012, donde se toma en cuenta la quema y venteo de GEIs.

Figura 5.2 Balance de uso de gas natural en Bolivia



Fuente: “Audiencia Pública Parcial 2012”, por Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Julio, 2012)

Por otro lado, se estima que entre el 0,16% y 3% del metano producido es llevado a venteo en Bolivia (Batto Amos, La problemática de las emisiones de gases de efecto invernadero en Bolivia, 2014). Se ha tenido casos donde se ha quemado entre el 9 a 21% del total producido, por ejemplo en el año 1995. En esta gestión se tuvo el 29,6% de energía no aprovechada, de la cual el 24,1%

correspondía a reinyección, quema, venteo y pérdida de gas natural. Aproximadamente del total de emisiones de CO₂, la producción de gas natural representa el 9,57%.

El proceso puede repetirse ya que los fluidos se acumulan, resultando en emisiones de metano adicionales. Las operadoras deben esperar hasta que el venteo de pozo se vaya tornando cada vez más inefectivo antes de instalar algún sistema de levantamiento artificial. En este punto, las emisiones de metano acumuladas de los pozos podrían ser sustanciales.

5.2.2. Cálculo del volumen de venteo.

El venteo en intervenciones de pozos es común durante la producción. La Figura 5.3 muestra una operación de intervención donde se quema gas.

Figura 5.3 Venteo de gas en una intervención del pozo Huacaya X-1



Fuente: “Informe Repsol Bolivia y Memoria Repsol YPF E&P Bolivia S.A. 11/12”, elaborado por Repsol (2012)

La medición del volumen de venteo puede mostrar los niveles de emisión, los costos que involucra, y el beneficio económico que es posible obtener (por ejemplo el valor del gas recuperado). Entonces, se sugiere realizar este cálculo siempre que fuera posible. Según estadísticas, en el 2012 las emisiones de metano para descargar líquidos en un pozo en Estados Unidos, llegaron a 276 378 toneladas métricas.

Las prácticas comunes de purgamiento para la recuperación temporal de producción pueden ventear de 80 a 1600 mil pies cúbicos por año hacia la atmósfera (Environmental Protection Agency). Por otro lado, se estima que un venteo emite 2000 pies cúbicos por hora, con una sesión

de quema mensual, la reducción potencial es 24 mil pies cúbicos por año aproximadamente, si es que el purgamiento dura una hora (Climate & Clean Air Coalition, Quema y venteo de gas asociado, 2017).

Además de usar un medidor de orificio en la línea de venteo, se puede calcular el volumen de gas natural que se ventea con la Ecuación 5.1 con resultados conservadores.

$$V_{vva} = (0,37 * 10^{-6}) * d_{tr}^2 * h * P_{ws} * \#vent \quad (5.1)$$

- Donde:
- V_{vva} : volumen de venteo anual [Mpcs/año]
 - d_{tr} : diámetro de la tubería de revestimiento [in]
 - h : profundidad del pozo [ft]
 - P_{ws} : presión estática [psia]
 - $\#vent$: número de venteos en un año (se asume 12 si no se tiene el dato)

Este es el volumen mínimo de gas que se ventea a presión atmosférica de un pozo que ha dejado de surgir debido al colgamiento de líquidos (Environmental Protection Agency).

5.2.3. Medidas de prevención y mitigación.

La ubicación del proyecto en la que se aplica la tecnología propuesta es el pozo CHS-101 del Campo Chaco Sur. Todas las actividades que se realicen en este pozo se encuentran en el proyecto de la empresa Vintage: Licencia Ambiental Integrada Campo Chaco Sur.

Tabla 5.1 Medidas de prevención y mitigación, pozo CHS-101

Factor Ambiental	Medidas de Prevención y Mitigación
OPERACIÓN/MANTENIMIENTO - POZO CHS-101	
Aire	1. Mantenimiento periódico de equipos/vehículos
	2. Restringir el límite de velocidad
	3. Transporte y Almacenamiento adecuado de combustible e insumos
Agua/Suelo	4. Evitar y/o minimizar contaminación en caso de derrames
	5. Manejo adecuado de residuos
	6. Restringir la remoción de material
Ecología	7. Se prohibirá la quema de materia vegetal
	8. Capacitación del personal en manejo inteligente y defensivo

Fuente: “Informe de Monitoreo Ambiental, Gestión 2016, Licencia Ambiental Integrada Campo Chaco Sur, Tarija, Bolivia”, MMAyA

Por tanto, la implementación de esta tecnología correspondería a un Informe de Movimiento Menor, debido a que el rango del área de influencia es menor a 1 km, y los impactos no son de

mayor magnitud a los previstos en el documento ambiental aprobado.

En la Tabla 5.1 se toman en cuenta de manera general las medidas de prevención y mitigación de impactos ambientales a considerarse en el presente proyecto.

5.2.4. Ventajas ambientales de la tubería flexible como sarta velocista.

Con la unidad de tubería flexible trabajando como sarta de velocidad, existe menor impacto ambiental, gracias a:

- Su instalación rápida, la facilidad de transporte, la ausencia de mástil, y por tratarse de una unidad pequeña y móvil comparado con los equipos de perforación y reparación convencionales, se evitan impactos ambientales que hubieran sido generados con estas actividades.
- Con este equipo se puede realizar una mayor cantidad de operaciones adicionales antes y después de la intervención, como limpiezas, estimulaciones, levantamientos, entre otros. Con lo que se disminuyen los efectos ambientales que causarían iniciando nuevos procedimientos para diferentes equipos.
- Omisión de emisión de gases de efecto invernadero, ya que se evita la quema de hidrocarburos que se realizaría mediante el pistoneo y la purgación para tratar la carga de líquidos y ante la disminución de producción, conservando mejor la calidad del aire.
- Con la tecnología actual, las sargas de velocidad son más resistentes a la corrosión, por lo que los tratamientos de inhibición química se eliminarían, o al menos no serían constantes, evitando el uso de estos químicos y el riesgo de su interacción con el medio ambiente.

5.2.5. Normativa Ambiental.

Todas las actividades de producción en el Campo Chaco Sur, y todas las operaciones de la tubería de sarta de velocidad en el presente proyecto deben cumplir la legislación ambiental vigente del Estado Plurinacional de Bolivia.

- Ley de Medio Ambiente, Ley N° 1333 de 27 de abril de 1992
- Reglamentos a la Ley de Medio Ambiente, DS 24176 de 8 de diciembre de 1995
 - o Reglamento General de Gestión Ambiental (modificado y complementado)
 - DS 26705 de 10 de junio de 2002
 - o Reglamento de Prevención y Control Ambiental (modificado y complementado)
 - DS 26705 de 10 de junio de 2002, también

- DS 28499 de 10 de julio de 2002
 - Reglamento en Materia de Contaminación Atmosférica
 - Reglamento en Materia de Contaminación Hídrica
 - Reglamento para Actividades con Sustancias Peligrosas
 - Reglamento de Gestión de Residuos Sólidos
- Reglamento Ambiental para el Sector Hidrocarburos, DS 24335 de 19 de julio de 1996 (modificado y complementado)
 - DS 26171 de 4 de mayo de 2001
- Decretos Complementarios y Modificatorios
 - DS 24780 de 31 de julio de 1997
 - DS 28592 de 17 de enero de 2006
 - DS 28587 de 17 de enero de 2006
 - DS 29595 de 11 de junio de 2008 (Normativa Ambiental, MMAyA)

Respecto al presente proyecto, se destacan los siguientes extractos de la Normativa Ambiental.

Ley de Medio Ambiente, Ley N° 1333 de 27 de abril de 1992:

Art. 20.- “Se consideran actividades y/o factores susceptibles de degradar el medio ambiente; cuando excedan los límites permisibles en los reglamentos ambientales, los que se mencionan:

a) Los que contaminan el aire, las aguas en todos sus estados, el suelo y el subsuelo. (...)

e) Las acciones directas o indirectas que producen o pueden producir el deterioro ambiental en forma temporal o permanente, incidiendo sobre la salud de la población.”

Art. 73.- “Los recursos energéticos constituyen factores esenciales para el desarrollo sostenible del país, debiendo su aprovechamiento realizarse eficientemente, bajo las normas de protección y conservación del medio ambiente.

Las actividades hidrocarburíferas, realizadas por YPF y otras empresas, en todas sus fases, deberán contemplar medidas ambientales de prevención y control de contaminación, deforestación, erosión y sedimentación así como de protección de flora y de fauna silvestre, paisaje natural y áreas protegidas.”

Reglamento en Materia de Contaminación Atmosférica:

Art. 2.- “Toda persona tiene el derecho a disfrutar de un ambiente sano y agradable en el desarrollo y ejercicio de sus actividades, por lo que el Estado y la sociedad tienen el deber de mantener y/o

lograr una calidad del aire tal que permita la vida y su desarrollo en forma óptima y saludable.”

Reglamento Ambiental para el Sector Hidrocarburos, DS 24335 de 19 de julio de 1996:

Art. 35.- “Para el control de emisiones atmosféricas la Responsable debe:

a) Prohibir el venteo de los hidrocarburos gaseosos y emisiones provenientes de los diferentes procesos. Cuando no sea posible recuperar estos vapores, deberá procederse de acuerdo al artículo 4 de la Ley de Hidrocarburos N°1689, de 30 de abril de 1996 y efectuarse la quema en una instalación apropiada y equipada con un sistema de control de emisiones a la atmósfera.

[Art. 4 de la L. 1689.- ‘Las actividades petroleras se ejecutarán utilizando técnicas y procedimientos modernos para la explotación de los campos, bajo la supervisión de YPFB, a fin de establecer niveles de producción acordes con prácticas eficientes y racionales de recuperación de reservas hidrocarburíferas y conservación de reservorios, no pudiendo procederse a la quema o venteo de gas.’ (Ley de Hidrocarburos N°1689, Gaceta Oficial de Bolivia), equivalente al Art. 43 de la Ley de Hidrocarburos 3058]

(...) **d)** Tomar provisiones necesarias para minimizar las emisiones o fugas gaseosas en las instalaciones petroleras.”

Art. 55.- “Para el control de la contaminación atmosférica, el Responsable debe:

a) Asegurar que los hidrocarburos líquidos, gas y desechos aceitosos no sean quemados, y que otros materiales usados o producidos en las operaciones de las instalaciones, no sean incinerados. La quema en fosas abiertas será permisible en condiciones de emergencia o fallas en los equipos, casos en los cuales deberá efectuarse la inmediata comunicación al OSC y a la AAC (...)”

(Normativa Ambiental, MMAyA).

5.3. Seguridad Industrial

La seguridad industrial es de vital importancia para la salud en el sector de hidrocarburos. El manejo de la tubería flexible como sarta velocista en el presente proyecto debe tener como premisa básica la seguridad de los trabajadores, del equipo y del área involucrada.

5.3.1. Medidas de seguridad industrial para el manejo de la tubería flexible.

5.3.1.1. Equipo de protección personal.

El equipo de protección personal aplicable para el manejo de la tubería flexible debe cumplir la norma ANSI, ASTM, IBNORCA, NR-INMETRO para la ropa de trabajo. El personal debe

contar con el siguiente EPP:

- Pantalones jean
- Camisa jean (100% algodón)
- Botas/Botines de seguridad de cuero
- Botas de seguridad de goma
- Guantes de cuero
- Protectores auditivos (de espuma de poliuretano o siliconados)
- Gafas de seguridad claras y oscuras
- Casco de seguridad y sujetador
- Sacón impermeable de PVC

5.3.1.2. Requerimientos previos a la utilización de la unidad TF.

A continuación se mencionan algunos aspectos que se toman en cuenta antes del traslado de la unidad TF al lugar de trabajo.

- Todas las unidades del conjunto de potencia deber ser equipados con materiales anti chispa y así prevenir descargas accidentales al medio ambiente.
- El cabezal de inyección debe estar equipado de cuatro patas telescópicas para estabilizar y brindar un apropiado soporte al inyector.
- Antes de introducir la tubería flexible al pozo debe probarse las líneas y conexiones con 5000 psig de presión.
- Debe asegurarse que todos los escapes y válvulas de alivio del manifold estén con revestimiento y aislados para cumplir con los requerimientos de protección personal.
- Todas las máquinas a diésel deben estar equipadas con activos de apagado operados a control remoto automáticos.
- Probar el casete de la tubería flexible con fluido a 5000 psig de presión después de la culminación del servicio y esperar unos cinco minutos.

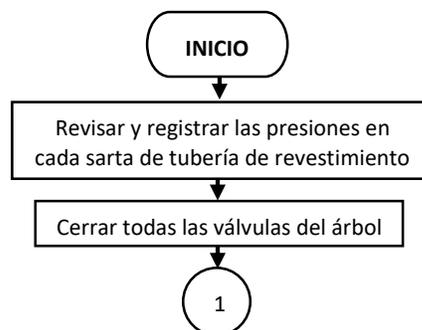
5.3.1.3. Consideraciones generales de seguridad industrial.

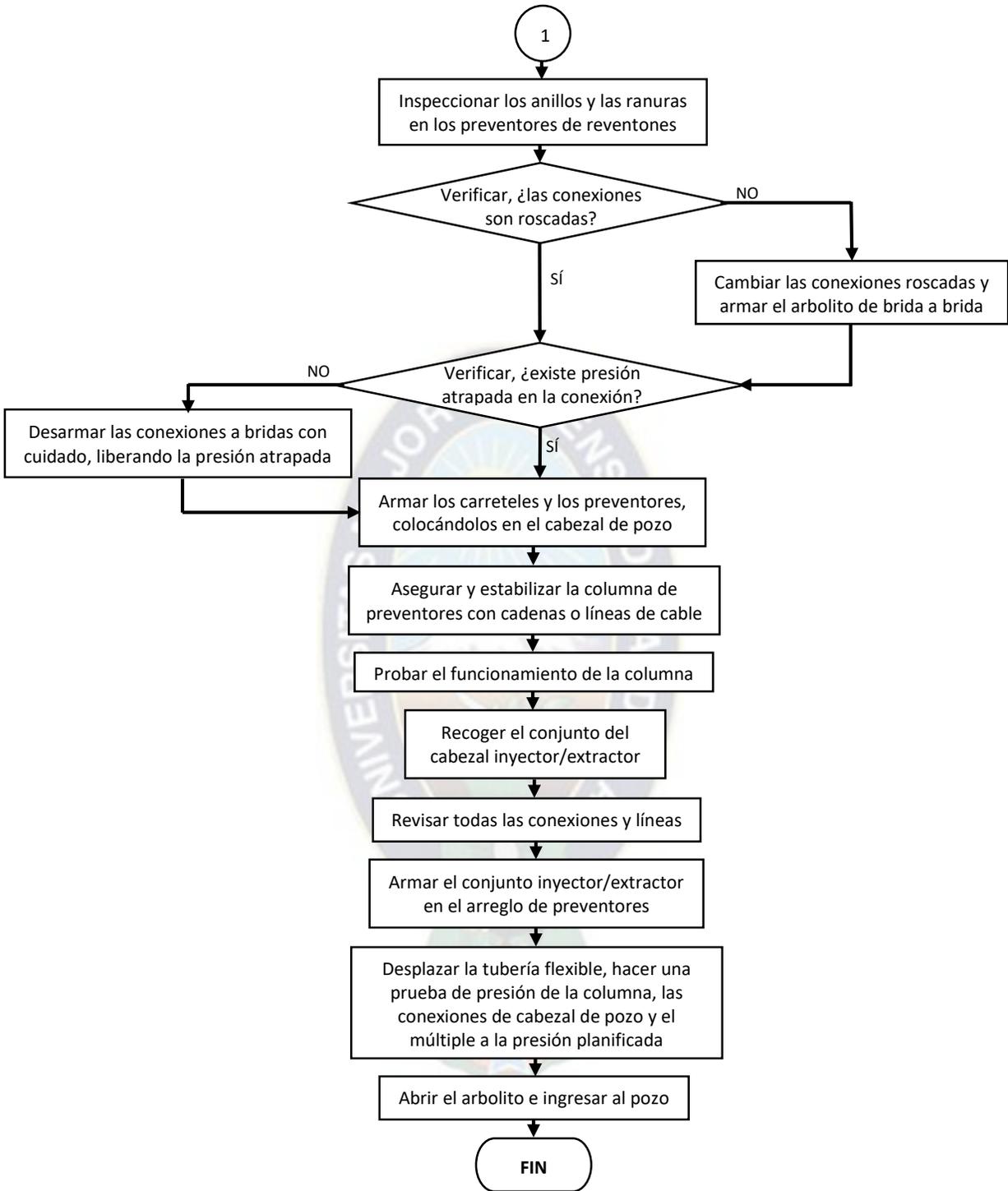
La seguridad es de importancia principal para todo el personal conectado con el manejo de la tubería flexible y en general. Por lo cual, se deben tener las siguientes medidas preventivas de seguridad:

- Reuniones previas antes del inicio de cada trabajo para asegurarse que todos conozcan exactamente lo que deben hacer
- Deben incluirse entrenamientos y discusiones de seguridad al personal involucrado
- Charlas informativas sobre la ropa adecuada de seguridad, el EPP
- Conocer la ubicación y las funciones de todos los sistemas de paro de emergencias
- Tener conocimiento sobre el procedimiento de evacuación de emergencia de la locación y/o plataforma
- Sobre la evacuación de emergencia de un trabajador lesionado
- Los sistemas de comunicación primarios y de respaldo deben ser funcionales y conocidos por todo el personal involucrado
- Manejo seguro del equipo, en el transporte, descarga, armado y desarmado
- Prueba del equipo y manejo seguro de la presión
- Todo el personal debe estar apercebido de las áreas y del equipo peligroso
- Contar con letreros de identificación y señalización de seguridad en cada área
- Llenado y aprobación de permisos de trabajos para cualquier actividad en el campo
- Procedimiento de cierre, y planes de contingencia para contener la presión
- En ningún momento producir hidrocarburos por circulación inversa con la tubería flexible dentro de la tubería de producción
- Estar preparado para posibles derrames de hidrocarburos que pueden ocurrir durante el montaje y desmontaje de la unidad de TF. También por las malas conexiones en los trabajos de intervención.
- Asegurarse que todos los involucrados en la operación respeten las normas de seguridad en el lugar de trabajo. (Well Control School)

5.3.1.4. Armado de la TF.

Figura 5.4 Secuencia de operaciones para el armado de la TF





Fuente: “Capítulo 15: Tubería Flexible”, Well Control School (2003)

Una vez tomado en cuenta los requerimientos previos, se procede al armado de la UTF de acuerdo al esquema de secuencia de operaciones de la Figura 5.4. En la Figura 5.5 se observa una foto sobre la instalación de la unidad de tubería flexible con su tráiler y una grúa.

Figura 5.5 Instalación de una unidad TF



Fuente: Mountain Coiled Tubing

5.3.2. Ventajas de seguridad industrial de la tubería flexible.

Mayor seguridad industrial, gracias a:

- El cuerpo de la tubería flexible no necesita que se hagan o deshagan conexiones como se lo haría para un equipo convencional de tuberías por tramos, por lo que se evitan estas acciones de parte del personal
- Las unidades son móviles y compactas. Se necesitan cuadrillas menos numerosas
- Menor riesgo operativo debido a su manejo seguro
- El sistema de prevención de reventones tiene una alta presión de sellado resistente al desgaste y al envejecimiento, otorgando seguridad, confiabilidad y viabilidad.

5.3.3. Normativa de Seguridad Industrial.

Toda actividad de producción en el Campo Chaco Sur, y toda operación con la tubería de sarta de velocidad debe cumplir con la Normativa de Seguridad Industrial.

- Decreto Ley 16998 de Higiene, Seguridad Ocupacional y Bienestar
- Reglamento de Seguridad de OSHA (29 CFR 1910)
- OHSAS-18001: 2007 Sistemas de Gestión en Seguridad y Salud Ocupacional – Requisitos
- ANSI: American National Standards Institute
- NFPA: National Fire Protection Association
- OSHA: Occupational Safety and Health Administration
- API RP-5C7 Coiled Tubing, 1996

CAPÍTULO 6

APLICACIÓN DEL PROYECTO

6.1. Introducción

La aplicación de la tecnología propuesta para optimizar la producción del pozo gasífero CHS-101 se realiza efectuando un análisis de producción y así diseñar la sarta de velocidad de acuerdo a los datos disponibles. Luego, se da a conocer los procedimientos y resultados obtenidos y la factibilidad técnica mediante cálculos manuales hechos en Microsoft Excel y simulaciones corridas en el software PIPESIM 2017.1 de Schlumberger, esperando obtener resultados satisfactorios.

6.2. Ubicación del proyecto

El Campo Chaco Sur está ubicado a 375 km al sur de la ciudad de Santa Cruz y a 60 km al norte de la ciudad de Villamontes (ver mapa en Anexo 1). Se han perforado dos pozos: el pozo CHS-X101, y el pozo CHS-X102. El presente proyecto se ubica en el pozo CHS-101, perteneciente al Campo Chaco Sur que está dentro de la jurisdicción del municipio de Villamontes, el cual representa a la tercera sección de la provincia Gran Chaco del departamento de Tarija.

6.2.1. Características generales del lugar.

- Se limita al norte con el departamento de Chuquisaca, al sur con el municipio de Yacuiba y la República de la Argentina, al este con Paraguay y al oeste con la provincia O'Connor del departamento de Tarija.
- El acceso al área del proyecto se realiza por la carretera que une las poblaciones de Villamontes y Camatindi para posteriormente seguir por el camino que va a la población Tigüipa Estación, a la altura del kilómetro 31+200 proveniente de Villamontes. A partir de la población de Tigüipa Estación y siguiendo el camino a la población de Capirenda hasta llegar al desvío a Campo Ñupuco (km 27+700), rumbo Sureste en el kilómetro 33+600 se encuentra la planchada del pozo CHS-101.
- El área de influencia social directa comprende a las comunidades de: Tigüipa, Capirenda, El Palmar, Taranguiti, y haciendas ubicadas en las cercanías del Campo Ñupuco.
- La temperatura media anual del lugar se encuentra entre 24°C y 26 °C.

- La zona de Gran Chaco se caracteriza por recibir escasas precipitaciones y la reducción de la cantidad y frecuencia de lluvias ocasiona sequías.

En la Tabla 6.1 se presentan las coordenadas georreferenciales del pozo CHS-101.

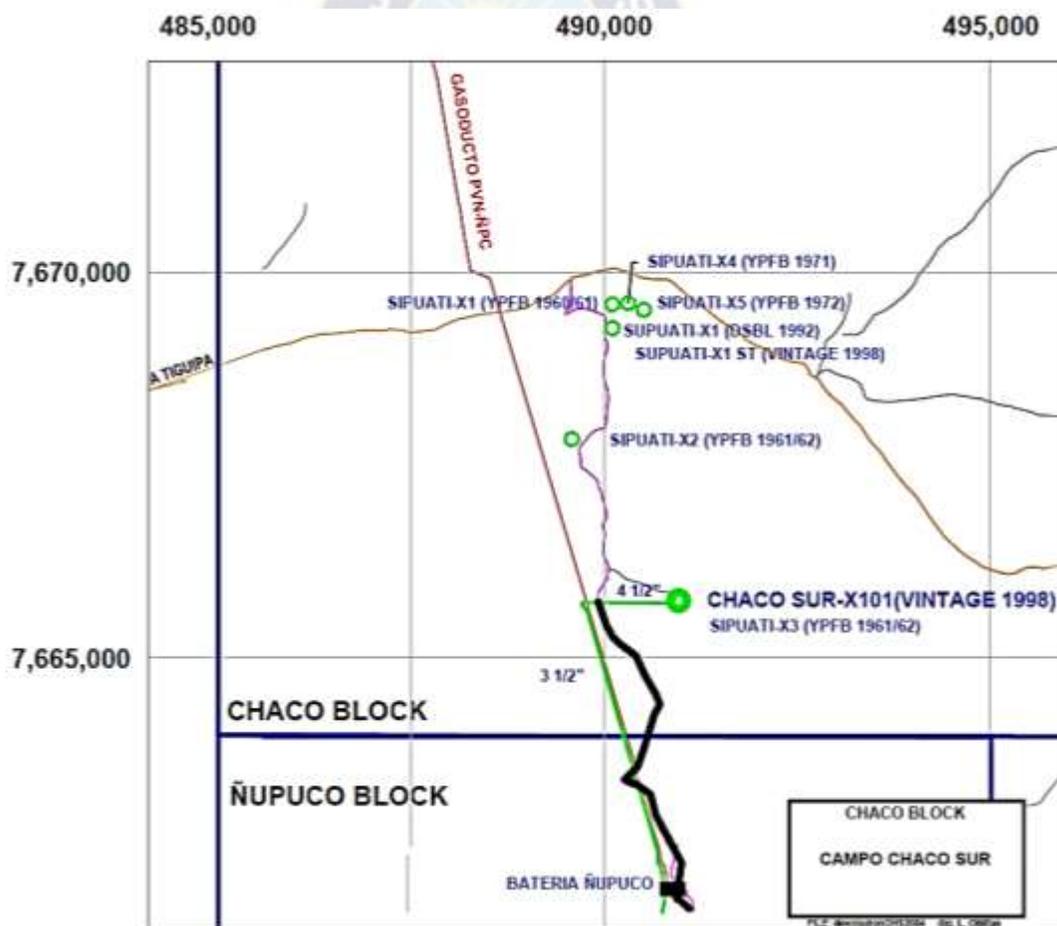
Tabla 6.1 Coordenadas UTM (WGS-84) - Pozo CHS-101

Nombre	Coordenadas	
	X	Y
CHS-X101	490780	7665379

Fuente: “Informe de Monitoreo Ambiental, Gestión 2016, Licencia Ambiental Integrada Campo Chaco Sur, Tarija, Bolivia”, MMAyA

En la Figura 6.1 se muestra el mapa geográfico donde se da a conocer la ubicación del pozo.

Figura 6.1 Ubicación Pozo CHS-101



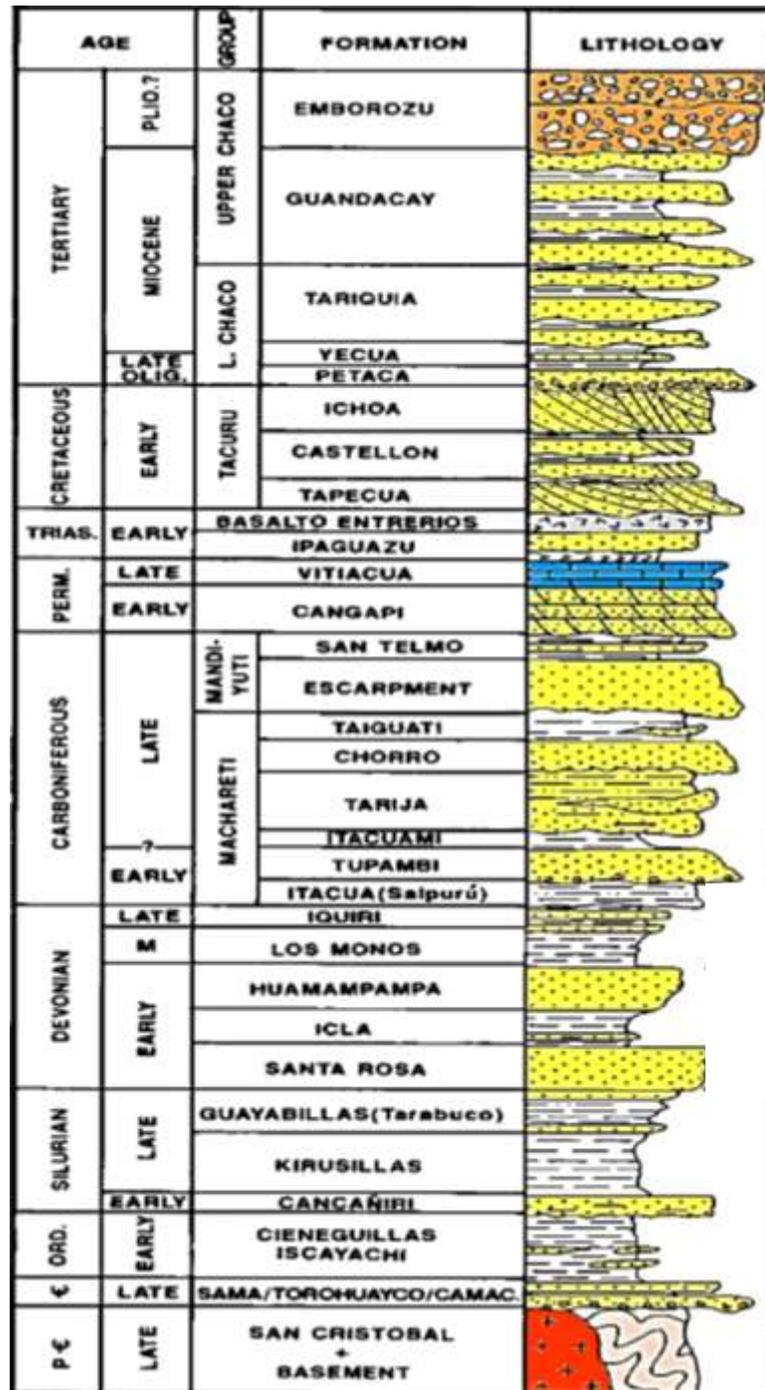
Fuente: “Informe de Monitoreo Ambiental, Gestión 2016, Licencia Ambiental Integrada Campo Chaco Sur, Tarija, Bolivia”, MMAyA

6.3. Datos del pozo CHS-101

La estructura geológica consiste en la culminación sur de un anticlinal ubicado en el bloque

alto de una falla de dirección norte-sur, y está separado del campo Ñupuco por una falla. El pozo CHS-101 produce gas y condensado de la formación San Telmo, con baleos en 1582,5 – 1585 metros (Figura 6.2), de edad carbonífera. Los datos de reservorio están en la Tabla 6.2.

Figura 6.2 Secuencia estratigráfica CHS-101



Fuente: “Informe de Monitoreo Ambiental, Gestión 2016, Licencia Ambiental Integrada Campo Chaco Sur, Tarija, Bolivia”, MMAyA

Tabla 6.2 Datos reservorio San Telmo

Yacimiento	Chaco Sur
Bloque	Chaco
Formación	San Telmo
Reservorio	San Telmo
Porosidad	14.97 %
Permeabilidad	15,2 md
Espesor total	61 m

Fuente: “Optimización de la producción en pozos de gas con carga líquida mediante la aplicación de productos químicos específicos”, por Franklin Chura (UMSA, 2011)

El campo es operado por la empresa Vintage Petroleum Boliviana Ltd. (VPB). La producción del pozo CHS-101 es enviada a la Batería Ñupuco a 5 km a través de dos líneas de 3^{1/2}”, hasta un separador trifásico. La línea de descarga de condensado es enviado al tanque de condensado de donde es bombeado al gasoducto ÑPC-PVN (Ñupuco – Porvenir).

El agua es enviada a los tanques Water Disposal, la cual después de un tratamiento es reinyectada al pozo ÑPC-5 (pozo de water disposal). La producción de gas que sale del separador es enviada a un compresor y descarga con una línea de 4” al gasoducto ÑPC-PVN de 10” que va hacia la Planta Porvenir, para su tratamiento. A partir de lo que recibe esta planta, se obtiene gasolina natural y gas seco para su comercialización.

Tabla 6.3 Terminación del pozo CHS-101

Tipo de terminación	Pozo entubado
Arreglo de terminación	Simple
Fluido de terminación	KCl
Densidad	9.3 lb/gal
Viscosidad	1,2 cP

Fuente: “Optimización de la producción en pozos de gas con carga líquida mediante la aplicación de productos químicos específicos”, por Franklin Chura (UMSA, 2011)

Tabla 6.4 Datos de la tubería de producción y de revestimiento

Descripción	ID [in]	OD [in]	Profundidad [ft]
Tubería de producción	2,441	2,875	6 293
Tubería de revestimiento	6,276	7	6 583

Fuente: “Optimización de la producción en pozos de gas con carga líquida mediante la aplicación de productos químicos específicos”, por Franklin Chura (UMSA, 2011)

Las Tablas 6.3 al 6.6 dan a conocer los datos generales del pozo CHS-101, como sus datos de: terminación de pozo, cabezal de pozo, presiones y temperaturas de cabezal y fondo, y diámetros de tubería de producción y revestimiento.

Tabla 6.5 Cabezal de producción del pozo CHS-101

Árbol de navidad	2-7/8" – 5000 psi
Choque	24/64"
Presión fluyente de fondo de pozo	1392,7 psia
Presión en cabeza de pozo	909,7 psia
RGP	71 825,44 scf/bbls

Fuente: "Optimización de la producción en pozos de gas con carga líquida mediante la aplicación de productos químicos específicos", por Franklin Chura (UMSA, 2011)

Tabla 6.6 Datos de presión y temperatura del pozo CHS-101

P reservorio	1495 psi	1509,7 psia
T reservorio	135 °F	595 R
P cabezal de producción	895 psi	909,7 psia
T cabezal de producción	75 °F	535 R

Fuente: "Optimización de la producción en pozos de gas con carga líquida mediante la aplicación de productos químicos específicos", por Franklin Chura (UMSA, 2011)

6.4. Comportamiento del problema y metodología del diagnóstico del problema

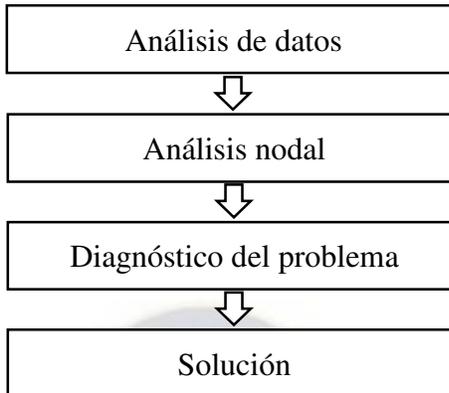
El pozo fue cerrado en diferentes ocasiones por restricciones de mercado y en este periodo el agua se niveló y llegó a tapar algunas perforaciones. Al producirlo en ocasiones se encontraba continuamente ahogado por los líquidos acumulados en el fondo de pozo, y entonces se lo trató con jabón espuma para extraerlos. Se alcanzó a producirlo nuevamente pero con menor rendimiento. En consecuencia, ha sido aconsejado no intervenir el pozo con equipos de workover convencionales para no cerrar el pozo, y aumentar más el colgamiento de líquidos adentro.

Para entender el comportamiento del problema de carga de líquidos en el pozo CHS-101, se siguen los pasos de la Figura 6.3 para su identificación y su diagnóstico.

Cabe aclarar que los análisis y procedimientos son realizados con la información disponible del pozo CHS-101 hasta el año 2009. Idealmente se necesitaría más información para realizar un mejor diagnóstico como pruebas de flujo, y más datos del reservorio, además de que sean actualizados. Por tanto, los procedimientos efectuados con los datos disponibles, se aplica el método de sarta de

velocidad y se observa el efecto que tiene en la producción de gas natural.

Figura 6.3 Pasos para definir el diagnóstico del problema



Fuente: “Solución integral para tratar el problema de carga de líquido en pozos de gas del Activo Burgos”, por empleados de Schlumberger y PEMEX, 2005

PRIMERA ETAPA: IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

a) Preparación de datos.

Inicialmente se debe contar con los datos disponibles del pozo. Para identificar el problema se deben tener al menos los siguientes datos:

- Historia de producción y presiones
- Datos de registros en campo, como ser:
 - o Presión y temperatura de fondo
 - o Nivel del líquido
 - o Prueba de Incremento-Decremento en superficie
- Arquitectura del pozo y datos de la tubería de producción
- Composición de la producción
- Información general del pozo
- Datos PVT

Estos datos se han presentado en las tablas anteriores y otros más se encuentran en los siguientes puntos y/o en la sección de Anexos. La información general es importante para constatar ciertos puntos en primeras instancias y averiguar si esta técnica es aplicable, ventajosa y/o conveniente en el pozo. Para que sea así, el pozo idealmente debería ser:

- Bajo depleción natural
- Sin formación de escamas

- GOR arriba de 2810 pcs/bbls, porque se requiere de la presencia y la velocidad del gas
- Corte de agua menor a 5%, porque una cantidad mayor guía a más carga de líquidos

El pozo CHS-101 cumple con la mayoría de estas condiciones. De acuerdo a la información general, no se presentan escamaciones y el GOR es del orden de 71 695 pcs/bbls. Se tiene un corte de agua de 42,8 %, y la depleción de producción del reservorio se debe además al ahogamiento de fondo por agua nivelada, por tanto se tendrían estas dos últimas limitaciones. A pesar de eso, se analiza la factibilidad de optimizar la producción de este pozo con el método de sarta de velocidad.

b) Cálculo del caudal de operación.

Primero se determina, en las condiciones iniciales, si el pozo CHS-101 produce a la tasa a la que debería producir para el sistema de tubería instalado (2⁷/₈”), es decir la tasa de operación inicial. Si es así se lo debe dejar produciendo, de lo contrario se debe identificar la razón de tal declinación y optimizar la producción.

b.1) Procedimiento manual para trazar la curva IPR.

Debido a que la formación San Telmo tiene una presión menor a 2000 psia, corresponde a los reservorios de baja presión. Entonces, se aplica el conjunto de ecuaciones sobre Aproximación de Presiones Cuadradas, presentado en la Figura 2.4. Los datos necesarios están en la Tabla 6.4 y 6.6.

Para determinar la curva IPR, tenemos que hallar primero la presión promedio:

$$ctte (\mu_g, Z) @ P_{avg} \rightarrow P_{avg} = \sqrt{\frac{P_r^2 + P_{wf}^2}{2}} = \sqrt{\frac{1509,7^2 + 1392,7^2}{2}}$$

$$P_{avg} = 1452,38 [psia]$$

Después, se calcula la viscosidad del gas y el factor de compresibilidad a la presión promedio (cálculos efectuados en el Anexo 4):

$$ctte (\mu_g, Z) @ P_{avg} \rightarrow \mu_g = 0,0147 [cP] \quad ; \quad Z = 0,85$$

Luego, estimamos los valores de radio de pozo y radio de drenaje debido a que no se cuentan con estos datos, y tampoco se tiene una prueba de presión del pozo CHS-101 disponible para calcularlos. Con un diámetro externo de revestimiento de 2⁷/₈ estimamos un diámetro de pozo de

3^{1/2}. Respecto al área de drenaje, para yacimientos de gas suele tener grandes valores, pero como el reservorio San Telmo es de baja presión, se estima un radio de drenaje de 1 km.

$$OD_w = 3,5 [in] \quad \frac{3,5 [in]}{2} * \frac{1 [ft]}{12 [in]} \rightarrow r_w = 0,146 [ft]$$

$$r_e = 1 [km] \quad 1 [km] * \frac{1000 [m]}{1 [km]} * \frac{1 [ft]}{0,3048 [m]} \rightarrow r_e = 3280,84 [ft]$$

Debido a que es un pozo que ha declinado bastante, de acuerdo a su historial de producción (Anexo 5), y su problema de nivelación de fluidos líquidos en el fondo de pozo, se considera que existe daño en el reservorio, por lo que asumimos un valor de factor skin de 20. Ahora, se aplica el método de aproximación de presiones cuadradas para obtener el IP, empleando los parámetros calculados, la Ecuación 2.4, además de la información de las Tablas 6.2 y 6.4.

$$J = \frac{kh}{1422T(\mu_g Z)_{avg} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + s \right]}$$

$$J = \frac{15,2 * 200,13}{1422 * 595 * 0,0147 * 0,85 * \left[\ln \left(\frac{3280,84}{0,146} \right) - 0,75 + 14 \right]} \rightarrow J = 0,0098 \left[\frac{Mpcsd}{psi^2} \right]$$

Con el mismo método y la Ecuación 2.3, se halla el gasto (q_g) para cada presión fluyente (P_{wf}).

$$P_{wf} = 1500 [psia] \quad J = \frac{q_g}{P_r^2 - P_{wf}^2} \rightarrow q_g = J * (P_r^2 - P_{wf}^2)$$

$$q_g = J * (P_r^2 - P_{wf}^2) = 0,0098 * (1509,7^2 - 1500^2) \rightarrow q_g = 287,0 [Mpcsd]$$

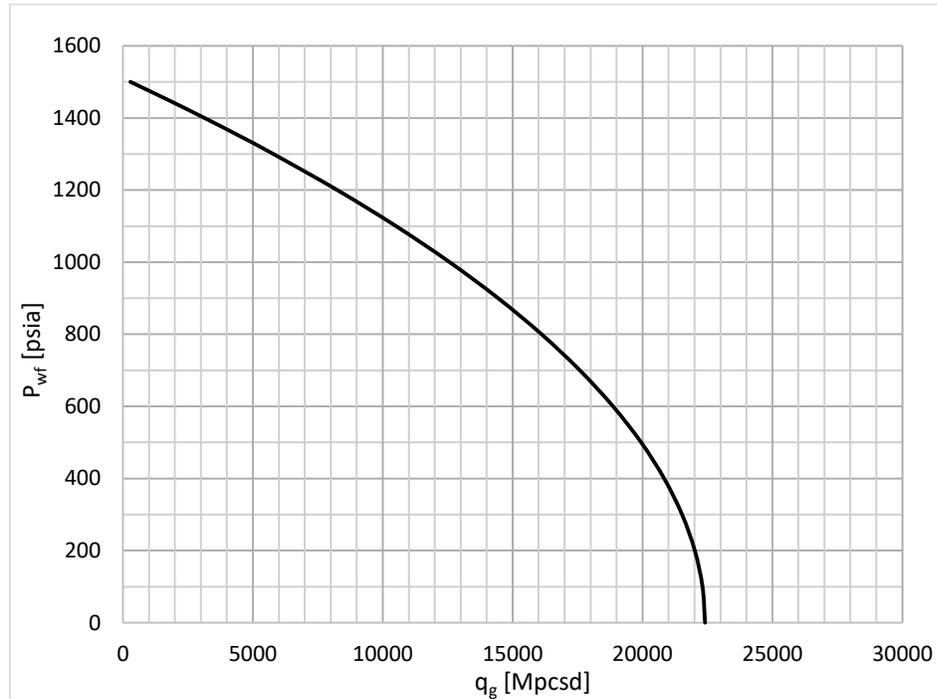
De esta manera se hallan sucesivamente los gastos para todas las presiones, como se ve en la Tabla 6.7. Y posteriormente se grafica la curva IPR generada, mostrada en la Figura 6.4.

Tabla 6.7 Puntos curva IPR inicial

P_{wf} (psia)	q_g (Mpcsd)	P_{wf} (psia)	q_g (Mpcsd)	P_{wf} (psia)	q_g (Mpcsd)
1500	287,00	1100	10510,82	500	19948,20
1450	1737,01	1000	12575,25	400	20832,96
1400	3137,87	900	14443,06	300	21521,10
1350	4489,58	800	16114,27	200	22012,63
1300	5792,13	700	17588,86	100	22307,55
1200	8249,78	600	18866,84	0	22405,85

Fuente: Univ. Alvaro Pérez, Facultad de Ingeniería, Ingeniería Petrolera, UMSA, 2018

Figura 6.4 Curva IPR inicial pozo CHS-101



Fuente: Univ. Alvaro Pérez, Facultad de Ingeniería, Ingeniería Petrolera, UMSA, 2018

b.2) Procedimiento manual para trazar la curva TPR.

Para determinar la curva TPR, empleamos la correlación de Beggs y Brill, porque toma en cuenta el deslizamiento entre fases, y define también el régimen de flujo. Primero se determina las variables independientes de los fluidos producidos que no se cuentan como dato (cálculos en Anexo 6). Se obtiene los siguientes resultados.

$$\begin{array}{lll}
 B_g = 0,00944 \left[\frac{pc}{pcs} \right] & B_o = 1,39 \left[\frac{bbl}{bbbls} \right] & B_w = 1,01 \left[\frac{bbl}{bbbls} \right] \\
 \mu_g = 0,0149 [cP] & \mu_o = 0,262 [cP] & \mu_w = 0,531 [cP]
 \end{array}$$

Segundo, se determinan las variables básicas de flujo multifásico con las Ecuaciones 2.7, 2.8, 2.9, 2.11, 2.12, 2.14, 2.16 y 2.17, y la información de la Tabla 6.4 y del Anexo 5.1.

$$q_o = 16,67 [bbbsd]$$

$$q_w = 12,46 [bbbsd]$$

$$q_g = 1\,197\,330 [pcsd]$$

$$v_{sl} = \frac{5,615 * (q_o * B_o + q_w * B_w)}{86\,400 * ID^2 * \frac{\pi}{4}}$$

$$v_{sl} = \frac{5,615 * (16,67 * 1,39 + 12,46 * 1,01)}{86\,400 * 0,2034^2 * \frac{\pi}{4}}$$

$$ID = 0,2034 [ft]$$

$$v_{sL} = 0,0715 \left[\frac{ft}{s} \right]$$

$$v_{sg} = \frac{q_g * B_g}{86\,400 * ID^2 * \pi/4} = \frac{1\,197\,330 * 0,00944}{86\,400 * 0,2034^2 * \pi/4} \rightarrow v_{sg} = 4,0261 \left[\frac{ft}{s} \right]$$

$$v_m = v_{sL} + v_{sg} = 0,0715 + 4,0261 \rightarrow v_m = 4,0976 \left[\frac{ft}{s} \right]$$

$$\lambda_L = \frac{v_{sL}}{v_m} = \frac{0,0715}{4,0976} \rightarrow \lambda_L = 0,0175$$

$$\lambda_g = \frac{v_{sg}}{v_m} = \frac{4,0261}{4,0976} \rightarrow \lambda_g = 0,9825$$

$$F_o = \frac{q_o * B_o}{q_o * B_o + q_w * B_w} = \frac{16,67 * 1,39}{16,67 * 1,39 + 12,46 * 1,01} \rightarrow F_o = 0,648$$

$$F_w = 1 - F_o = 1 - 0,648 \rightarrow F_w = 0,352$$

$$\rho_L = \rho_o * F_o + \rho_w * F_w = 38,039 * 0,648 + 62,43 * 0,352 \rightarrow \rho_L = 46,625 \left[\frac{lb}{ft^3} \right]$$

$$\rho_{ns} = \rho_L * \lambda_L + \rho_g * \lambda_g = 46,625 * 0,0175 + 5,226 * 0,9825 \rightarrow \rho_{ns} = 5,9485 \left[\frac{lb}{ft^3} \right]$$

$$\mu_L = \mu_o * F_o + \mu_w * F_w = 0,262 * 0,648 + 0,531 * 0,352 \rightarrow \mu_L = 0,3567 [cP]$$

$$\mu_{ns} = \mu_L * \lambda_L + \mu_g * \lambda_g = 0,357 * 0,0175 + 0,0149 * 0,9825 \rightarrow \mu_{ns} = 0,0209 [cP]$$

Tercero, se determina el patrón de flujo con ayuda de las Ecuaciones 2.19 y 2.20, y los valores básicos del flujo multifásico ya calculados.

$$\lambda_L = 0,0175 \quad L_1 = 316 * \lambda_L^{0,302} = 316 * 0,0175^{0,302} \rightarrow L_1 = 93,053$$

$$v_m = 4,0976 [ft/s] \quad L_2 = 0,0009252 * \lambda_L^{-2,4684} = 0,0009252 * 0,0175^{-2,4684}$$

$$ID = 0,2034 [ft] \quad L_2 = 20,2309$$

$$L_3 = 0,10 * \lambda_L^{-1,4516} = 0,10 * 0,0175^{-1,4516} \rightarrow L_3 = 35,654$$

$$L_4 = 0,5 * \lambda_L^{-6,738} = 0,5 * 0,0175^{-6,738} \rightarrow L_4 = 3,51 * 10^{11}$$

$$NFR = \frac{v_m^2}{g * d} = \frac{4,0976^2}{32,174 * 0,2034} \rightarrow NFR = 2,5657$$

Comparando los valores de las constantes L y el número de Fraude con las condiciones de la

Tabla 2.1, se encuentra que el patrón de flujo del fluido producido por el pozo CHS-101 es el régimen segregado. En función a ello, se halla el resbalamiento de acuerdo a la Tabla 2.2.

$$H_L(0) = \frac{0,98 * \lambda_L^{0,4846}}{NFR^{0,0868}} = \frac{0,98 * 0,0175^{0,4846}}{2,5657^{0,0868}} \rightarrow H_L(0) = \mathbf{0,127}$$

El valor del escurrimiento corresponde a una tubería con comportamiento de flujo horizontal. Ahora se realiza la corrección para flujo vertical empleando los valores calculados, los datos en la Tabla 3.1, los coeficientes de corrección de la Tabla 2.3, y las Ecuaciones 2.18, 2.21, 2.22, y 2.23.

$$F_o = 0,648 \quad \sigma_L = \sigma_o * F_o + \sigma_w * F_w = 20 * 0,648 + 60 * 0,352$$

$$\sigma_w = 60 \left[\frac{cm}{dina} \right] \quad \sigma_L = \mathbf{34,08} \left[\frac{cm}{dina} \right]$$

$$\sigma_o = 20 \left[\frac{cm}{dina} \right] \quad NLV = 1,938 * v_{sL} * \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{\frac{1}{4}} = 1,938 * 0,0715 * \left(\frac{46,6236}{34,08} \right)^{\frac{1}{4}}$$

$$F_w = 0,352 \quad NLV = \mathbf{0,150}$$

$$\lambda_L = 0,0175 \quad C = (1 - \lambda_L) * \ln(D * \lambda_L^E * NLV^F * NFR^G)$$

$$NFR = 2,5657 \quad C = (1 - 0,0175) * \ln(0,011 * 0,0175^{-3,768} * 0,150^{3,539} * 2,5657^{-1,614})$$

$$H_L(0) = 0,127 \quad C = \mathbf{2,463}$$

$$v_{sL} = 0,0715 \left[\frac{ft}{s} \right] \quad \psi = 1 + 0,3 * C = 1 + 0,3 * 2,463 \rightarrow \psi = \mathbf{1,7389}$$

$$\rho_L = 46,6236 \left[\frac{lb}{ft^3} \right] \quad H_L = H_L(0) * \psi = 0,127 * 1,7389 \rightarrow H_L = \mathbf{0,2208}$$

Con este dato ya es posible calcular el resbalamiento del gas y la densidad bifásica con la densidad del gas calculado en el Anexo 6, y con las Ecuaciones (2.6) y (2.10).

$$\rho_g = 5,226 \left[\frac{lb}{ft^3} \right] \quad H_g = 1 - H_L = 1 - 0,2208 \rightarrow H_g = \mathbf{0,7792}$$

$$\rho_{tp} = \rho_L * H_L + \rho_g * H_g = 46,6236 * 0,2208 + 5,226 * 0,7792 \rightarrow \rho_{tp} = \mathbf{14,3664} \left[\frac{lb}{ft^3} \right]$$

Después se determina el factor de fricción sin resbalamiento con las Ecuaciones 2.24 y 2.26.

$$v_m = 4,0976 \left[\frac{ft}{s} \right] \quad N_{Re} = \frac{1488 * v_m * ID * \rho_{ns}}{\mu_{ns}} = \frac{1488 * 4,0975 * 0,2034 * 5,9485}{0,0209}$$

$$ID = 0,2034 [ft]$$

$$N_{Re} = 353\ 566$$

$$\rho_{ns} = 5,9485 \left[\frac{lb}{ft^3} \right]$$

$$f_{ns} = \left[2 * \log \left(\frac{N_{Re}}{4,5223 * \log N_{Re} - 3,8215} \right) \right]^{-2}$$

$$\mu_{ns} = 0,02085 [cP]$$

$$f_{ns} = \left[2 * \log \left(\frac{353\ 566}{4,5223 * \log 353\ 566 - 3,8215} \right) \right]^{-2} \rightarrow f_{ns} = 0,014$$

Luego se calcula el factor de fricción bifásico, con las Ecuaciones 2.25 y 2.27.

$$Y = \frac{\lambda_L}{[H_L(0)]^2} = \frac{0,0175}{0,127^2} \rightarrow Y = 1,0825$$

$$\text{Como: } 1 < Y < 1,2 \rightarrow S = \ln(2,2 * Y - 1,2)$$

$$S = \ln(2,2 * 1,0825 - 1,2) \rightarrow S = 0,1668$$

$$f_{tp} = f_{ns} * e^S = 0,014 * e^{0,1668} \rightarrow f_{tp} = 0,0166$$

Con las Ecuaciones 2.28, 2.29 y 2.30 se calculan los diferentes gradientes de presión y el término de aceleración.

$$g = 32,174 \left[\frac{lb}{s^2} \right] \quad \left(\frac{dP}{dh} \right)_E = \frac{g * \rho_{tp}}{144 * g_c} = \frac{32,174 * 14,3664}{144 * 32,174} \rightarrow \left(\frac{dP}{dh} \right)_E = 0,0770 \left[\frac{psi}{ft} \right]$$

$$g_c = 32,174 \left[\frac{lb * ft}{lb_f * s^2} \right] \quad \left(\frac{dP}{dh} \right)_f = \frac{f_{tp} * \rho_{ns} * v_m^2}{144 * 2 * g_c * ID} = \frac{0,0166 * 5,9485 * 4,0976^2}{144 * 2 * 32,174 * 0,2034}$$

$$\rho_{tp} = 14,3664 \left[\frac{lb}{ft^3} \right] \quad \left(\frac{dP}{dh} \right)_f = 0,00018 \left[\frac{psi}{ft} \right]$$

$$P = 1509,7 [psia] \quad EK = \frac{f_{tp} * v_m * v_{sg}}{144 * g_c * P} = \frac{0,0166 * 4,0976 * 4,0261}{144 * 32,174 * 1509,7}$$

$$v_{sg} = 4,026 \left[\frac{ft}{s} \right] \quad EK = 3,91 * 10^{-8}$$

Finalmente se halla el gradiente de presión total y la presión de fondo fluyente con las Ecuaciones 2.31 y 2.32, y la Tabla 6.4 y 6.5.

$$h = 6293 [ft] \quad \Delta P = \frac{\left(\frac{dP}{dh} \right)_E + \left(\frac{dP}{dh} \right)_f}{1 - EK} * h = \frac{0,0770 + 0,00018}{1 - 3,91 * 10^{-8}} * 6293$$

$$P_{wh} = 909,7 [psia] \quad \Delta P = 485,70 [psi]$$

$$P_{wf} = \Delta P + P_{wh} = 485,70 + 909,7 \rightarrow P_{wf} = 1395,40 [psia]$$

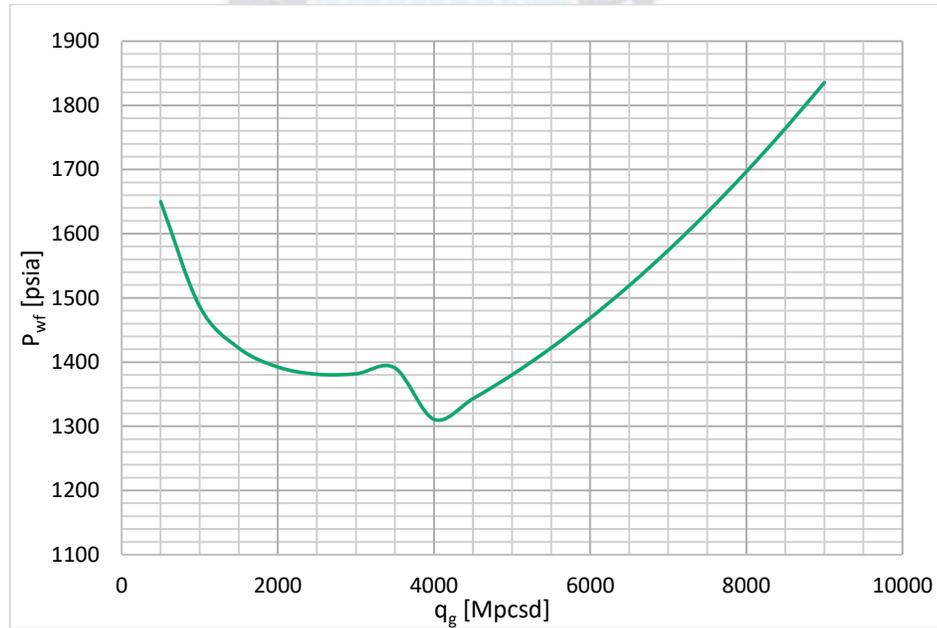
De esta manera se hallan los gastos para todas las presiones sucesivamente, mostrado en la Tabla 6.8. Y posteriormente se grafica la curva TPR generada, como se ve en la Figura 6.5.

Tabla 6.8 Puntos curva TPR inicial

P_{wf} (psia)	q_g (Mpcsd)	P_{wf} (psia)	q_g (Mpcsd)
1875	10500	1383	1500
1804	9500	1351	1250
1736	8500	1431	1000
1673	7500	1422	750
1614	6500	1421	600
1559	5500	1432	450
1508	4500	1462	300
1462	3500	1527	200
1420	2500	1690	100

Fuente: Univ. Alvaro Pérez, Facultad de Ingeniería, Ingeniería Petrolera, UMSA, 2018

Figura 6.5 Curva TPR inicial pozo CHS-101



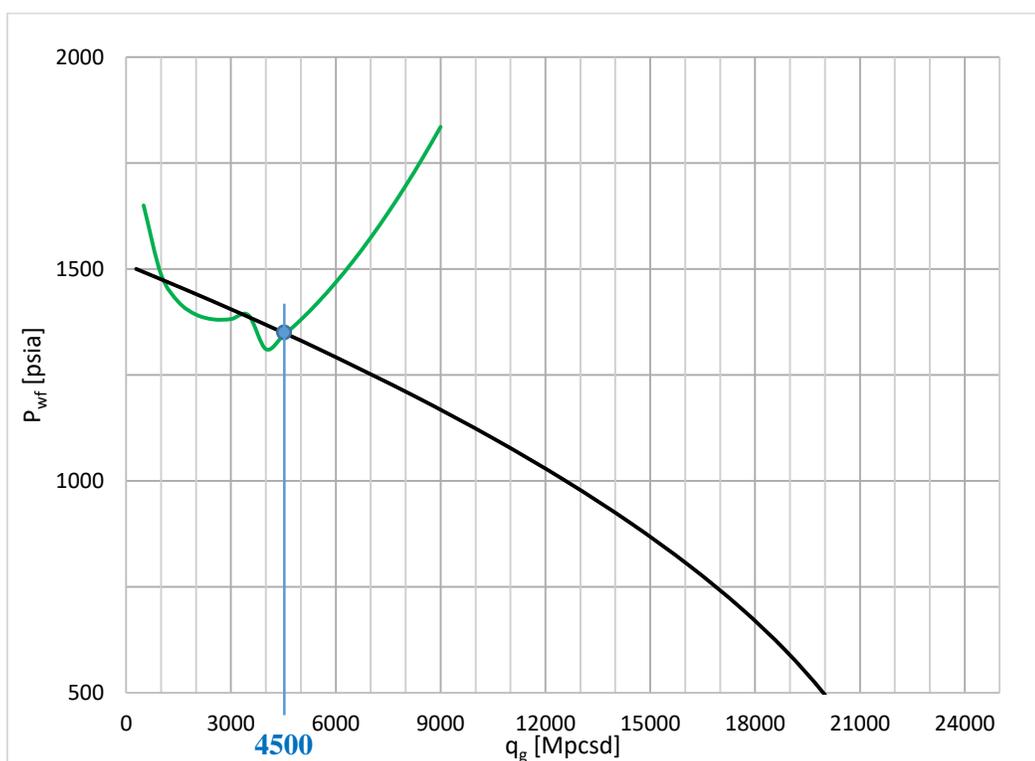
Fuente: Univ. Alvaro Pérez, Facultad de Ingeniería, Ingeniería Petrolera, UMSA, 2018

b.3) Determinación manual del gasto de operación.

Una vez trazadas ambas curvas, deben graficarse juntas para hallar el gasto de operación. De acuerdo a la Figura 6.6, el caudal de operación debería ser:

$$q_{g_oper} = 4500 \text{ [Mpcd]}$$

Figura 6.6 Curva TPR y Curva IPR



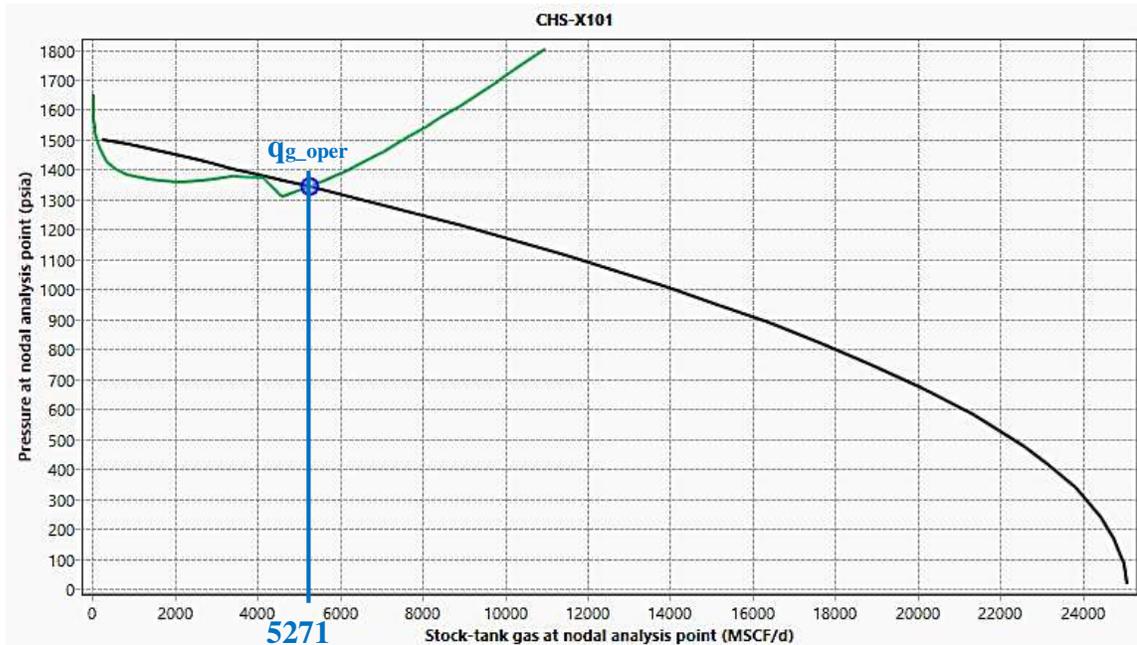
Fuente: Univ. Alvaro Pérez, Facultad de Ingeniería, Ingeniería Petrolera, UMSA, 2018

b.4) Análisis nodal en simulador PIPESIM.

Respecto a los cálculos realizados por el presente software se puede afirmar que son los mismos que en el análisis manual ya descrito. Para determinar la curva IPR, el programa solicita la introducción del índice de productividad, la temperatura y presión de reservorio, datos que ya se contaban o que se calcularon en el procedimiento manual. Para determinar la curva TPR el programa da la oportunidad de elegir la correlación multifásica a emplearse, se eligió la correlación Beggs y Brill, cuya manera de calcularse analíticamente también se encuentra en el cálculo manual ya presentado.

Con los datos de reservorio y cabezal de pozo de la Tabla 6.6, y los datos de la tubería de producción y revestimiento de la Tabla 6.4, se realiza la simulación en el programa PIPESIM de Schlumberger. Y se toma como nodo de análisis el fondo de pozo para obtener las curvas IPR y TPR del sistema reservorio – pozo. En la Figura 6.7 se tiene el análisis nodal efectuado por este programa, y se marca también el caudal de operación interceptando ambas curvas, IPR y TPR.

Figura 6.7 Análisis nodal pozo CHS-101



Fuente: PIPESIM, Schlumberger, en base a datos de la empresa Vintage

De acuerdo a la simulación efectuada, el caudal de operación debería ser:

$$q_{g_oper} = 5271 [Mpcd]$$

Comparando resultados de la forma manual y la simulación, se tiene la siguiente diferencia:

$$\%dif = \frac{|q_{man} - q_{sim}|}{q_{sim}} * 100\% = \frac{|4500 - 5271|}{5271} * 100\% \rightarrow \%dif = 14,63\%$$

Para fines prácticos, desde esta parte se realizarán simulaciones para obtener los análisis nodales. El caudal real de gas es de 1197,33 [Mpcsd], por tanto se afirma lo siguiente:

$$q_{g_oper} > q_{g_real}$$

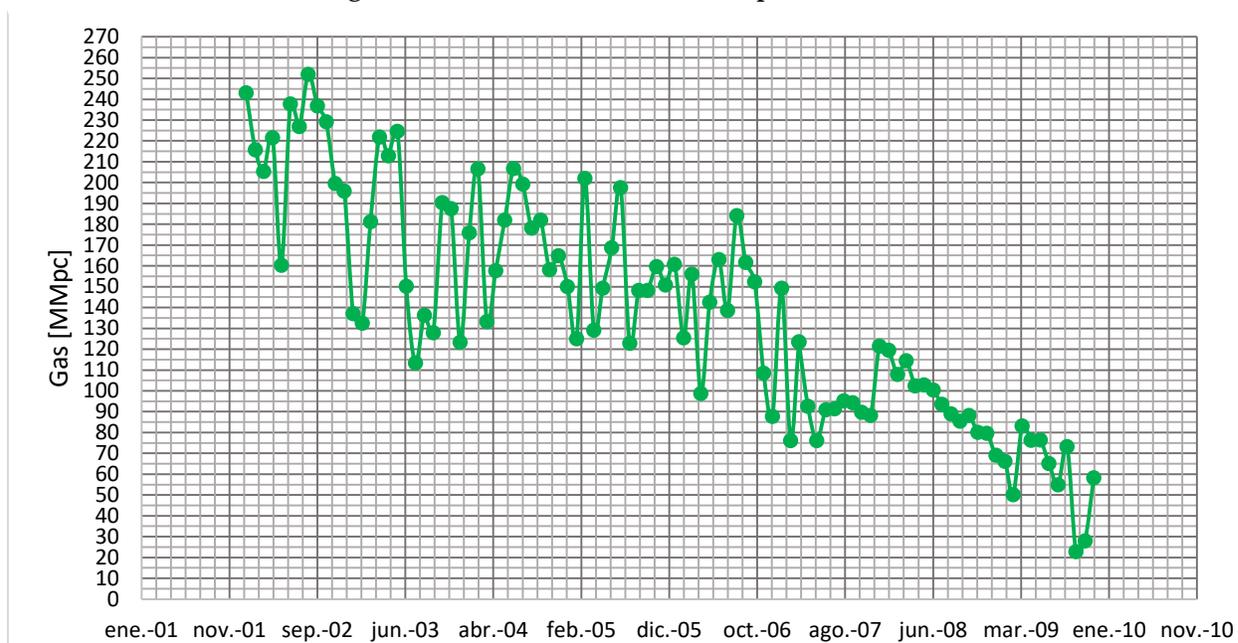
El caudal real es menor al caudal de operación. El pozo CHS-101 no produce a la tasa de producción que debería.

c) Identificación de los síntomas del problema de producción.

c.1) Producción errática.

Se ha realizado una gráfica caudal vs tiempo con los datos de historial de producción (Anexo 5). En la Figura 6.8 se puede ver que existe un comportamiento errático pronunciado de flujo, y esto se debe a la aparición de baches de líquido en la superficie del pozo.

Figura 6.8 Producción histórica del pozo CHS-101



Fuente: “Optimización de la producción en pozos de gas con carga líquida mediante la aplicación de productos químicos específicos”, por Franklin Chura (UMSA, 2011)

c.2) Análisis de la tendencia de declinación.

Se observa en la Figura 6.8 que la gráfica formada tiene dos pendientes distintas, y por tanto hay dos tipos de tendencias de declinación. Los cálculos efectuados para obtener las curvas de declinación se encuentran en el Anexo 7. En la Tabla 6.9 está el resumen de los resultados.

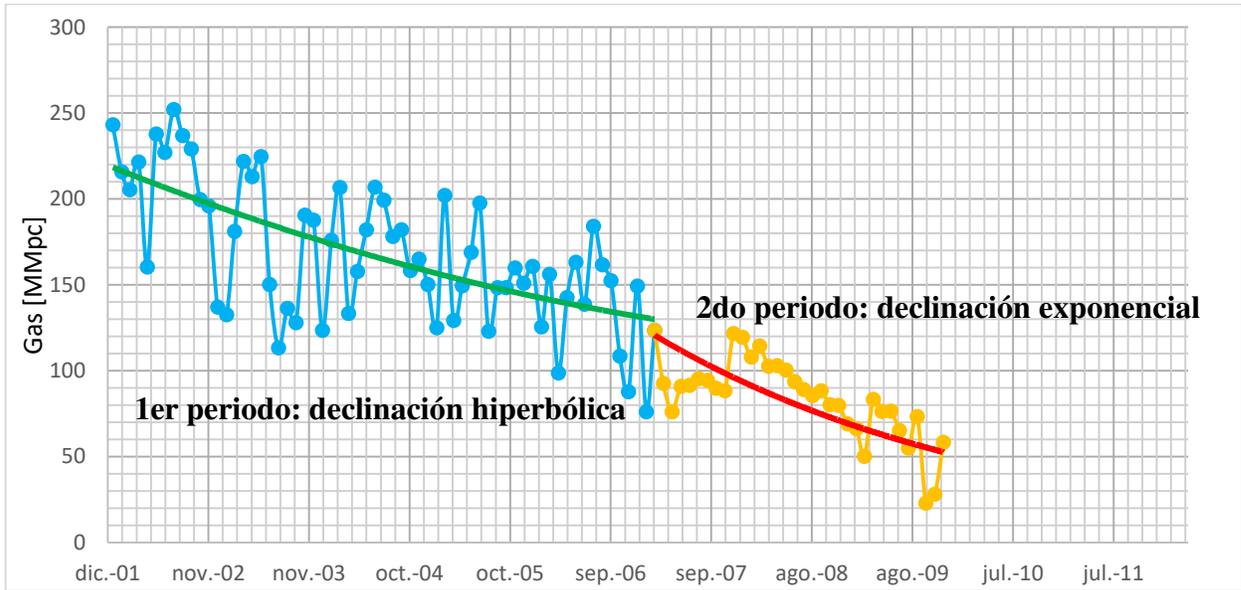
Tabla 6.9 Tendencias de declinación, pozo CHS-101

Tipo de declinación	1er periodo (Enero 2002 – Marzo 2007)			2do periodo (Marzo 2007 – Diciembre 2009)		
	qi [Mpc/mes]	Di	$\sum((\Delta q_g)^2)$	qi [Mpc/mes]	Di	$\sum((\Delta q_g)^2)$
EXPONENCIAL	214 980	0,0088	$5,99*10^{10}$	587 760	0,0251	$1,02*10^{10}$
HARMÓNICA	290 768	0,025	$2,39*10^{11}$	7 523 029	2,72	$9,60*10^{10}$
HIPERBÓLICA	220 490	0,010	$5,89*10^{10}$	-381 034	0,010	$1,99*10^{12}$

Fuente: “Optimización de la producción en pozos de gas con carga líquida mediante la aplicación de productos químicos específicos”, por Franklin Chura (UMSA, 2011)

Para definir la tendencia de declinación, se elige aquella con menor diferencia al cuadrado. De acuerdo a la Tabla 6.9, existe una declinación hiperbólica para el primer periodo y una declinación exponencial para el segundo periodo, las cuales se representan en la Figura 6.9.

Figura 6.9 Curvas de declinación para el campo Chaco Sur (pozo CHS-101)

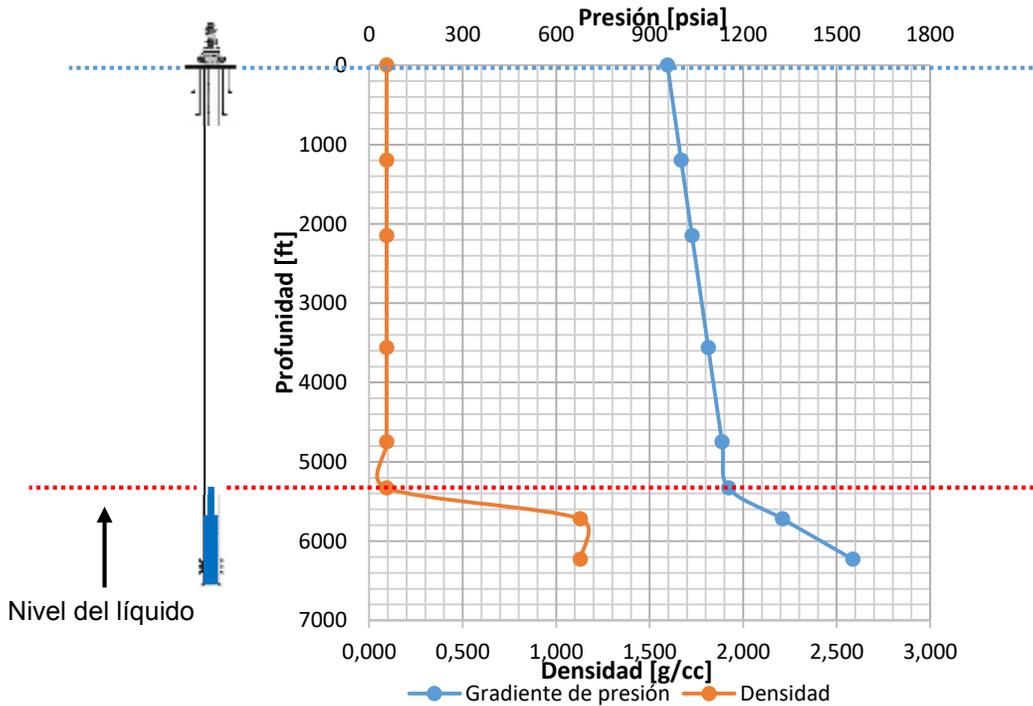


Fuente: Univ. Alvaro Pérez, Facultad de Ingeniería, Ingeniería Petrolera, UMSA, 2018

En la Figura 6.9 se muestra que la producción en los últimos meses cambia de manera intensa, es decir que sufre fuertes caídas de producción de una forma más rápida de lo que debería.

c.3) Análisis de la variación de gradiente de presión.

Figura 6.10 Gradiente de presión del pozo CHS-101



Fuente: “Optimización de la producción en pozos de gas con carga líquida mediante la aplicación de productos químicos específicos”, por Franklin Chura (UMSA, 2011)

En base al registro de gradientes de presión (Anexo 8), se realizó la representación gráfica de los gradientes de presión en el pozo y también de las densidades de los fluidos en la Figura 6.10. El cambio de gradiente de presión y de densidad, señalados por el cambio de pendientes de las lecturas, indica la existencia de un fluido más denso, o sea de líquido.

El nivel del líquido en la tubería de producción está a una profundidad de 5330 pies.

d) Cálculo de parámetros críticos.

Con una presión de cabeza de pozo de 909,7 psia, o sea mayor a 500 psia; y una RLG del orden de 14 bbl/MMpc, es decir menor a 130 bbl/MMpc; la correlación de Turner et al es aplicable, y la RLG no influye en el cálculo.

d.1) Cálculo de la velocidad crítica del gas.

Reemplazando el dato de densidad calculado en el Anexo 9.2 y los valores de la Tabla 6.5 en la Ecuación 3.2, respecto al agua por ser el líquido más denso, se calcula la velocidad crítica del gas producido en el pozo CHS-101.

$$P = 909,7 \text{ [psia]} \quad V_{g.w} = \frac{5,62 * (\rho_L - 0,0031 * P)^{\frac{1}{4}}}{(0,0031 * P)^{\frac{1}{2}}} = \frac{5,62 * (67 - 0,0031 * 909,7)^{\frac{1}{4}}}{(0,0031 * 909,7)^{\frac{1}{2}}}$$

$$\rho_w = 67 \text{ [lb/pie}^3\text{]} \quad V_{g.w} = 9,472 \text{ [ft/s]}$$

d.2) Cálculo del caudal crítico del gas.

Con el dato de diámetro interno de la tubería de producción de la Tabla 6.4, se halla el área de su sección transversal:

$$d_{iTP} = 2,441 \text{ [in]} \quad A_{d_iTP} = \frac{\pi}{4} * d_{iTP}^2 = \frac{\pi}{4} * 2,441^2 = 4,680 \text{ [in}^2\text{]}$$

$$A_{d_iTP} = 4,680 \text{ [in}^2\text{]} * \frac{(1\text{[ft]})^2}{(12\text{[in]})^2} \rightarrow A_{d_iTP} = 0,0325 \text{ [pie}^2\text{]}$$

Luego con los datos de: sección transversal de la tubería de producción, velocidad crítica calculada, presión y temperatura de cabezal de la Tabla 6.5, y el factor Z del Anexo 9.1, se reemplaza en la Ecuación 3.3 y se calcula el caudal crítico del gas producido en el pozo CHS-101.

$$P = 909,7 \text{ [psia]} \quad Q_{g.w} = \frac{3,06 * V_g * A * P}{T * Z} = \frac{3,06 * 9,472 * 0,0325 * 909,7}{535 * 0,846}$$

$$T = 535 [R]$$

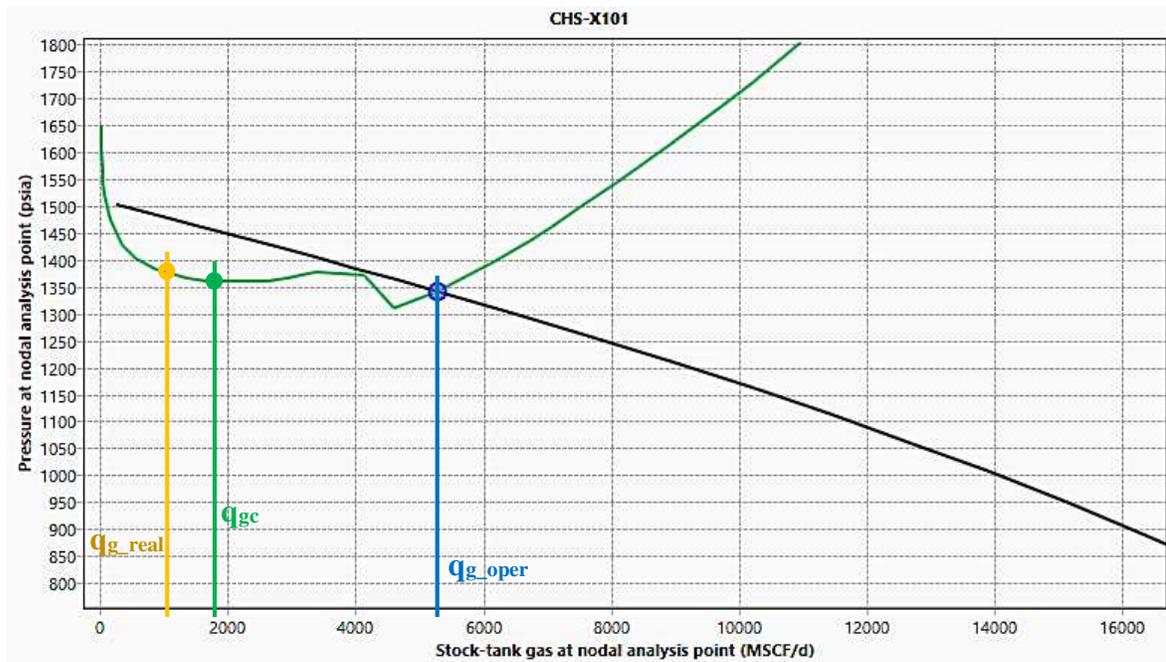
$$Q_{g_w} = 1,893 [MMpcsd]$$

$$Z = 0,846$$

$$q_{gc} = 1\,893 [Mpcsd]$$

Este valor de caudal crítico del gas se grafica junto con el análisis nodal en la Figura 6.11.

Figura 6.11 Caudal crítico de gas en análisis nodal



Fuente: PIPESIM, Schlumberger, en base a datos de la empresa Vintage

Se observa que el caudal crítico es mayor que el caudal real del gas producido:

$$q_{g_real} = 1\,197,33 [Mpcsd] < q_{gc} = 1\,893 [Mpcsd] < q_{g_oper} = 5\,271 [Mpcsd]$$

Entonces el gasto de gas del pozo CHS-101 no tiene la velocidad suficiente para elevar los líquidos del fondo de pozo.

e) Diagnóstico del problema.

Luego de revisar los anteriores parámetros, se puede afirmar que:

- El caudal de operación es mayor que el caudal real del pozo, por lo tanto existe una deficiencia o decremento de producción
- La producción tiene un comportamiento errático, indicio de baches o tapones de líquidos fluyendo irregularmente.
- La curva de declinación varía, tiene una tendencia variable, inclinándose hacia una acelerada disminución en la producción de gas.

- La variación del gradiente de presión en el pozo indica la presencia de líquido a 5333 ft, y se confirma con la gráfica de densidades.
- El caudal real es menor que el caudal de gas crítico, por tanto el gas producido no tiene la suficiente velocidad para arrastrar líquidos eficientemente hasta la superficie.

Por tanto, luego de tener conocimiento de las situaciones mencionadas, el diagnóstico del problema es que el pozo CHS-101 no produce a su caudal operativo debido a la carga de líquidos. Una manera de solucionar este decremento de producción es retirar los líquidos acumulados mediante el método de sarta de velocidad con tubería flexible.

6.5. Diseño y aplicación del sistema de producción

SEGUNDA ETAPA: PROPUESTA OPERACIONAL

a) Sarta de velocidad.

a.1) Objetivo.

El pozo CHS-101 tiene el problema de carga de líquidos. El mejoramiento de la arquitectura del pozo con la instalación de una sarta de velocidad lo solucionaría. Se propone la implementación de una unidad de tubería flexible para reducir el área de flujo y la velocidad crítica, de esta manera el pozo será capaz de extraer los líquidos acumulados en el pozo.

a.2) Diámetros propuestos.

El diámetro de la tubería de producción del pozo CHS-101 es: OD 2 ⁷/₈” pulg. Entonces se proponen los siguientes diámetros para la tubería flexible:

- 2 ³/₈ pulg
- 2 pulg
- 1 ¹/₂ pulg
- 1 ¹/₄ pulg
- 1 pulg

Se proponen diámetros menores al real porque disminuyen el caudal crítico para la formación de líquidos y evita el decremento acelerado de la producción. Se ha simulado respecto al diámetro de 2 ⁷/₈ pulg también para fines comparativos.

b) Análisis nodal para cada tamaño de sarta de velocidad.

Se realiza el análisis del comportamiento de producción para cada diámetro propuesto de sarta de velocidad mediante simulaciones de análisis nodales para obtener los caudales operativos, mostrado en la Figura 6.12. A la presión real del reservorio de 1509,7 [psia], y a la presión de cabeza de pozo de 909,7 [psia].

Figura 6.12 Distintas sarts de velocidad a $P_r=1509,7$ [psia] y $P_{wh}=909,7$ [psia]



Fuente: PIPESIM, Schlumberger, en base a datos de la empresa Vintage

En la Tabla 6.10 están los gastos de producción para cada diámetro. También se realizó el cálculo de la velocidad crítica para cada diámetro en una hoja de cálculo de Excel.

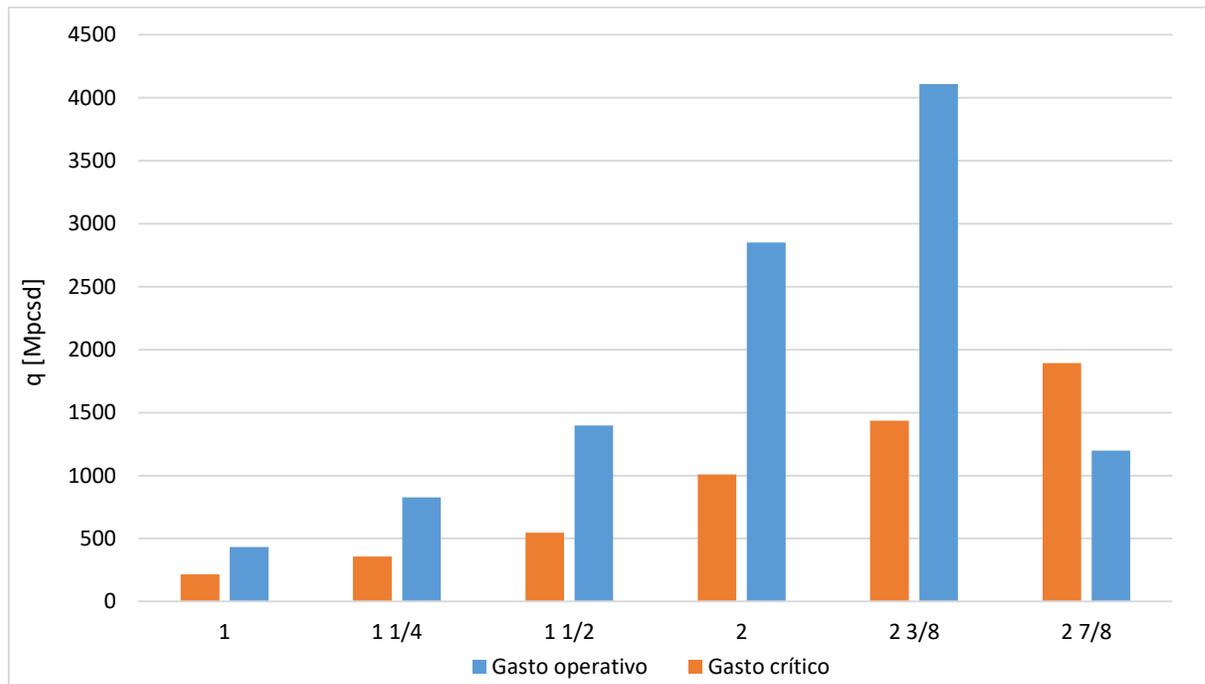
Tabla 6.10 Gasto de operación y gasto crítico para cada diámetro de sarta de velocidad

Diámetro [in]	Gasto de operación [Mpcsd]	Caudal crítico [Mpcsd]
2 7/8 (actual)	1197,33	1893
2 3/8	4110	1437
2	2850	1008
1 1/2	1398	546
1 1/4	826	358
1	434	216

Fuente: PIPESIM, Schlumberger, en base a datos de la empresa Vintage

Se observa que aplicando sargas de velocidad, el caudal crítico es reducido y llega a ser menor que el operativo, es decir que el flujo es capaz de levantar los líquidos del fondo del pozo. En la Figura 6.13 se comparan gráficamente los resultados de la Tabla 6.10.

Figura 6.13 Caudales críticos para cada sarga de velocidad



Fuente: Univ. Alvaro Pérez, Facultad de Ingeniería, Ingeniería Petrolera, UMSA, 2018

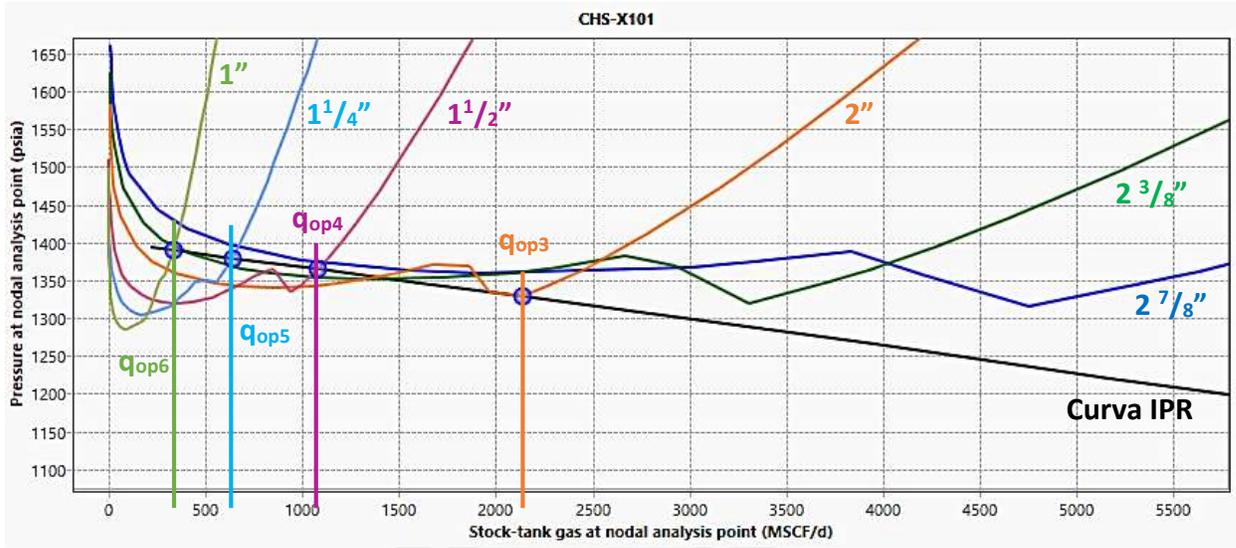
De acuerdo a la Figura 6.13, las sargas de velocidad tienen un flujo más estable para la producción de gas y líquidos del fondo de pozo que la tubería de producción original, debido a los caudales críticos reducidos.

TERCERA ETAPA: APLICACIÓN DE LA TÉCNICA Y OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

a) Sarga de velocidad con el tiempo.

Debido a que la presión del reservorio no se mantiene constante sino que declina con el tiempo, se realiza la simulación de los diseños de sargas de velocidad propuestos a distintas presiones declinadas del reservorio. En la Figura 6.14 se muestra la simulación de análisis nodal a una $P_r=1400$ [psia], y una $P_{wh}=909,7$ [psia].

Análisis nodal a $P_r=1400$ [psia] y $P_{wh}=909,7$ [psia]



Fuente: PIPESIM, Schlumberger, en base a datos de la empresa Vintage

Se puede apreciar en la Figura 6.14 que para diámetros más grandes no hay convergencia entre la curva IPR y las curvas TPR, a diferencia que para diámetros menores de sartas de velocidad. En la Tabla 6.11 se muestran sus caudales operativos y críticos.

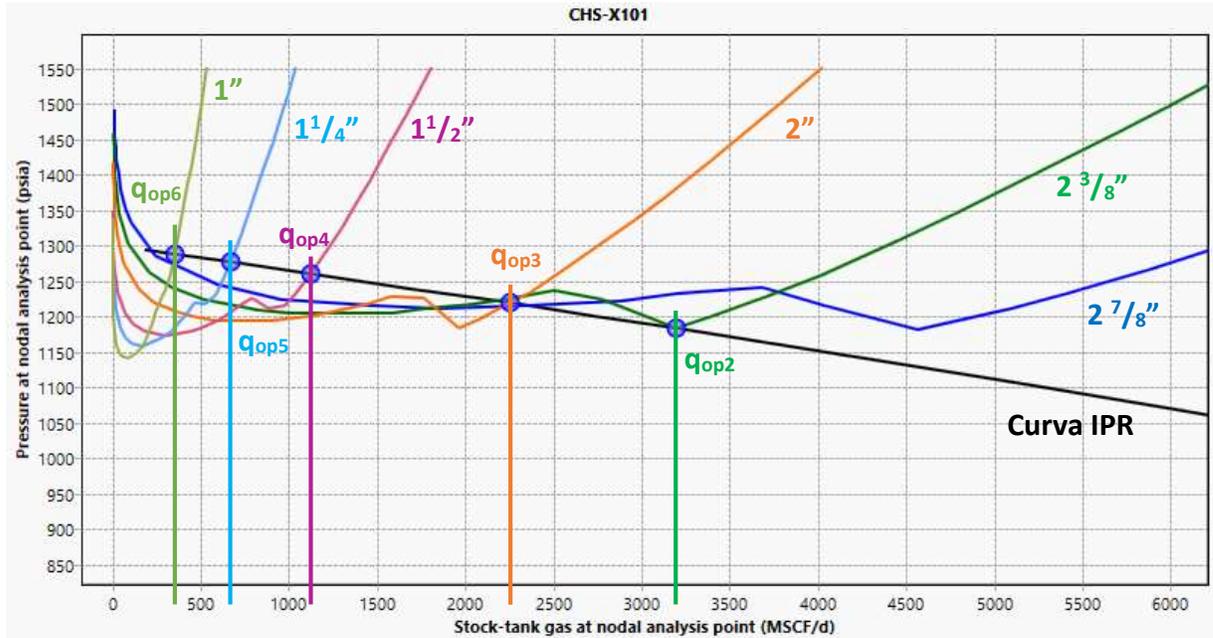
Tabla 6.11 Gasto operativo y crítico a $P_r=1400$ [psia] y $P_{wh}=909,7$ [psia]

Diámetro [in]	Gasto de operación [Mpcsd]	Caudal crítico [Mpcsd]
2 7/8	No converge	1893
2 3/8	No converge	1437
2	2135	1008
1 1/2	1079	546
1 1/4	641	358
1	335	216

Fuente: PIPESIM, Schlumberger, en base a datos de la empresa Vintage

En la Tabla 6.11 los caudales de operación para los diámetros menores de sartas velocistas siguen siendo mayores que sus caudales críticos ante tal declinación de presión en el reservorio. Ahora se toma en cuenta también, además de la declinación de la presión de reservorio, la reducción de la presión de cabezal de pozo, una acción que se realiza para facilitar el funcionamiento de la sarta velocista porque disminuye la restricción de flujo de producción. En la Figura 6.15 se muestra la simulación de análisis nodal a una $P_r=1300$ [psia], y una $P_{wh}=800$ [psia].

Figura 6.14 Análisis nodal a $P_r=1300$ [psia] y $P_{wh}=800$ [psia]



Fuente: PIPESIM, Schlumberger, en base a datos de la empresa Vintage

Se puede apreciar en la Figura 6.15 que para diámetros más grandes aún no hay convergencia entre la curva IPR declinada y las curvas TPR, a diferencia que para diámetros menores de sartas de velocidad. En la Tabla 6.12 se muestran sus caudales operativos y críticos.

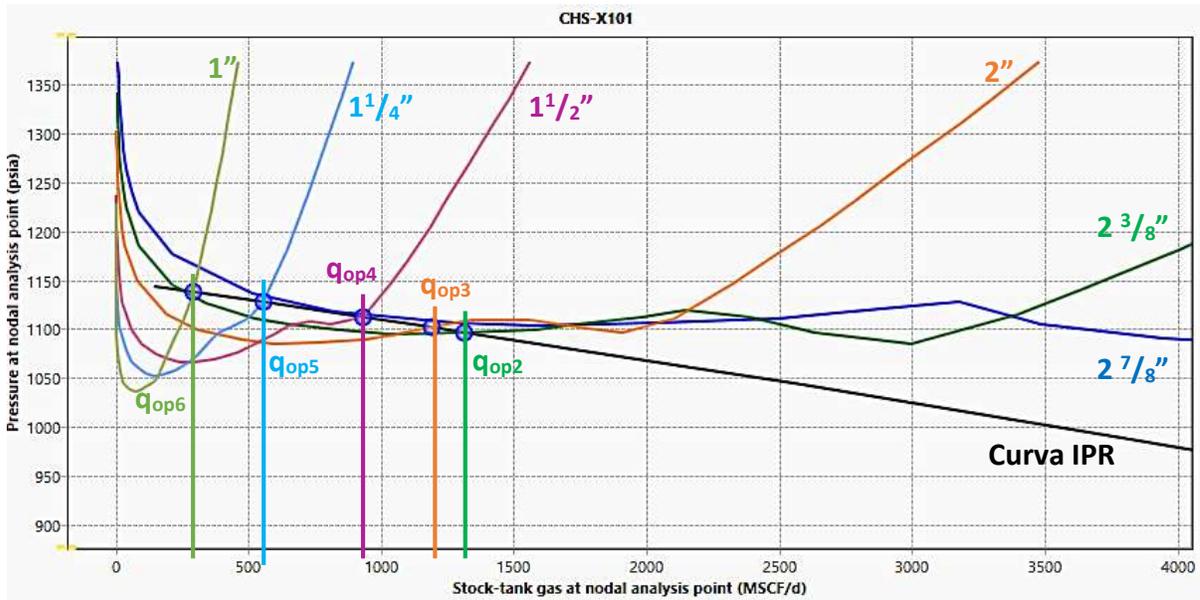
Tabla 6.12 Gasto operativo y crítico a $P_r=1300$ [psia] y $P_{wh}=800$ [psia]

Diámetro [in]	Gasto de operación [Mpcsd]	Caudal crítico [Mpcsd]
2 7/8	No converge	1750
2 3/8	3194	1326
2	2257	930
1 1/2	1128	504
1 1/4	670	330
1	352	199

Fuente: PIPESIM, Schlumberger, en base a datos de la empresa Vintage

Los caudales de operación para los diámetros menores de sartas velocistas siguen siendo mayores que sus caudales críticos ante tal declinación de presión en el reservorio. En la Figura 6.16 se muestra la simulación de análisis nodal a una $P_r=1150$ [psia], y una $P_{wh}=720$ [psia].

Figura 6.15 Análisis nodal a $P_r=1150$ [psia] y $P_{wh}=700$ [psia]



Fuente: PIPESIM, Schlumberger, en base a datos de la empresa Vintage

A $P_r = 1150$ [psia] y $P_{wh} = 700$ [psia] se denota que para diámetros más grandes aún no hay convergencia entre la curva IPR declinada y las curvas TPR, a diferencia de diámetros menores de sarta de velocidad. En la Tabla 6.13 se muestran sus caudales operativos y críticos.

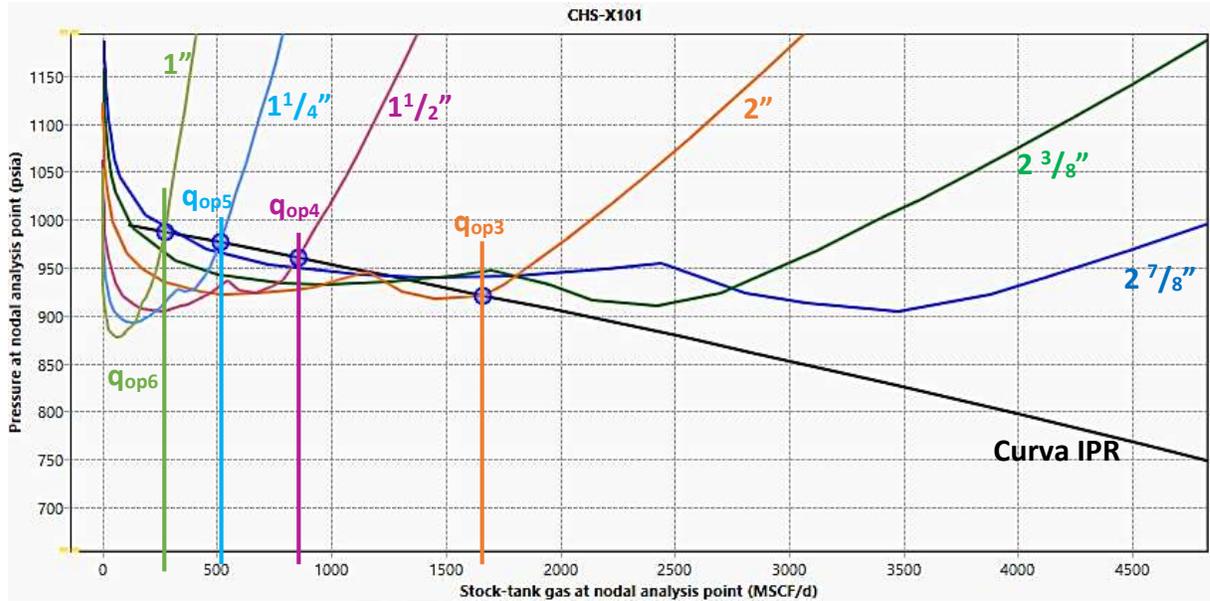
Tabla 6.13 Gasto operativo y crítico a $P_r=1150$ [psia] y $P_{wh}=700$ [psia]

Diámetro [in]	Gasto de operación [Mpcsd]	Caudal crítico [Mpcsd]
2 7/8	No converge	1611
2 3/8	1311	1221
2	1193	857
1 1/2	933	464
1 1/4	558	304
1	294	184

Fuente: PIPESIM, Schlumberger, en base a datos de la empresa Vintage

Los caudales de operación para los diámetros menores de sarta velocistas siguen siendo mayores que sus caudales críticos ante tal declinación de presión en el reservorio. En la Figura 6.17 se muestra la simulación de análisis nodal a una $P_r=1000$ [psia], y una $P_{wh}=600$ [psia].

Figura 6.16 Análisis nodal a $Pr=1000$ [psia] y $P_{wh}=600$ [psia]



Fuente: PIPESIM, Schlumberger, en base a datos de la empresa Vintage

Aún se evidencia que para diámetros más grandes no hay convergencia entre la curva IPR declinada y las curvas TPR, a diferencia de diámetros menores de sarta de velocidad. En la Tabla 6.14 se muestran sus caudales operativos y críticos.

Tabla 6.14 Gasto operativo y crítico a $Pr=1000$ [psia] y $P_{wh}=600$ [psia]

Diámetro [in]	Gasto de operación [Mpcsd]	Caudal crítico [Mpcsd]
2 7/8	No converge	1468
2 3/8	No converge	1112
2	1665	780
1 1/2	856	423
1 1/4	513	277
1	272	167

Fuente: PIPESIM, Schlumberger, en base a datos de la empresa Vintage

Los caudales de operación para las tuberías con diámetros menores al real son capaces de elevar los líquidos a superficie, ante tal declinación de presión en el reservorio.

El caudal de operación para las tuberías de 1" y 1/4" la curva IPR declinada y las curvas TPR convergen, sin embargo el diámetro de 1 1/2" es más conveniente porque aún habría producción de

gas y sin el problema de carga de líquidos. Para el resto de sartas ya no habría producción por no tener convergencia entre sus curvas TPR y la curva IPR declinada.

De acuerdo a este análisis, la sarta de velocidad de 1^{1/2}” colaboraría mejor para extraer los líquidos del fondo del pozo CHS-101, fluyendo establemente con una declinación normal, sin el problema de carga de líquidos y prolongando su vida productiva. Las tuberías de 1” y 1^{1/4}” también sobrepasan la velocidad crítica, pero con sus diámetros reducidos se tiene el riesgo de perder energía en el pozo por la fricción.

b) Estimación de los hidrocarburos recuperados.

b.1) Volumen estimado del banco de condensado en el fondo de pozo.

De acuerdo al inciso c.3) de gradiente de presión, el nivel del líquido en la tubería de producción está a una profundidad de 5330 pies. Con este dato, además de los caudales de condensado y agua en el Anexo 5.1, y los datos de las tuberías de producción y revestimiento de la Tabla 6.4, se calcula el volumen aproximado de condensado en el fondo de pozo.

El volumen total líquido con la sumatoria de los caudales de agua y condensado:

$$q_{Liq} = q_{cond} + q_w = 16,67 + 12,46 \quad \rightarrow \quad \mathbf{q_{Liq} = 29,13 [bblsd]}$$

Se determina la fracción de condensado que se encuentra en la cantidad líquida total:

$$Fracc_{cond} = \frac{q_{cond}}{q_{Liq}} = \frac{16,67}{29,13} \quad \rightarrow \quad \mathbf{Fracc_{cond} = 0,572}$$

Se calcula el volumen de líquido acumulado en el fondo de pozo:

$$Vol_{Liq} = Vol_{TP} + Vol_{TR} = \left[\frac{\pi}{4} * \left(\frac{ID_{TP}}{12} \right)^2 * (h_{TP} - h_{NivLiq}) \right] + \left[\frac{\pi}{4} * \left(\frac{ID_{TR}}{12} \right)^2 * (h_{TR} - h_{TP}) \right]$$

$$Vol_{Liq} = \left[\frac{\pi}{4} * \left(\frac{2,441}{12} \right)^2 * (6293 - 5330) \right] + \left[\frac{\pi}{4} * \left(\frac{6,276}{12} \right)^2 * (6583 - 6293) \right]$$

$$\mathbf{Vol_{Liq} = 93,60 [ft^3]}$$

El volumen de condensado que se encuentra acumulado en el fondo de pozo:

$$Vol_{cond} = Vol_{Liq} * Fracc_{cond} = 93,60 * 0,572$$

$$\mathbf{Vol_{cond} = 53,54 [ft^3]}$$

b.2) Estimación del gas producido.

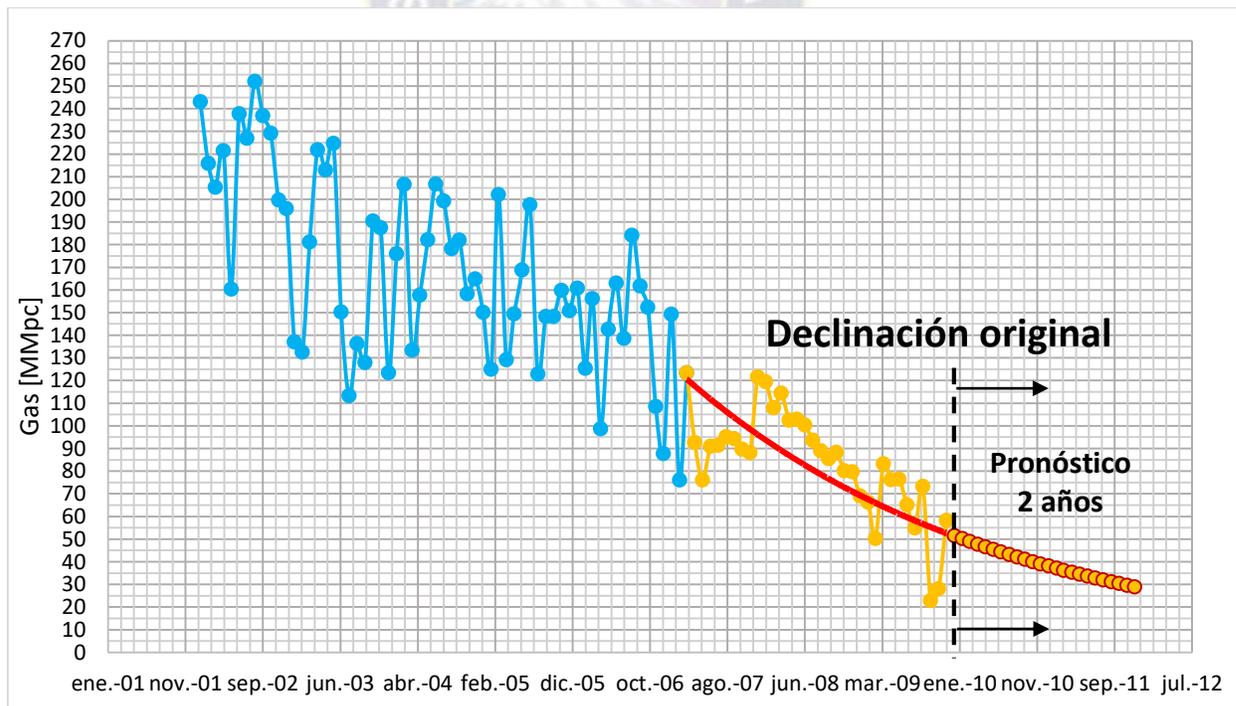
La efectividad de este método tiene un tiempo promedio de 24 meses, antes de que sea necesario otro método de levantamiento artificial (Quintana Juan, Duque Eusebio, Díaz José, Eras José, Rodas José, Vergara Enrique & Washington Prieto, Coiled Tubing Velocity Solves and Prevents Liquid-Loading Problems in Gas Well: Case Study in the Gulf of Guayaquil, Ecuador, 2015). Con la implementación de la tubería flexible como sarta de velocidad el problema de carga de líquidos desaparece y su declinación acelerada se detiene, retomando su declinación normal.

Con el tiempo de 24 meses y las declinaciones normales y aceleradas, se estima la producción de gas natural total con este método (cálculos efectuados en el Anexo 10).

ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN SIN TUBERÍA FLEXIBLE:

$$\text{Producción Total} = 940,180 \text{ [MMpc]}]$$

Figura 6.17 Pronóstico de producción sin TF



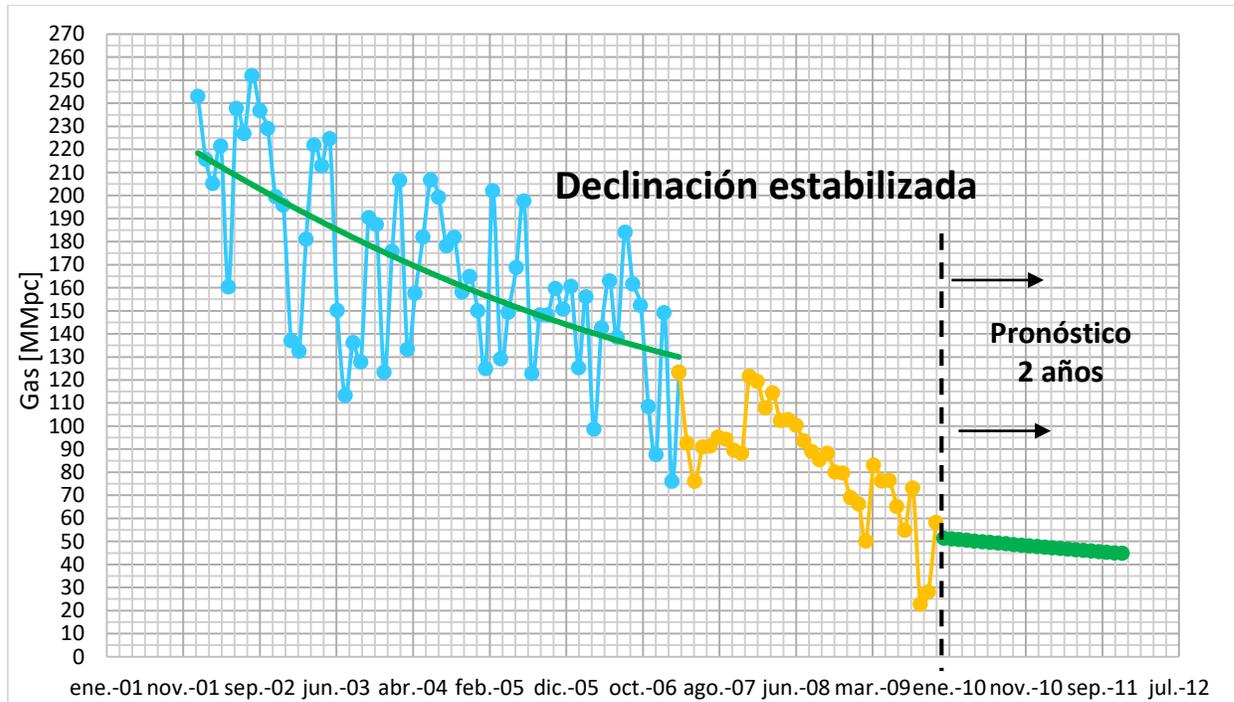
Fuente: Univ. Alvaro Pérez, Facultad de Ingeniería, Ingeniería Petrolera, UMSA, 2018

En la Figura 6.18 se observa que siguiendo la declinación original en 24 meses por delante, el pozo CHS-101 sigue produciendo pero a un gasto menor por su fuerte declinación.

ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN CON TUBERÍA FLEXIBLE:

Producción Total = 1 153,404 [MMpc]

Figura 6.18 Pronóstico de producción con TF



Fuente: Univ. Alvaro Pérez, Facultad de Ingeniería, Ingeniería Petrolera, UMSA, 2018

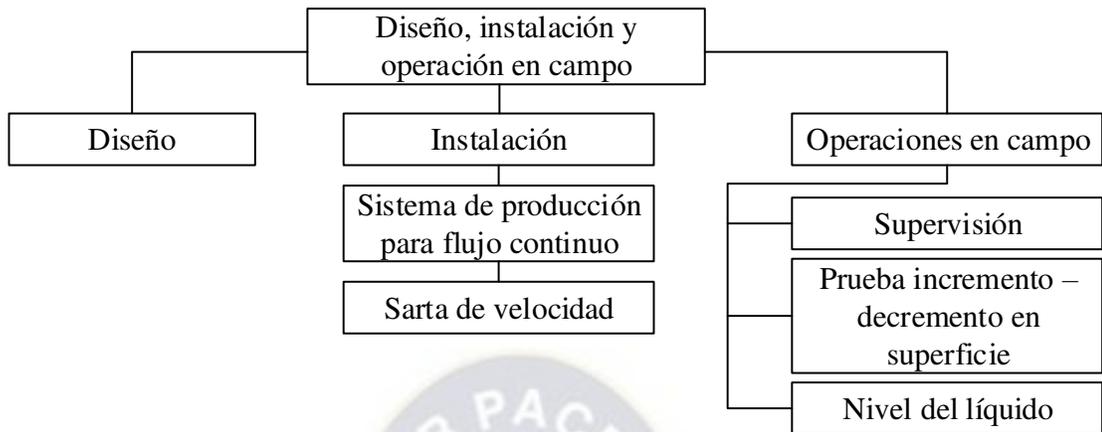
En la Figura 6.19 se observa que siguiendo la declinación estabilizada gracias a la remoción de líquidos con la sarta de velocidad de tubería flexible, el pozo CHS-101 sigue produciendo y a una declinación menos pronunciada.

La diferencia de los valores de producción acumulada se denota claramente, tanto en los valores numéricos como en los gráficos.

c) Organización de actividades de campo.

Con el problema de carga de líquidos solucionada y la curva de declinación estabilizada, inicia la nueva fase de producción en la vida del pozo, comenzando con la supervisión diaria del comportamiento del pozo y modificaciones de algunos parámetros en caso que sean requeridos. En la Figura 6.20 se muestra el diagrama de la organización de las actividades en campo.

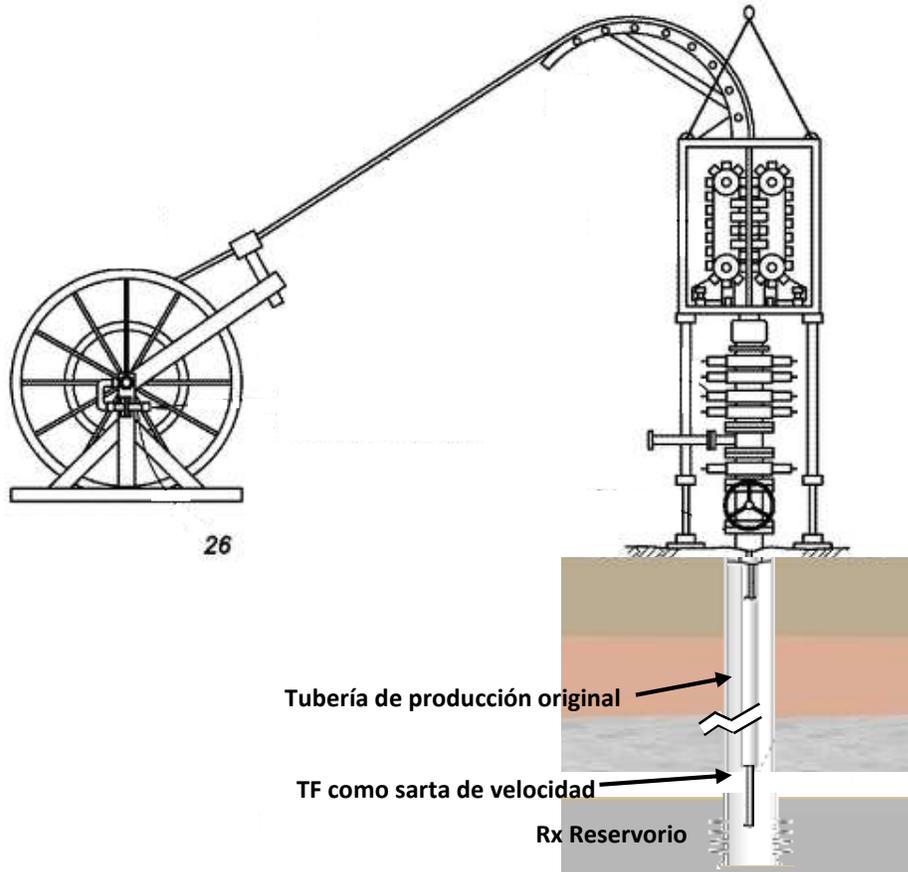
Figura 6.19 Diagrama de organización de actividades en campo



Fuente: “Solución integral para tratar el problema de carga de líquido en pozos de gas del Activo Burgos”, por empleados de Schlumberger y PEMEX, 2005

En la Figura 6.21 se muestra una configuración de producción aproximada para la aplicación de la sarta de velocidad en el pozo CHS-101.

Figura 6.20 Tubería original y sarta de velocidad



Fuente: “Tubería flexible, la próxima generación”, por Schlumberger (2004)

La opción conveniente de sarta de velocidad bajo las condiciones asumidas y simuladas del pozo CHS-101, es la tubería de 1,5” de diámetro. A pesar que la de 1” y 1,25” tienen mayor rango de aceptación para evitar la carga de líquido ante futuras declinaciones del reservorio, se tiene el riesgo de sufrir pérdidas de presión por fricción debido a sus muy reducidos diámetros. Este análisis se realizaría mejor con programas especializados de tubería flexible.

Este escenario asume que la columna de líquidos ha sido removida del pozo, que la declinación acelerada de producción se ha normalizado, y por tanto que se prolonga la vida productiva del pozo CHS-101. Cabe notar que no se consideró el estrangulador de superficie, porque en todo momento se trabajó solamente con la presión de cabeza de pozo.

6.6. Cálculo de las emisiones evitadas por omitir las purgas

Con la Ecuación 5.1 se calcula el volumen de hidrocarburos que se emplea en el venteo para eliminar la carga de líquidos sin instalación de ningún método de levantamiento artificial. Asumiendo que se realiza un venteo por mes:

$$V_{vva} = (0,37 * 10^{-6}) * d_{tr}^2 * h * P_{ws} * \#vent$$
$$V_{vva} = (0,37 * 10^{-6}) * 6,276^2 * 6583 * 1509,7 * 12$$

Se tiene el siguiente valor:

$$V_{vva} = 1\ 738,05 \text{ [Mpcs/año]}$$

Este es el volumen mínimo de gas que se ventea a presión atmosférica del pozo CHS-101 en un año para extraer los líquidos en el fondo del pozo.

CAPÍTULO 7

EVALUACIÓN DEL PROYECTO

7.1. Evaluación técnica

7.1.1. Análisis de resultados.

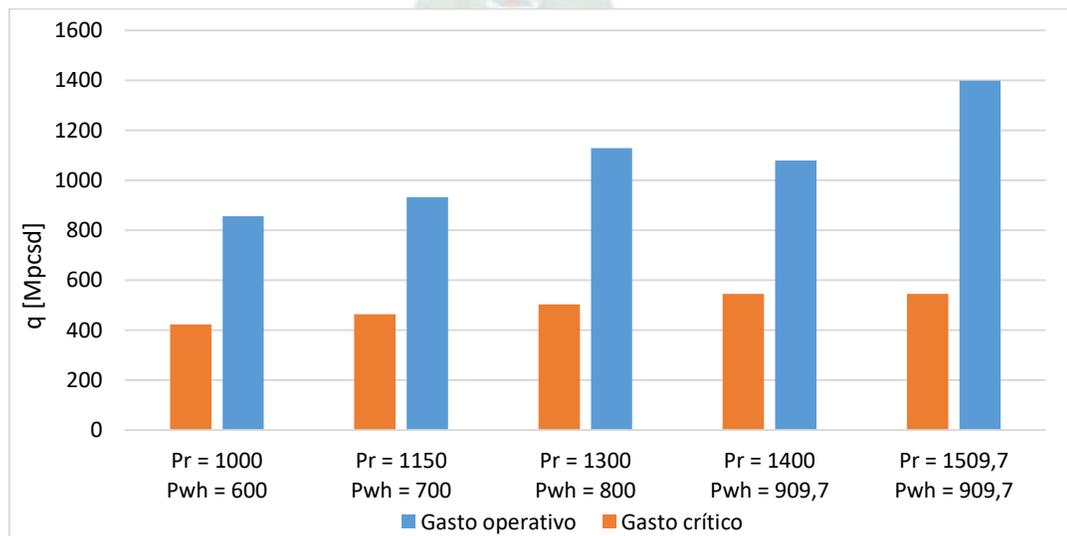
A continuación se presenta en la Tabla 7.1 un resumen con los datos de producción y gastos críticos para cada diseño de sarta de velocidad.

Tabla 7.1 Resumen de resultados obtenidos por simulación en PIPESIM

Diámetro [in]	Gasto de operación [Mpcsd]	Caudal crítico [Mpcsd]
@ P_r = 1509,7 [psia] y P_{wh} = 909,7 [psia]		
2 7/8	1197,33	1893
1 1/2	1398	546
@ P_r = 1400 [psia] y P_{wh} = 909,7 [psia]		
2 7/8	No converge	1893
1 1/2	1079	546
@ P_r = 1300 [psia] y P_{wh} = 800 [psia]		
2 7/8	No converge	1750
1 1/2	1128	504
@ P_r = 1150 [psia] y P_{wh} = 700 [psia]		
2 7/8	No converge	1611
1 1/2	933	464
@ P_r = 1000 [psia] y P_{wh} = 600 [psia]		
2 7/8	No converge	1468
1 1/2	856	423

Fuente: PIPESIM, Schlumberger, en base a datos de la empresa Vintage

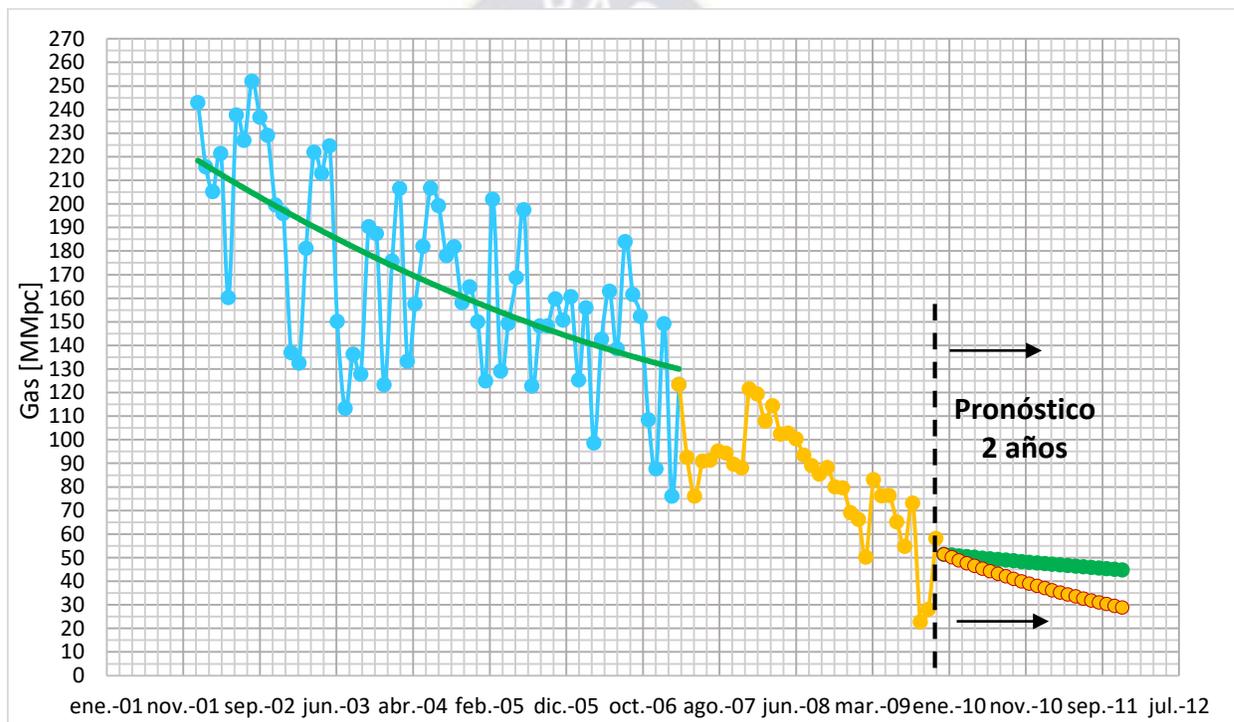
Figura 7.1 Caudal operativo y crítico para TF de 1,5"



Fuente: Univ. Alvaro Pérez, Facultad de Ingeniería, Ingeniería Petrolera, UMSA, 2018

Como se observa tanto en la Tabla 7.1 como en la Figura 7.1, el flujo continúa estable a presiones declinadas y no se evidencia la carga de líquidos debido a que el caudal operativo permanece superior al caudal crítico. Se estima que la sarta de velocidad funcionaría eficientemente durante dos años antes que presente nuevamente estos síntomas. A continuación se presenta en la Figura 7.2, en color verde la posible curva de declinación una vez implementada la sarta de velocidad.

Figura 7.2 Curva de declinación estabilizada



Fuente: Univ. Alvaro Pérez, Facultad de Ingeniería, Ingeniería Petrolera, UMSA, 2018

En la Figura 7.2 se aprecia que la declinación acelerada (color naranja), a causa de la carga de líquidos, es estabilizada gracias a la implementación de la sarta de velocidad. Por otro lado, se tiene en la Tabla 7.2 la estimación de los volúmenes de hidrocarburos recuperados.

Tabla 7.2 Resumen producción de hidrocarburos con y sin sarta de velocidad

Aspecto	Sin sarta de velocidad	Con sarta de velocidad
Condensado recuperado de fondo de pozo	0	53,54 [ft ³]
Producción de gas natural en 24 meses	940,180 [MMpcs]	1 153,404 [MMpcs]
Volumen de gas venteado por año	1 738,05 [Mpcs]	0

Fuente: Univ. Alvaro Pérez, Facultad de Ingeniería, Ingeniería Petrolera, UMSA, 2018

De esta manera se observan cifras positivas respecto a la recuperación de hidrocarburos con la implementación de una sarta de velocidad.

7.1.2. Ventajas y desventajas técnicas de la sarta de velocidad.

Nos encontramos con una serie de ventajas e inconvenientes para la aplicación de la sarta de velocidad, y de la tubería flexible como sarta de velocidad.

7.1.2.1. Ventajas.

- Minimiza la carga de líquidos acumulada en el fondo del pozo CHS-101, regularizando el caudal de operación.
- Se detiene la acelerada declinación de producción del campo Chaco Sur, estabilizando su declinación y prolongando su vida útil.
- No requiere fuente de energía externa, debido a que utiliza la energía natural del reservorio.
- Prolonga la vida productiva del pozo, sin necesidad de una reparación o intervención mayor.
- Es posible alargar la vida útil del equipo mediante la combinación con otros métodos de levantamiento superficial, como ser la inyección de espumantes, o con la instalación de un compresor.
- Las ventajas de emplear la tubería flexible como sarta de velocidad incluyen:
 - o Menor tiempo de instalación de la unidad.
 - o Rápida movilización del equipo, y traslado a la locación con mayor facilidad
 - o Menor espacio ocupado.
 - o No hay necesidad de matar el pozo para su instalación, evitando daño a la formación.
 - o No se detiene la producción durante la intervención con esta unidad, por lo que se puede operar en pozos fluyentes, mientras se trabaja la sarta para su elevación e introducción, con un conducto de alta presión hacia dentro y fuera del pozo.
 - o Sin adherencia de parafinas o sales, y soportan altas temperaturas.
 - o Puede ser introducido en tuberías de producción fallidas como tuberías nuevas sin mayores intervenciones.
 - o Se logra un mejoramiento del posicionamiento, asegurando inyección uniforme en zona o área de interés.
 - o No se requiere una torre o mástil adicional.
 - o El cuerpo de la tubería flexible no necesita que se hagan o deshagan conexiones.

- Resulta una efectiva solución para producir pozos desviados u horizontales.
- Es posible desarrollar operaciones adicionales antes y después de la intervención, como limpiezas, levantamientos, entre otros.
- Los pozos bombeados con varillas y/o desviaciones “pata de perro” que se han tornado no rentables debido a promedios altos de fallas de operaciones, son candidatos para el uso de tuberías flexibles como sargas de velocidad.
- Protege a las tuberías y equipos de superficie de fluidos corrosivos, debido a la alta resistencia de la tubería flexible.
- Para las recientes tecnologías desarrolladas para tuberías flexibles, se puede añadir este conjunto de beneficios:
 - Eliminación de mantenimiento por corrosión interna
 - No se necesita de programas de inhibición química
 - No se requiere monitoreo de integridad
 - Su superficie lisa reduce pérdidas por fricción, y aumenta la capacidad de flujo
 - Resiste altas presiones
 - Posee alta flexibilidad
 - Elimina problemas de corrosión externa
 - Puede producirse a través de la misma tubería o mediante el espacio anular formado
 - Se encuentra en permanente desarrollo de nuevas tecnologías, y soluciones integrales.

7.1.2.2. Desventajas.

- La eficiencia de este método depende de una baja producción de líquidos, una alta presión de reservorio, y una baja presión de tubería de producción para generar la caída de presión necesaria. En otras palabras, es ideal aplicarlo en pozos donde está iniciando el problema de colgamientos.
- Pierde efectividad y pone en riesgo su integridad ante arenamientos.
- Para pozos con problemas de carga de líquidos, las correlaciones de flujo multifásico tienen importantes desviaciones a la hora de modelar el comportamiento de producción del pozo, también existen software especializados para analizar este tipo de problemas.
- El incremento en la pérdida de presión debido a la fricción perjudica la producción, de ahí la importancia de elegir el diámetro óptimo de la TF que se instalará, ya que si el sistema es bien diseñado e identificado, logrará ser más económico que cualquier otra forma de método de

mantenimiento de presión del pozo o sistema artificial de producción.

- Las desventajas respecto a utilizar una unidad de tubería flexible son:
 - Se dificulta la operación si los pozos son horizontalmente largos.
 - No existe una configuración estándar del equipo, lo cual sería útil bajo cualquier condición de trabajo, debido a la gran variedad de aplicaciones.
 - En cuanto a su composición química y de diseño, debe ser tomado como un producto de consumo de vida útil limitada.
 - A causa de los problemas de corrosión y fatiga de la tubería, el término de su vida útil llegará eventualmente. Para manejar esta situación, se debe recurrir a la confiabilidad y predictibilidad, que consiste en tomar en cuenta y controlar los parámetros de la tubería. Todo esto para identificar aquellos parámetros afectados, y los que afectarán en el desempeño de las operaciones, y de esta manera contabilizar los efectos adquiridos y mejorar la confiabilidad de la tubería y de su servicio.
 - El diseño realizado es muy general, ya que idealmente debe ser realizado con softwares especializados y datos específicos de tubería flexible para una mayor exactitud, y consideración de su funcionamiento y parámetros específicos.
 - Por su espesor más delgado que la de una tubería por tramos, su resistencia a la carga de tensión es limitada.
 - Debido a las características del transporte por carretes (altura y peso), se tiene una longitud limitada de tubería flexible que puede envolverse en un carrete.
 - La tubería flexible no puede rotarse en superficie.

7.1.3. Análisis FODA de la tubería flexible.

7.1.3.1. Fortalezas.

- Eliminación de mantenimiento por corrosión interna, y no se necesita de programas de inhibición química
- No se requiere monitoreo de integridad
- Su superficie lisa reduce pérdidas por fricción, y aumenta la capacidad de flujo
- Resiste altas presiones
- Posee alta flexibilidad
- Elimina problemas de corrosión externa
- Puede producirse a través de la misma tubería o mediante el espacio anular formado

- Es de tamaño compacto, por lo que ocupa poco espacio y es fácilmente transportable
- Se encuentra en permanente desarrollo tecnológico e implementación integral.

7.1.3.2. Oportunidades.

Debido a su atractivo económico, sus avances tecnológicos, y gran versatilidad para realizar diversos servicios, se proyecta un crecimiento en la demanda de unidades de tubería flexible en el sector de las actividades de upstream de hidrocarburos, tal como se indica en el numeral 4.3 sobre las aplicaciones de la TF, y el numeral 4.4 sobre su demanda creciente en la industria.

Su utilización como sarta de velocidad no es más que una de muchas. Además, si está bien diseñada e instalada, resulta ser de las técnicas más económicas y eficientes que se pueda aplicar.

7.1.3.3. Debilidades.

- Cuando es empleado como sarta de velocidad, no funciona eficientemente ante arenamientos.
- Para unidades TF con diámetros reducidos, se tiene el riesgo de perder energía de extracción por fricción.
- No se tiene una configuración estándar del equipo y de la utilización, por lo que depende de la experiencia de los operadores el buen y óptimo funcionamiento.
- Con el tiempo y el uso, la tubería flexible llega a tener problemas de corrosión y fatiga. Es decir, tiene un término de vida útil.
- La tubería flexible no puede rotarse en superficie.
- Requiere de softwares y personal especializados para su diseño óptimo y exacto.
- Por su espesor más delgado que la de las tuberías por tramos su resistencia a la carga de tensión es limitada.
- Como es transportada en carretes de altura y peso determinados, tiene longitudes limitadas.

7.1.3.4. Amenazas.

- El uso desmedido de la tubería llega a dañarla con corrosión y fatiga, reduciendo su tiempo de vida útil, y arriesgando las operaciones que involucran su utilización.
- Los problemas ocasionados por un diseño inadecuado o por la inexperiencia de los operadores, pueden llegar a ser fatales. Como se puede ver en la Figura 7.3 la mala supervisión ante un mal manejo de una UTF en Irán, ocasionó la súbita regresión de cientos de metros de tubería a la superficie.

Figura 7.3 Accidente grave por mala supervisión de unidad TF en Irán



Fuente: Righands.com

7.2. Evaluación económica

Se aplica el análisis beneficio-costos, el cual se realiza en proyectos de inversión para estimar costos y enfatizar beneficios. Es una técnica de evaluación económica que ayuda a tomar decisiones en estudios de viabilidad, y estudios previos para abordar cualquier tipo de proyecto. En esta oportunidad se calculará este simple indicador económico para determinar la factibilidad económica de implementar el método de sarta de velocidad en el pozo CHS-101.

7.2.1. Costos.

A continuación en la Tabla 7.3 se presenta los costos de acuerdo a la Banda de Precios de la Agencia Nacional de Hidrocarburos para la implementación de la tubería flexible como sarta de velocidad.

Tabla 7.3 Costos del proyecto

Descripción	Costo [\$]
Unidad TF transporte	5 025
Unidad TF instalación	6 424
Unidad TF como Sarta de Velocidad	409 962,6
TOTAL	421 411,6

Fuente: Banda de precios ANH, 2018

7.2.2. Beneficios.

A continuación se calcula el valor económico de recuperar el condensado acumulado en el fondo de pozo, tomando como referencia el precio del mismo (31,106 \$ / bbls).

$$Valor_{cond\ recup} = V_{cond\ recup} * Precio_{cond} = 53,54[pc] * \frac{1 [bbls]}{5,615 [pc]} * \frac{31,1609 \$}{1 [bbls]}$$

$$\mathbf{Valor_{cond\ recup} = 297,12 \$}$$

En seguida se calcula el ahorro de gas no emitido a la atmósfera, con el volumen calculado en el numeral 6.6 (1 738,05 [Mpcs/año]), para 24 meses. Se considera el precio de venta del gas a la Argentina (5,9614 [\$/Mpcs]) (La Razón, 2018).

$$Ahorro\ por\ emisiones = 2 * q_{g_{emis}} * Precio_{gas} = 2 * 1738,05 * 5,9614$$

$$\mathbf{Ahorro\ por\ emisiones = 20\ 722,42 \$}$$

A continuación se presenta el beneficio neto por la producción de gas implementando la sarta de velocidad en 24 meses, mediante la diferencia entre la ganancia que podría obtenerse con el uso de la sarta de velocidad y la ganancia original sin ella. Se utilizan los valores de la Tabla 7.2.

$$Benef\ Neto_{gas} = (q_{g\ c/TF} - q_{g\ s/TF}) * Precio_{gas} = (1\ 153\ 404 - 940\ 180) * 5,9614$$

$$\mathbf{Benef\ Neto_{gas} = 1\ 271\ 113,55 \$}$$

Se obtiene en la Tabla 7.4 el siguiente resumen de beneficios.

Tabla 7.4 Beneficios del proyecto

Descripción	Beneficio [\$]
Condensado recuperado	297,12
Ahorro por emisiones evitadas	20 722,42
Producción gas 24 meses	1 271 113,55
TOTAL	1 292 133,1

Fuente: Univ. Alvaro Pérez, Facultad de Ingeniería, Ingeniería Petrolera, UMSA, 2018

7.2.3. Relación beneficio-costo.

Ahora se halla el indicador económico de relación beneficio-costos, dividiendo los beneficios adquiridos por el proyecto entre los costos que involucran el mismo.

$$R_{b/c} = \frac{Total\ beneficios}{Total\ costos} = \frac{1\ 292\ 133,1}{421\ 411,6}$$

$$R_{b/c} = 3,07$$

Como la relación beneficio-costo tiene un valor mayor a uno, entonces se acepta el proyecto, es decir que es viable económicamente.

7.2.4. Ventajas económicas de la sarta de tubería de velocidad.

A continuación se presentan en forma escrita las ventajas económicas principales que ofrece la implementación de la sarta de velocidad de tubería flexible.

- Aumento de ingresos por optimización.
 - Producción suficientemente estabilizada para costear el equipo y obtener excedentes.
 - Ahorro de costo y de producción, al evitar el pistoneo y la purgación.
 - Los pozos bombeados con varillas y/o desviaciones “pata de perro” que se han tornado no rentables debido a promedios altos de fallas y de costos de operaciones, pueden ser candidatos para el uso de tuberías flexibles como sertas de velocidad.
- Menor costo de mantenimiento.
 - Costos adicionales evitados, tales como costos de tratamiento de pozo y de workover, y reducción de combustible y energía.
 - Se reducen costos de mantenimiento debido a que se eliminan los problemas de corrosión interna.
 - No necesita costosos programas de inhibición química ni programas de monitoreo de integridad.
 - Sin adherencia de parafinas o sales, reduciendo el costo de estos tratamientos.
- Menor costo de operación.
 - Bajos costos de movilización, por tratarse de una unidad pequeña móvil.
 - Menor tiempo de instalación, ahorro en tiempo de adquisición del equipo.
 - Menor personal para el manejo del equipo, menor cantidad de cuadrillas de trabajo.
 - No se requiere una torre o mástil adicional.
 - Es posible desarrollar operaciones adicionales antes y después de la estimulación, ahorrando el costo por el uso de otros equipos, como ser: limpiezas, levantamientos, entre otros. Se adapta fácilmente.
 - Reduce el tiempo de una corrida y el tiempo que el pozo no produce, por lo que se evita pérdida de tiempo de producción continuo, generando al mismo tiempo ingresos.

- Otros ahorros.
 - o Ahorro por implementar menos medidas de mitigación y restauración, debido a que se provoca menos impacto ambiental.
 - o Bajo costo en medidas de corrección de riesgos debido a su manejo seguro.
- Su economía y velocidad son los principales incentivos para su utilización.
- En otros casos, ayuda a llevar a pozos económicamente marginados de regreso a la producción.
- Mayor recuperación de componentes valiosos, es decir de condensados para su posterior tratamiento y comercialización.

Respecto a las ventajas y limitaciones principales se mencionan:

- El costo de inversión puede ser alto si no se diseña adecuadamente.
- La operación de mantenimiento al pozo para la recuperación y la instalación podría ser muy costoso.
- Ante una mala supervisión de las operaciones, pueden surgir pérdidas económicas críticas, como se menciona en el numeral 7.1.3.4.

7.3. Evaluación ambiental y seguridad industrial

Se determina el volumen de dióxido de carbono (CO₂) que es evitado a la atmósfera, por implementar la sarta de velocidad. El impacto ambiental del gas natural (metano, CH₄) como gas de efecto invernadero es alrededor de 23 veces mayor que del CO₂ (Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas, Gas No Convencional en España una oportunidad de futuro, 2013).

$$V_{CO_2} = V_{g_emis} * 23$$

$$V_{CO_2} = 1\,738,05 \left[\frac{Mpcs}{año} \right] * 23$$

$$V_{CO_2} = 39\,975,2 \left[\frac{Mpcs}{año} \right] = 39,96 \left[\frac{MMpcs}{año} \right]$$

Evitando este volumen de emisiones al año, mejora la calidad del aire para los ecosistemas y poblaciones aledañas, y de manera general el impacto ambiental de la industria del gas natural es mitigado. Por tanto, la afectación hacia los ecosistemas naturales circundantes al pozo CHS-101 es reducida, que corresponde al bosque chaqueño transicional, y a las poblaciones aledañas, como

la Comunidad Campesina de El Alambrado (ver mapas temáticos en Anexo 11).

Por otro lado, la unidad de tubería flexible no necesita un elevado número de personal, el equipo ocupa poco espacio y reduce el impacto ambiental, tanto en su transporte como en su instalación.

La eficiencia y seguridad en intervenciones de pozos vivos en presión, flujo y/o pérdida, y rigidez en pozos verticales y desviados, y la posibilidad de comando a distancia (seguridad personal) también son sus ventajas.



CAPÍTULO 8

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se realizaron cálculos manuales en el programa Excel de parámetros básicos, como ser densidades y velocidades críticas, y simulaciones de los comportamientos de producción en el programa PIPESIM. Se determinaron los caudales de operación y caudales críticos, para compararlos y determinar el tamaño adecuado de sarta de velocidad para el pozo CHS-101.

Por otro lado se calculó el volumen de gas natural no emitido a la atmósfera y su equivalente en volumen de dióxido de carbono. Se realizaron las evaluaciones técnicas, económicas y ambientales, y sus conclusiones se presentan a continuación:

8.1. Conclusiones

- Los pozos de gas condensado, húmedo e incluso seco, eventualmente experimentan carga de líquidos, ya sea por sus hidrocarburos que se condensan o por el agua que se acumula en el fondo del pozo.
- La carga de líquidos es un serio problema en pozos gasíferos, debido a que restringe la producción y acelera su declinación. El gradiente de presión del pozo y las curvas de declinación son los datos que detectan efectivamente la presencia de este problema.
- Uno de los métodos más efectivos para solucionarlo es la instalación de sarta de velocidad. El cual incrementa la velocidad del gas, o en este caso del proyecto, disminuye la velocidad crítica necesaria para levantar los líquidos del fondo del pozo.
- La aplicación de sarta velocista de tubería flexible en el pozo CHS-101 se realizó para la extracción de los líquidos acumulados en el fondo de pozo.
- Se determinaron los parámetros básicos en el programa Excel, y las simulaciones en el programa PIPESIM, dando como resultado que la tubería de 1,5” es la más adecuada para la extracción de los líquidos acumulados.
- La tubería real de 2,875” no es suficiente para extraer los líquidos acumulados debido a que su velocidad crítica es superior. Y las tuberías de 1” y 1,25”, que también resultaron efectivas como la de 1,5”, se dejan para análisis debido a que su reducido diámetro podría conllevar pérdidas mayores por fricción.
- Las ventajas técnicas de este método son diversas, siendo las más representativas las

siguientes: optimización de producción en pozos con problemas de carga de líquidos, estabilización de la curva de declinación, y prolongación de la vida productiva del pozo.

- Es más importante mantener una curva de declinación estable que incrementar la producción de gas para un periodo corto.
- Entre las ventajas principales de la tubería flexible están: la versatilidad de diversas operaciones con el mismo equipo, y la operación del mismo en pozos fluyentes sin necesidad de matar el pozo.
- Respecto a las limitaciones de este método las principales son: tiene mayor eficiencia en pozos de alta presión y menor acumulación de agua, si es mal diseñado u operado trae pérdidas económicas críticas.
- Los volúmenes de gas emitidos a la atmósfera por no utilizar este método son importantes, y más aún si se habla de un conjunto de pozos que tienen el mismo problema y que contribuyen a la contaminación atmosférica y finalmente al calentamiento global.
- Gracias a la declinación estabilizada, y los volúmenes de gas ahorrados por la no emisión y la recuperación de condensado, la relación beneficio-costos del presente proyecto resulta mayor a uno. Por lo que resulta en un proyecto viable económicamente.
- En relación al aspecto de seguridad industrial, sus principales ventajas son: menor personal involucrado y mayor velocidad de operación.
- A grandes rasgos, su implementación masiva en pozos que presentan declinación contribuiría a la estabilización de la declinación de producción en los campos gasíferos de Bolivia y prolongaría su vida productiva. De esta manera garantizando el abastecimiento de este recurso priorizando en el mercado interno, y seguidamente el mercado externo.
- Se concluye por tanto, que en las tres factibilidades: técnica, económica y ambiental, el presente proyecto es positivo y favorable.

8.2. Recomendaciones

A fin de mejorar el rendimiento del presente proyecto, superar las limitaciones y desventajas del método y del equipo empleado, y finalmente enriquecer la investigación sobre el mismo, se presentan las siguientes recomendaciones:

- Estudiar y ver el comportamiento de la producción, en el espacio anular formado entre la sarta velocista y la tubería de producción original, y su efecto combinado.

- Analizar las reservas remanentes del campo para determinar la factibilidad de la tecnología.
- Se recomienda utilizar también el software de Schlumberger: OLGA, para un mejor análisis y mayor cantidad de parámetros respecto a la carga de líquidos en pozos de gas.
- Determinar el momento exacto para su aplicación, ya que si la sarta velocista fuese instalada antes, podría actuar como un freno innecesario para la producción debido a la fricción, y si se instalase después, el pozo podría morir a poco tiempo de la instalación o antes.
- Para análisis detallados y más exactos, calcular el tiempo de vida de la sarta y evaluar la selección del siguiente método de levantamiento artificial que pueda utilizar también la sarta velocista combinando métodos, y así alargar su vida útil y ahorrar en costos.
- Para determinar la vida útil del equipo de tubería flexible, ya que puede aplicarse en más de un pozo en determinados tiempos, se deberían analizar sus propiedades como ser: rugosidad, fatiga, resistencia a la tensión y a la compresión, degradación por corrosión y curvatura. Mediante correlaciones y métodos específicos, con softwares especializados para este equipo (CoilCAT, CIRCA, entre otros).
- Para el diseño más exacto de producción y eficiencia, emplear las mismas u otras correlaciones y métodos específicos, y softwares especializados en tuberías flexibles.
- Analizar también la posibilidad de instalar el *Tail pipe*, el cual es una variación de las sargas de velocidad. Si es bien diseñado e instalado, puede ofrecer mayores ventajas económicas.

BIBLIOGRAFÍA

- Alva, J., Ramírez, J., & Rosales, R. (Marzo de 2011). Aplicaciones de la tubería flexible. México: Instituto Politécnico Nacional.
- ANH Colombia. (2018). Obtenido de <http://www.anh.gov.co/portalregionalizacion/Paginas/LA-CADENA-DEL-SECTOR-HIDROCARBUROS.aspx>
- ANH Glossary. (2018). Obtenido de <https://www.anh.gob.bo/index.php?N=glosario>
- ANH, A. N. (2018). Banda de Precios. La Paz, Bolivia: ANH.
- Argote, W. (20 de Octubre de 2016). Proceso de separación gas-líquido. Santa Cruz, Bolivia: UAGRM. Obtenido de <https://www.slideshare.net/JhedayArgoteFlores/informe-gas-1-procesos-de-separacion>
- Arias, N. (2009). *Metodología para obtener un modelo de pozo que permita predecir el comportamiento de la producción de un pozo de gas*. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- Avila, I. (15 de Marzo de 2010). *La Comunidad Petrolera*. Obtenido de www.lacomunidadpetrolera.com
- Ballivián, A. (2016). *Análisis de presiones en tuberías verticales con flujo multifásico aplicado a pozos del campo margarita*. La Paz: UMSA.
- Batto, A. (31 de Mayo de 2014). La problemática de las emisiones de gases de efecto invernadero en Bolivia. Bolivia. Obtenido de https://cambioclimatico-bolivia.org/archivos/20140609002426_0.pdf
- BBC Mundo. (2 de Febrero de 2017). Obtenido de <https://www.bbc.com/mundo/noticias-internacional-40126746>
- Beggs, D. (s.f.). Production Optimization Using Nodal Analysis.
- Binli, Ö. (Diciembre de 2009). Overview of solutions to prevent liquid-loading problems in gas wells. METU Library E-Theses. Obtenido de <https://etd.lib.metu.edu.tr/upload/12611560/index.pdf>
- Cáceres, L. F. (s.f.). *El Gas Natural*. Corporación Aceros.
- Callejas, H. H. (2011). *Ingeniería de Reservorios I, Material de Estudio*. La Paz: UMSA.
- Camargo, R. (2006). *Ingeniería de Reservorios*. La Paz: UMSA.
- CBH. (2000). *Glosario Técnico/Legal, Sector Hidrocarburos*. La Paz: Cámara Boliviana de Hidrocarburos.
- CCAC, C. &. (Abril de 2017). Quema y venteo de gas asociado.
- Cermeño, M. (2005). Procedimientos para calcular la capacidad de producción de pozos de gas natural. Lima, Perú: Universidad Nacional de Ingeniería. Obtenido de http://cybertesis.uni.edu.pe/bitstream/uni/377/1/cermeno_rm.pdf
- Constructor Eléctrico. (19 de Julio de 2013). Obtenido de https://issuu.com/javdesigner/docs/revista_web_constructor_e_julio
- Corz, C. (29 de Agosto de 2018). Las reservas probadas de gas en Bolivia llegan a 10,7 TCF. *La Razón*. Obtenido de http://www.la-razon.com/economia/Bolivia-TCF-millones-barriles-petroleo-reservas_0_2992500736.html
- CSCIM, C. S. (2013). Gas No Convencional en España, una oportunidad de futuro. Madrid, España.
- Cuevas, F. (1992). *Determinación óptima del diámetro de la tubería de producción*. La Paz: UMSA.
- D'Arlach, C. (Abril de 2018). Definición de Reservas Probadas. La Paz, Bolivia: UMSA.

- DePerú. (2016). Origen e Historia del Gas Natural. Obtenido de <https://www.deperu.com/abc/hidrocarburos/365/origen-e-historia-del-gas-natural>
- Díaz, K. (Noviembre de 2015). Análisis de parámetros que afectan la productividad de los yacimientos de gas condensado. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela.
- El País. (7 de Febrero de 2018). pág. 5.
- El_Deber. (12 de Marzo de 2018). Exportaciones de hidrocarburos se recuperan hasta un 42%. *El Deber*. Obtenido de <https://www.eldeber.com.bo/bolivia/Hidrocarburos-recuperan-un-42-las-exportaciones-20180312-0026.html>
- EnergyPress. (Agosto de 2017). Brasil ve más competente el gas boliviano que el GNL.
- EPA, E. P. (2011). *Opciones para retirar fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas*. Washington D.C., EEUU.
- Escobar, F. (s.f.). *Fundamentos de la Ingeniería de Reservorios*. Huila: Universidad Surcolombiana.
- García, M. (2009). Análisis de las caídas de presión en el circuito de producción en pozos verticales gas condensado. La Paz, Bolivia: UMSA.
- González, J., & Vincentini, P. (17 de Octubre de 2014). Delicuefacción por Inyección de Espumante en Pozos Maduros de Gas. Buenos Aires, Argentina: ITBA.
- ICoTA, I. &. (2016). HIStory of Coiled Tubing. Obtenido de <http://www.icota.com/>
- Lea, J., Nickens, H., & Wells, M. (2008). *Gas Well Deliquification*. Elsevier Inc.
- Maggiolo, R. (2008). *Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal*. Lima: ESP Oil International Training Group.
- Maldonado, R. (2015). Apuntes Cátedra Producción Petrolera I (PET-208). La Paz, Bolivia: UMSA.
- Martínez, P. (2015). *Procedimiento operativo de instalación de sarta de velocidad con tubería flexible (coiled tubing)*. Residencia profesional, Instituto Tecnológico Superior de Poza Rica, Veracruz.
- MDSP, M. d. (Julio de 2000). Análisis de opciones de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero. Minsiterio de Desarrollo Sostenible y Planificación. Obtenido de <http://cebem.org/cmsfiles/publicaciones/opcionesdemitigacion.pdf>
- MH. (2017). *Boletín Informativo 2017*. Ministerio de Hidrocarburos, La Paz.
- Miranda, C. (24 de Abril de 2014). *Página Siete, Diario Nacional Independiente*. Obtenido de <https://www.paginasiete.bo/opinion/2014/4/25/nuestra-periodos-19743.html>
- Nedgia. (2011). Historia del Gas Natural. (Naturgia, Recopilador) Obtenido de <https://www.nedgia.es/es/conocenos/quienes+somos/1297104404388/historia+del+gas.html>
- Nind, T. (1964). *Principles of Oil Well Production*. Nueva York: McGraw Hill Book.
- Página Siete*. (25 de Febrero de 2018). Obtenido de <https://www.paginasiete.bo/economia/2018/2/25/produccion-baj-613-566-mmmcd-entre-2014-2017-171016.html>
- Park, H.-Y. (Mayo de 2008). Decision matrix for liquid loading in gas wells for cost/benefit analyses of lifting options. OAKTrust_Texas A&M University Libraries. Obtenido de <http://oaktrust.library.tamu.edu/bitstream/handle/1969.1/85952/Park.pdf?sequence=1>
- PerfoBlogger. (2018). Servicio de pozo. Obtenido de <http://perfob.blogspot.com/2015/07/cursos-well-intervention-introduction.html>
- Pineda, E. (2010). *Campos maduros y marginales: bases y criterios para su explotación*. Instituto Politécnico Nacional, México.

- Quintana , J., Duque, E., Díaz, J., Eras, J., Rodas, J., Vergara, E., & Prieto, W. (Noviembre de 2015). Coiled Tubing Velocity Solves and Prevents Liquid-Loading Problems in Gas Well: Case Study in the Gulf of Guayaquil, Ecuador. Quito, Ecuador: Society of Petroleum Engineers (SPE).
- Ramírez, M. (2010). *Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de gas del activo integral Veracruz*. Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México.
- Ríos, R. (2014). Aplicación de tubería flexible en operaciones de perforación de pozos. México: Universidad Veracruzana.
- Rivero, J. (2004). *Explotación del gas y optimización de la producción usando análisis nodal*. Santa Cruz: YPFB.
- Rodríguez, G. (2017). Análisis nodal para pozos de gas seco. Ciudad de México, México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Rodríguez, V. (Abril de 2003). Análisis Comparativo de Producción Sencilla y Conjunta en el Área Mayor de Socororó. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela.
- Sánchez, A. (Septiembre de 2010). Determinación de curvas IPR y VLP usando el simulador PROSPER en el campo QQ Profundo. Sartenejas, Venezuela: Universidad Simón Bolívar.
- Santaella, C. (2012). La producción de hidrocarburos. Monografías.com. Obtenido de <https://www.monografias.com/trabajos92/produccion-hidrocarburos/produccion-hidrocarburos.shtml>
- Schlumberger Glossary. (2018). Obtenido de https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/drainage_area.aspx
- Sosa, S. (2010). Aplicación de modelos mecánicos para la optimización del diámetro de tuberías flexibles como sargas de velocidad. Ciudad de México, México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- TRIPOD. (2014). *El gas natural*. Obtenido de <http://gasnaturalperu.pe.tripod.com/elgasnatural/id3.html>
- UNAM. (s.f.). Capítulo IV: Análisis de la productividad. México. Obtenido de <https://www.coursehero.com/file/p62dgfn/419-Cap%C3%ADtulo-IV-An%C3%A1lisis-de-la-Productividad-135-%CE%BC-Permeabilidad-relativa-del/>
- Vargas, E. (Septiembre de 2009). Métodos de Levantamiento Artificial. Monografías.com. Obtenido de <https://www.monografias.com/trabajos63/metodos-levantamiento-artificial/metodos-levantamiento-artificial2.shtml>
- Vargas, M. (Abril - Julio de 2012). *Presupuestos & Construcción, Guía de Productos y Servicios*. Obtenido de <http://revistapyc.com/Articulos/Grupo53/ART-53-E.pdf>
- VEEH. (Julio de 2012). Audiencia Pública Parcial 2012. Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.
- Zhang, P., Cheng, X., Liu, R., Yang, J., & Zheng, K. (Octubre de 2015). Abnormal liquid loading in gas wells of the Samandep Gasfield in Turkmenistan. ScienceDirect. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352854015000662#fig2>

GLOSARIO TÉCNICO

Abatimiento de presión.- Caída de presión.

Acidificación.- Es la inyección de un ácido a la formación con el fin de estimular o mejorar la producción de fluidos del reservorio.

Acuífero.- Un cuerpo de roca cuya saturación de fluidos, porosidad y permeabilidad permiten la producción de agua subterránea.

Adhesión.- Propiedad de la materia por la cual se unen y plasman dos superficies de sustancias iguales o diferentes cuando entran en contacto.

Agua libre de formación.- Agua que es móvil, está disponible para fluir, y no se encuentra ligada a las superficies de los granos o los minerales de las rocas.

Análisis nodal.- Método que permite predecir el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos.

Anti-chispa.- Corresponde a aquellas herramientas que producen chispas frías, de bajo nivel calorífico, y no encienden productos inflamables. Por tanto, reducen el riesgo de los ambientes explosivos.

Árbol de navidad.- El conjunto de válvulas, bridas dobles y accesorios conectados al extremo superior del pozo para dirigir y controlar el flujo de fluidos de formación del pozo.

Árbol de válvulas.- Árbol de navidad.

Área de drenaje.- Área o volumen del yacimiento drenado por el pozo. Cada pozo tiene su propia área de drenaje, un subconjunto del área del yacimiento.

Arquitectura del pozo.- Se refiere a las características de forma y dimensión del pozo. Como ser: diámetros, longitudes, profundidades, ángulo de desviación, intervalos alcanzados, tipo de completación; o sea, variaciones de velocidades y presiones como resultado de estos parámetros.

Arreglo superficial.- Se refiere a un sistema de equipos y herramientas que operan en la superficie.

Baleo.- Túnel de comunicación creado a partir de la tubería de revestimiento hacia el interior de la formación, a través del cual se produce petróleo o gas.

Banco de líquidos.- Acumulación de líquidos.

Banda de precios.- Sistema que otorga el límite de costos de un sector.

Barra de jabón.- Son barras espumantes con agentes reforzadores de espuma, que se forma en contacto con el agua y menos del 50% de hidrocarburos ligeros en forma líquida (condensados), que causan el aligeramiento de la columna líquida acumulada en el fondo del pozo y extraerla más fácilmente.

Bobina de inducción.- Es un tipo de bobina de descarga, es decir un tipo de transformador que se utiliza para producir impulsos de alta tensión a partir de una fuente de corriente continua en baja tensión.

Bomba hidráulica.- También denominada bomba de agua, es una máquina generadora que transforma la energía con la que es accionada (generalmente energía mecánica) en energía del fluido incompresible que

se mueve.

Burbujas de Taylor.- En flujo multifásico, son burbujas grandes de la fase más ligera que se forman por la unión de pequeñas burbujas en ciertas condiciones de flujo del fluido.

Cabeza inyectora.- Componente de la unidad de tubería flexible que otorga fuerza de reacción y estabilidad para introducir y sacar la sarta de manera continua del pozo.

Cabezal de pozo.- El sistema de bridas dobles, válvulas y adaptadores diversos que proporcionan el control de la presión de un pozo de producción.

Campo maduro.- Todo campo que ya haya pasado por su pico de producción.

Capacidad de producción.- Potencial de pozo.

Carga de líquidos.- Acumulación de líquidos.

Carrete.- Cilindro de metal, madera, plástico, etc. generalmente hueco y con rebordes y discos en sus bases, que sirve para enrollar hilos, cables, cuerdas u otro material flexible.

Caudal de operación.- Gasto de flujo de producción donde se equilibra la energía que ofrece el yacimiento con la demanda de energía que requiere el pozo, si el punto nodal se encuentra en el fondo de pozo. Pero en general, representa el gasto de equilibrio entre ambas energías.

Choke superficial.- O estrangulador superficial, es un dispositivo provisto de un orificio utilizado para controlar la tasa de flujo de fluido o la presión del sistema aguas abajo.

Ciclo de explotación.- Secuencia de etapas en la vida de un campo hidrocarburífero, desde su descubrimiento hasta su abandono.

Coalescencia.- Proceso de crecimiento de las gotas que se produce cuando las gotas pequeñas se unen al entrar en contacto entre sí. Si esto ocurre repetidamente se forma una fase líquida continua.

Coiled Tubing.- Tubería flexible.

Combustión interna.- También llamado motor de explosión o motor a pistón, es un tipo de máquina que obtiene energía mecánica directamente de la energía química de un combustible que arde dentro de la cámara de combustión.

Completación.- También denominado terminación, es el arreglo de tubulares y equipos de fondo de pozo requeridos para posibilitar la producción segura y eficiente de un pozo de hidrocarburos.

Componentes pesados.- Componentes del gas natural superiores al metano, como ser etano, propano y más complejos.

Compresión.- Forma de producir un pozo de gas mediante un compresor para extraerlo de una manera más abundante.

Condensado retrógrado.- Condensado formado cuando la presión del yacimiento desciende por debajo del punto de rocío durante la producción en condiciones isotérmicas, en lugar de expandirse o evaporarse cuando baja la presión.

Condensado.- Una fase de hidrocarburo líquido de alta gravedad API y baja densidad, que existe por lo general en asociación con el gas natural.

Condición pseudoestable.- Flujo inestable que se puede considerar como estable temporalmente, el flujo pseudoestable es causado por expansión del fluido.

Confiabilidad.- La probabilidad de que un equipo o sistema opere sin falla por un determinado período de tiempo, bajo unas condiciones de operación previamente establecidas.

Configuración estándar.- La manera aceptable o deseable en que las partes de algo son arregladas.

Conificación del agua.- Cambio producido en los perfiles de los contactos agua/petróleo o gas/petróleo como resultado de las caídas de presión durante la producción.

Control ambiental.- Inspección, vigilancia y aplicación de las medidas legales y técnicas que se aplican y son necesarias para disminuir o evitar cualquier tipo de afección al medio ambiente en general, y a un ecosistema en particular, producto de las actividades humanas o por desastres naturales.

Convencional.- Que está establecido según la convención o costumbre, careciendo de originalidad o expresividad.

Convergencia.- Coincidencia en una misma posición, o que tiende a unirse o encontrarse con algo.

Correlación.- Es un método estadístico que permite determinar la presencia o ausencia de asociación entre dos variables sometidas a investigación.

Corrosión.- Pérdida de metal debida a reacciones químicas o electroquímicas, la cual a la larga podría destruir una estructura.

Crudo.- Petróleo en estado natural y no apto para su consumo directo.

Curva de declinación.- Trazo que representa gráficamente el comportamiento histórico de la producción de hidrocarburos a través del tiempo.

Curva IPR.- Representación gráfica de la relación que existe entre las presiones de fondo fluyente y sus correspondientes tasas de producción, representa la habilidad que tiene el yacimiento para entregar fluidos al pozo.

Curva J.- Curva TPR o curva de demanda de energía de la tubería de producción.

Curva TPR.- Representación gráfica de la caída de presión requerida, la energía, la habilidad que tiene un pozo conjunto con sus líneas de flujo superficiales para vencer la resistencia y producir los fluidos del yacimiento.

Densidad bifásica.- Densidad correspondiente a una mezcla de dos fases.

Descarga de pozo.- Es la acción de retirar el fluido acumulado y mejorar el flujo de los pozos productores.

Deslizamiento.- Cuando un fluido se desliza o desplaza con cuidado por una superficie.

Diagrama de fase.- Consiste en la representación gráfica de presión y temperatura de un sistema multicomponente, indicando el comportamiento de una fase y de dos fases.

Diferencial de presión.- La resta entre la magnitud de dos presiones correspondientes a dos ubicaciones o estados.

Dimensión del diámetro.- Tamaño del diámetro.

Downstream.- Perteneciente al equipamiento, facilidades, o sistemas que son localizados en el tren de producción después del choke superficial o árbol de navidad.

Drill Stem Test.- Prueba de pozo que se realiza para evaluar el reservorio, se obtiene datos de presión bajo condiciones dinámicas.

Ductilidad.- Propiedad que presentan los materiales de deformarse plásticamente de manera sostenible sin romperse.

Ecosistema.- Conjunto de organismos vivos y el medio físico donde se relacionan.

Embobinado.- Enrollado en forma de cilindro.

Emisión fugitiva.- Subgrupo de las emisiones difusas, escapes generalmente pequeños por pérdida gradual de estanqueidad en los equipos, emitidos directamente a la atmósfera, que se producen de forma continua y no son detectables por los sentidos.

Emisiones a la atmósfera.- Es el vertido de determinadas sustancias a la atmósfera. Son todos los fluidos gaseosos, puros o con sustancias en suspensión; así como toda forma de energía radioactiva, electromagnética o sonora, que emanen como residuos o productos de la actividad humana o natural.

Emulsión.- Dispersión de un fluido en otro con el cual no puede mezclarse. Se necesita que dos fluidos que no sean miscibles.

Entregabilidad.- Potencial de un pozo.

Escurrimiento.- Hacer que algo empapado vaya perdiendo el líquido o apurar las gotas finales de un fluido. Retención o disminución de velocidad de un fluido por ser de diferentes propiedades respecto a otros que también están fluyendo como flujo multifásico.

Espacio anular.- El espacio que rodea a un objeto cilíndrico colocado dentro de otro, tal como el espacio que rodea a un objeto tubular colocado en un pozo.

Estimulación.- Tratamiento realizado para restaurar o mejorar la productividad de un pozo.

Factor de compresibilidad.- Relación entre el volumen real de un gas y su volumen ideal.

Factor volumétrico.- Relación entre el volumen de un hidrocarburo a condiciones de yacimiento entre el volumen que ocuparía la misma cantidad a condiciones de superficie.

Fatiga de una tubería.- Fenómeno dinámico por el cual se inician las microgrietas y su propagación en macrofisuras como resultado de aplicaciones repetidas de tensiones.

Flujo Bache.- También se conoce como flujo tapón o flujo slug. Aquí las burbujas se expanden como bolsillos de gas llamados "Burbujas de Taylor". La fase continua es la fase líquida todavía.

Flujo bifásico.- Flujo de dos fases.

Flujo Burbuja.- Régimen de flujo donde el líquido es predominante pero existe gas libre en forma de pequeñas burbujas.

Flujo Distribuido.- Patrón de flujo según Beggs y Brill que incluye a los regímenes de flujo: burbuja y niebla.

Flujo Intermitente.- Patrón de flujo según Beggs y Brill que incluye a los regímenes de flujo: tapón y bache.

Flujo monofásico.- Flujo donde sólo existe una fase.

Flujo multifásico.- Flujo donde se tiene más de una fase.

Flujo Neblina.- Régimen de flujo donde la fase continua es la gaseosa, y los líquidos son encontrados como pequeñas gotas como niebla. El gas posee alta velocidad, este patrón también se denomina flujo niebla, flujo mist o flujo anular.

Flujo segregado.- Patrón de flujo según Beggs y Brill que incluye a los regímenes de flujo: estratificado, ondulado y anular.

Flujo Transición.- Patrón de flujo donde la fase continua cambia de líquido a gaseoso. También se denomina flujo churn o flujo slug-annular.

Formación de escamas.- Acumulación de depósitos inorgánicos en el fondo de pozo, que se forman debido a la unión y precipitación de los iones presentes en el agua asociada al crudo, que sobrepasan los límites de solubilidad que tiene el agua.

Formación.- Cualquier roca que es atravesada por el pozo.

Fracturamiento hidráulico.- Tratamiento de estimulación ejecutado en pozos de hidrocarburos de los yacimientos de baja permeabilidad de forma rutinaria. Fluidos diseñados especialmente son bombeados a alta presión y alto régimen de bombeo produciendo una apertura de una fractura vertical en el intervalo a tratar.

Fresado.- Corte del material que se mecaniza con una herramienta rotativa de varios filos.

Fricción.- Fuerza que existe entre dos superficies de contacto que se opone al movimiento relativo entre ambas superficies.

Gas condensado.- Es una mezcla de hidrocarburos líquidos de baja densidad que están presentes como componentes gaseosos en el gas natural crudo.

Gas húmedo.- Gas natural que contiene menos metano (normalmente menos de 85%), y más etano y otros hidrocarburos más complejos.

Gas lift.- Es un método de levantamiento artificial que usa una fuente externa de gas a alta presión para suplementar energía al pozo para levantar los fluidos.

Gas Natural No Convencional.- Hidrocarburo gaseoso que en lugar de migrar a una roca almacenadora, permanece en la roca que lo generó. Es decir, la roca generadora y la roca reservorio son la misma.

Gas Natural.- Es una mezcla de hidrocarburos que existe en los yacimientos en estado gaseoso pudiendo encontrarse en forma de gas asociado o no asociado al petróleo.

Gases de efecto invernadero.- Gas atmosférico que absorbe y emite radiación dentro del rango infrarrojo. Los principales GEI en la atmósfera terrestre son el vapor de agua, el dióxido de carbono, el metano, el óxido de nitrógeno y el ozono; ayudan a aumentar la temperatura global.

Gasolina natural.- Líquido del gas natural.

Gasto de gas mínimo.- Gasto de gas necesario para levantar los líquidos del fondo de pozo, está en función de la velocidad crítica.

Gradiente de presión dinámico.- Prueba que registra distintas temperaturas y presiones respecto a cada profundidad del pozo fluyendo.

Gradiente de presión estático.- Prueba que registra distintas temperaturas y presiones respecto a cada profundidad del pozo cerrado. Es decir, sin alteraciones mecánicas o de flujo

Gradiente de presión.- El cambio producido en la presión por unidad de profundidad.

Hermético.- Que cierra perfectamente de modo que no deja pasar el aire ni el líquido.

Hidrocarburos remanentes.- Es el volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha. En otra forma, es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos en una fecha específica.

Historial de producción.- Es el registro de los volúmenes producidos por un pozo o un campo a través del tiempo hasta un determinado momento, con este registro es posible realizar predicciones de producción.

Holdup.- Esgurrimiento.

Implementación.- Ejecución o puesta en marcha de una idea programada, ya sea de una aplicación informática, un plan, modelo científico, diseño específico, estándar, algoritmo o política.

Incentivo.- Aquello que mueve a desear o hacer algo, es un estímulo que se ofrece a una persona o empresa o sector.

Índice de productividad.- Es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir, que relaciona la rata de producción con la caída de presión.

Inhibición química.- Utilización de químicos para disminuir la magnitud o prevenir una reacción química. Por ejemplo, ralentizar la oxidación o la producción de ácidos.

Inmiscibilidad.- Propiedad de algunos fluidos de no constituir una solución homogénea a ninguna proporción.

Instalación de superficie.- Conjunto de equipos y herramientas instaladas y que se operan en superficie.

Intercambiador de calor.- Es un radiador diseñado para transferir calor entre dos fluidos, o entre la superficie de un sólido y un fluido en movimiento.

Intervención.- Procedimientos de mantenimiento en un pozo terminado y que está produciendo, para mantenerlo así o mejorarlo. También se denomina servicio o remediación.

Isotérmico.- Proceso donde la temperatura permanece constante en todo el sistema.

Licencia Ambiental Integral.- Permiso ambiental que se ha formado de un conjunto de permisos ambientales para un mismo representante legal y/o actividad, obra o proyecto, debido al impacto sinérgico, acumulativo o a la interacción de las acciones que el conjunto de permisos ambientales posee.

Límite técnico mínimo.- Es el indicador para un mejor desempeño para un conjunto de parámetros dados. Se trata de un estándar ideal, que requiere un conjunto perfecto de condiciones, herramientas y personas.

Línea de flujo.- Trayectoria seguida por un fluido móvil. También se entiende por tubería.

Manifold.- También llamado colector múltiple, una disposición de tuberías o válvulas diseñadas para controlar, distribuir y a menudo monitorear el flujo de fluidos.

Mástil.- En ciertas grandes máquinas, torre, pieza o estructura vertical de gran altura respecto a la base.

Matriz energética.- Se refiere a una representación cuantitativa de toda la energía disponible, en un determinado territorio, región, país, o continente para ser utilizada en los diversos procesos productivos, como la hidráulica, eólica, solar, gas natural, petróleo, etc.

Matriz.- Partículas intersticiales de grano más fino, que se encuentran entre partículas más grandes, tales como areniscas y los conglomerados.

Mecanismo de empuje.- Es el responsable de aportar la energía necesaria para que los fluidos puedan desplazarse dentro del yacimiento, es decir, para que los fluidos puedan ser explotados.

Mercado externo.- Conjunto de transacciones comerciales internacionales que incluyen el total de las importaciones y exportaciones de bienes, servicios y capital, que se realizan.

Mercado interno.- Conjunto de transacciones de bienes y servicios que se demandan y ofrecen en el territorio nacional.

Método.- Estrategias, procedimientos, y técnicas que dirigen la acción hacia un objetivo determinado.

Metodología.- Estudio de métodos.

Mezcla homogénea.- Mezcla de elementos uniformes, se conoce con el nombre de disoluciones.

Mitigación.- Reducción de la vulnerabilidad, atenuación de daños potenciales sobre la vida y los bienes causados por algún evento controlado o no controlado.

Motor hidráulico.- Actuador mecánico que convierte presión hidráulica y flujo en un par de torsión y un desplazamiento angular, es decir, en una rotación o giro.

Movilidad.- Relación entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de fase de un fluido.

Movimiento menor.- En el ámbito de control ambiental, es la ejecución de ciertas actividades viabilizadas siempre y cuando se realicen en el mismo ecosistema. Los cambios y movimientos se realizan dentro de un rango de hasta 1 km del área de influencia del proyecto, los impactos no son de mayor magnitud que los

previstos en el documento ambiental aprobado y se disponen de medidas para prevenir y mitigar los impactos a generarse.

Niple de asiento.- Componente de la terminación fabricado como una sección corta de tubular de paredes gruesas con una superficie interna trabajada que proporciona un área de sello y un perfil de fijación. Permiten la instalación de dispositivos de control de flujo como tapones y estranguladores.

Nodo.- Espacio en el que confluyen dos o más componentes.

Normativa.- Conjunto de reglas o lineamientos estipulados acerca de la conducta, el comportamiento o los actos desarrollados por los grupos de la comunidad.

Parafina.- Grupo de hidrocarburos de fórmula general C_nH_{2n+2} , donde n es el número de átomos de carbono. Respecto a su acumulación en pozos, son depósitos que proceden del crudo donde se encuentran ceras parafínicas que contienen de 16 a 30 carbonos en cadena lineal.

Pata de perro.- Un lugar particularmente curvo de un pozo en el que la trayectoria del pozo en el espacio tridimensional cambia rápidamente.

Pata telescópica.- Se refiere a una pata ajustable, la cual incorpora una regla para facilitar el posicionamiento a la altura deseada.

Patrón de flujo.- Configuración que tiene el líquido y el gas en su movimiento a través de la tubería, como un flujo bifásico. También se lo conoce como régimen de flujo.

Película líquida.- Capa muy delgada de líquido.

Permeabilidad efectiva.- Capacidad de flujo preferencial o de transmisión de un fluido particular cuando existen otros fluidos inmiscibles presentes en el yacimiento.

Permeabilidad relativa.- Relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido en particular y la permeabilidad absoluta de ese fluido.

Pesca.- Aplicación de herramientas, equipamiento y técnicas para la remoción de basura, residuos o piezas perdidas de un pozo.

Petróleo condensado.- Petróleo ligero conformado de condensado.

Petróleo.- Es una mezcla de hidrocarburos que en condición normalizada de presión y temperatura se presenta en estado líquido.

Pico de producción.- Momento en la vida de un campo hidrocarburífero en el cual se alcanza la tasa máxima de extracción de hidrocarburos y tras el cual la tasa de producción entra en un declive terminal.

Pistón.- Se trata de un elemento que se mueve en forma alternativa dentro de un cilindro para interactuar con un fluido.

Pistonear.- Descargar líquidos de la tubería de producción para iniciar el flujo del yacimiento.

Plunger lift.- Método de levantamiento artificial que consiste en bajar una herramienta tipo pistón con un

resorte al fondo de pozo para cargarlo de líquidos mientras se cierra el pozo, luego cuando se haya llenado lo suficiente abrir el pozo para que el pistón extraiga los líquidos fuera del pozo, y así en repeticiones.

Porosidad.- Relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca.

Potencial de pozo.- Tasa de flujo a la cual el pozo es teóricamente capaz de producir. Éste se define usualmente por una fórmula matemática relacionada a la ley de Darcy a la caída de presión teórico máximo.

Pozo de alta presión.- Pozo con presiones de reservorio y fondo fluyente mayores a 3000 psi.

Pozo de baja presión.- Pozo con presiones de reservorio y fondo fluyente menores a 2000 psi.

Pozo de mediana presión.- Pozo con presiones de reservorio y fondo fluyente entre 2000 psi a 3000 psi.

Pozo desviado.- Cuando la desviación del pozo respecto de la vertical excede aproximadamente los 80 grados.

Pozo fluyente.- Aquel pozo que es capaz de vencer las caídas de presión a través del medio poroso, de las tuberías verticales y descargas, del estrangulador y del separador, con la propia energía del yacimiento.

Pozo horizontal.- Es aquel pozo que es perforado horizontalmente o paralelo al plano de estratificación con la finalidad de tener mayor área de producción, y penetra por el centro de la formación hasta la longitud que sea aconsejable. Tienen un ángulo de inclinación no menor de 86° respecto a la vertical.

Pozo marginal.- Un pozo que por motivos de agotamiento o baja productividad natural, se está acercando al límite de producción viable y rentabilidad.

Pozo vertical.- Es aquel pozo que atraviesa todo el espesor de la formación de manera vertical.

Predictibilidad.- Cualidad de lo que es predecible, es decir, de tener revelación, ciencia o conjetura sobre algo que sucederá en el futuro. Es un atributo fiable de la tecnología, y es definido como la percepción del usuario que un software o tecnología realizará viablemente y consistentemente, y sin hacer nada malicioso.

Presión de fondo fluyente.- Es la presión que se mide en el fondo de un pozo a nivel de la zona de disparos a condiciones de flujo.

Presión de formación.- Presión de los fluidos en los poros de un yacimiento, desde la profundidad de la formación hasta el nivel que se encuentre la superficie.

Presión de punto de rocío.- También llamado punto de saturación, presión a la cual sale el primer líquido condensado de la solución en un condensado de gas.

Presión de surgencia.- Son presiones que se originan cuando se introduce la tubería en el pozo. El lodo situado debajo de la mecha se comprime como si fuera un pistón y aumenta la presión del hoyo.

Presión estática.- Es la presión que tiene un fluido independientemente de la velocidad del mismo. Cuando se estabiliza el tiempo suficiente, se relaciona con la presión del reservorio.

Presión hidrostática.- Presión ejercida por unidad de área de una columna de líquido.

Preventor.- Válvula grande instalada en el extremo superior de un pozo, que puede cerrarse si la brigada de perforación pierde el control de los fluidos de formación.

Problema de arena.- También llamado arenamiento, es la acumulación de arena y sedimento en el fondo del pozo. Si es de gran magnitud y altura puede disminuir drásticamente o impedir completamente la producción.

Producción intermitente.- Producción que se realiza cerrando el pozo por un periodo de tiempo para restituir la presión y volverlo a abrir para extraer los hidrocarburos, hasta que la presión decline y se cierre el pozo nuevamente para producirlo luego.

Pronóstico de producción.- Es un procedimiento objetivo, en el que se utiliza la información recabada en un espacio de tiempo para predecir el futuro, considerando que las tendencias actuales continuarán en el futuro.

Propiedad petrofísica.- Propiedad que determina cuantitativamente las propiedades de la roca y los fluidos presentes en la misma.

Propiedad PVT.- Propiedades físicas de un fluido en el yacimiento que relacionan presión, volumen y temperatura, por ejemplo el factor volumétrico.

Prueba buildup.- Prueba de presión que consiste en tomar datos y realizar el estudio de un yacimiento a través de un pozo que ha sido cerrado temporalmente para tal finalidad.

Prueba de flujo.- Pruebas que se realizan a un pozo productor para estimar la permeabilidad, el factor de daño y el volumen del yacimiento.

Prueba de incremento-decremento.- Son llamadas así a las pruebas de flujo tras flujo en pozos de hidrocarburos, en especial a las pruebas isocronales o a las pruebas DST.

Prueba de presión.- Pruebas para proveer la información que nos proporcionen las características del reservorio, para predecir el desempeño del mismo y diagnosticando el daño de formación.

Pruebas destructivas.- Prueba de caracterización de materiales para calificarlos sobre la base de estándares predefinidos por diseño o de especificaciones particulares de calidad.

Pseudopresión.- Función matemática de presión que cuenta con la variable de factor de compresibilidad y viscosidad del gas respecto a la presión.

Punto de inflexión.- Punto donde cambia de concavidad, de convexa a cóncava o viceversa. Suele entenderse como el punto más bajo.

Purgamiento.- Acción y efecto de limpiar, purificar, quitándole lo innecesario, inconveniente o superfluo.

Purgamiento.- Ventear gas desde un pozo o un sistema de producción.

Rayos X.- Radiación electromagnética invisible para el ojo humano capaz de atravesar cuerpos opacos y de imprimir en películas fotográficas.

Recuperación cuaternaria.- Método de recuperación aplicable luego de la declinación de la recuperación terciaria. También se denomina recuperación avanzada.

Recuperación primaria.- Primera etapa en la producción de hidrocarburos en la cual la energía del yacimiento natural, o mecanismos de empuje, desplaza los hidrocarburos del yacimiento al pozo y hacia la superficie.

Recuperación secundaria.- Método utilizado para sustentar niveles de producción con tasas viables luego de una caída de la tasa de flujo a medida que declina la eficiencia de los métodos de producción primaria.

Recuperación terciaria.- Tercera etapa de la producción de hidrocarburos que comprende métodos de recuperación que siguen a la recuperación secundaria y primaria. También se denomina recuperación mejorada.

Reductor.- Estrangulador.

Registro caliper.- O registro calibrador, es la representación del diámetro medido de un pozo a lo largo de su profundidad.

Registro de presión estática.- Se trata del registro de presión de fondo con pozo cerrado, donde la presión tiende a estabilizarse a la presión inicial.

Reglamento.- Toda declaración escrita y unilateral emanada de las autoridades correspondientes.

Relación Gas-Petróleo.- Proporción de gas a petróleo que produce un pozo.

Sarta de velocidad.- 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 líquidos.

Sección transversal.- Es el área de la superficie presentada por un corte perpendicular a la longitud de un cuerpo.

Seguridad industrial.- Es un sector de toda empresa en el que se estudian, aplican, y renuevan constantemente los procesos mediante los cuales se minimizan los riesgos en las industrias. Tener la responsabilidad de seguir las normas y condiciones que deben prestarle a los trabajadores, y que éstos deben prestar, con el fin de darles garantía de seguridad y protección.

Seguridad operativa.- Engloba los procesos y sistemas destinados a reducir el número de accidentes e incidentes derivados de la operación.

Sello dinámico.- Un elemento de sello utilizado entre partes que poseen un movimiento relativo, tales como sellos de vástago y los del asiento.

Separación gravitacional.- Forma de separación de componentes tanto en suspensión como en mezcla heterogénea, donde se utiliza la gravedad como fuerza dominante.

Separador trifásico.- Recipiente que separa los fluidos del pozo en gas y dos tipos de líquidos: petróleo y agua.

Simulación.- Acto que consiste en imitar o fingir que se está realizando una acción cuando en realidad no se está llevando a cabo. Es una herramienta idónea para ensayar, conocer el funcionamiento de determinados sistemas o anticiparse a problemas.

Síntoma.- Indicio o señal de una cosa que está ocurriendo o que va a ocurrir.

Sistema neumático.- Sistema que utiliza el aire u otro gas como medio para la transmisión de señales y/o potencia.

Solubilidad.- Capacidad de una sustancia de disolverse en otra llamada solvente.

Subsuelo.- También conocido como sustrato, es la capa de suelo debajo de la capa superficial de la tierra.

Surfactante.- Sustancia química que tiene el fin de reducir la tensión superficial de los líquidos.

Suspensión.- Mezcla heterogénea formada por parte líquida que se dispersa en un medio gaseoso, que es la parte dispersante o dispersora.

Sustancia peligrosa.- Compuesto químico que presenta algún riesgo para la salud, para la seguridad o el medio ambiente.

System of Artificial Production.- Método que permite el flujo de fluido del yacimiento a la superficie, se enfoca en proporcionar energía adicional al pozo cuando su producción empieza a declinar.

Tail pipe.- También llamado tubería de cola, son tubulares y componentes de la terminación corridos por debajo del empacador de producción, en el fondo de pozo.

Talento humano.- Capacidad de realizar determinadas acciones como consecuencia de las aptitudes o habilidades que uno tenga y el conocimiento y/o experiencia que haya adquirido.

Tambor.- Recipiente cilíndrico de material denso para el transporte y almacenamiento de líquidos y polvos.

Técnica de flujo continuo.- Si la surgencia natural llega a ser insuficiente, el pozo es sometido a técnicas de flujo continuo, también llamados métodos que sostienen el flujo natural en pozos de hidrocarburos.

Técnica de flujo intermitente.- Métodos que consisten en extraer los fluidos del yacimiento mediante la aplicación de fuerzas o energías ajenas al pozo. También se denominan sistemas de levantamiento artificial.

Técnica.- Conjunto de procedimientos que se realizan para obtener un resultado determinado.

Tecnología.- Conjunto ordenado de conocimientos y los correspondientes procesos que tienen como objetivo la producción de bienes y servicios, teniendo en cuenta la técnica, la ciencia y el aspecto económico.

Temperatura de formación.- Temperatura de los fluidos en los poros de un yacimiento.

Tendencia.- Corriente o preferencia hacia determinados fines.

Tensión superficial.- Es la energía libre superficial que existe entre un líquido y el aire.

Terminación inicial.- Es el arreglo de tubulares y equipos de fondo de pozo para asegurar al pozo durante su producción que se instalan justo después de estar como un pozo descubierto.

Terminación.- Completación.

Tracto-camión.- Vehículo articulado compuesto de dos partes rígidas unidas por un punto medio. Su ventaja es la flexibilidad, pueden acoplarse y desmontarse de manera fácil y rápida, lo que permite

maniobras durante el transporte de carga.

Transmisibilidad.- Permeabilidad.

Tubería capilar.- Conducción de fluido muy estrecha y de pequeña sección circular.

Tubería de inducción.- Tubería con el fin de provocar una reacción en respuesta a otra. Por ejemplo, inducir nitrógeno para producir mejor el pozo.

Tubería de revestimiento.- Una tubería de acero cementada en su lugar durante el proceso de construcción para estabilizar el pozo. Evita que la pared de la formación se derrumbe en el interior del pozo y aísla las diferentes formaciones para prevenir el flujo o el flujo cruzado de fluidos de formación.

Tubería flexible.- Sección larga y continua de tubería enrollada en un tambor.

Unidad de bombeo.- Un juego de dispositivos que usualmente consiste en una bomba, un motor y una transmisión. Generalmente son estacionarios pero también existen móviles.

Upstream.- Perteneciente al equipamiento, facilidades, o sistemas que son localizados en el pozo o en el tren de producción antes del choke superficial o árbol de navidad.

Válvula de alivio.- También llamado válvula de seguridad. Controla el nivel máximo de presión en un sistema, impide sobrepresiones y garantiza la protección del sistema.

Válvula maestra.- Una válvula colocada en el árbol de navidad que controla todo el flujo del pozo.

Velocidad crítica.- Velocidad mínima para acarrear los líquidos del fondo del pozo a la superficie.

Velocidad superficial.- Velocidad del fluido que se mueve a través de una tubería, definida como la tasa de flujo volumétrico de ese fluido dividido por el área de la sección transversal. En flujos multifásicos, no es una velocidad físicamente real, sino que es un parámetro conveniente para el análisis.

Venteo.- Descarga de hidrocarburos a la atmósfera.

Versátil.- Capacidad de algo o alguien de adaptarse con rapidez y facilidad a distintas funciones, es algo valorado en instrumentación.

Viscosidad.- Resistencia que poseen los fluidos para fluir y deformarse.

Volatilidad.- Medida de la tendencia de una sustancia a pasar a la fase vapor.

Workover.- También llamado intervención, remediación, o reparación del pozo, es el conjunto de operaciones que se realizan a un pozo para restaurar, prolongar o mejorar su producción.

CAMPO CHACO SUR

El campo Chaco Sur se encuentra ubicado a 375 km al sur de la ciudad de Santa Cruz, el mismo fue descubierto con la perforación del pozo CHS-101 en 1998 y completado en Enero de 1999 en el reservorio San Telmo con baleos en 1582.5 – 1585 metros. En su época un análisis de registros eléctricos efectuado por D&M y Occidental demuestran que los reservorios Cangapi, suprayacentes al San Telmo tienen reservas probadas. Es productor de gas y condensado con una producción acumulada desde su descubrimiento de 19.36 BCFs de gas y 170.717 Bls de condensado hasta el 30 de abril del 2006.

Geológicamente está ubicado en el Piedemonte Sur, es integrante del lineamiento estructural de rumbo Norte-Sur, que incluyen a las anomalías estructurales de Sipuati, Simbolar, Carandaiti y Mandeyapeca.

El yacimiento Chaco Sur fue descubierto en mayo de 1998, cuando la Empresa VPB Ltd. perforó el pozo ÑPC-X103 como pozo exploratorio, ubicado en la culminación Norte de la estructura de Ñupuco, esta culminación está separada del principal campo por una Silla estructural que separa ambos altos estructurales.

En este campo se perforó inicialmente el pozo CHS-101 cuya producción se inició en Junio de 1999 a una tasa de 10 090 MPCD, 160 BCPD y 6 BAPD. Al 31 de Marzo de 2011 tiene una producción acumulada de 24,506 MMPC; 211,211 BBLs de condensado y 48,313 BBLs de agua (MMAyA, IMA Campo Chaco Sur, 2011).

PROSPECCIÓN SÍSMICA

SÍSMICA 3D/97. En el campo se han registrado un total de 201 km. de líneas sísmicas, adquiridas por las compañías YPFB, Occidental y Diamond Shamrock desde 1970 hasta 1994.

Tratándose de un área de comprobada producción de petróleo y gas, se programó ejecutar un proyecto de Sísmica 3D que cubrió las áreas de Ñupuco – Sipuati, que resolvió los problemas geológico- estructurales con el propósito de obtener, mediante la interpretación sísmoestratigráfica, un mejor desarrollo de estos campos y generar nuevos prospectos exploratorios.

AEREOMAGNETOMETRIA. Un proyecto detallado de Aeromagnetometría de alta resolución denominado ISMAP, fue corrido desde el 27 de Noviembre al 16 de diciembre de 1999 por la Compañía EDCON Aero Survey Inc. en el área de Ñupuco y Bloque Chaco; con esta técnica se mapeo lineamientos altos y bajos dentro de la columna sedimentaria, asimismo, se comprobó la profundidad del basamento magnético, que es un indicativo del espesor de la columna sedimentaria.

LEVANTAMIENTO GRAVIMETRICO TERRESTRE Y GPS. Este proyecto de prospección geofísica terrestre fue efectuado en la concesión del Bloque Chaco, localizado al Sur de Bolivia, por la Compañía MacPhar Geosurveys Ltd y consistió en un detallado levantamiento gravimétrico y de GPS, para delinear anomalías gravimétricas de Bouguer según las características geológicas regionales.

PERFORACION EXPLORATORIA

POZO CHACO SUR-X101. En base a los resultados de la prospección sísmica 3D, ejecutado por la

empresa Vintage, se confirmó el alto estructural que se lo denominó Chaco Sur y al pozo exploratorio CHACO SUR-X101. La ubicación de este pozo se la realizó en la misma planchada del pozo Sipuati-X3, perforado por YPFB, en los años 1961 y 1962 a una distancia aproximada de 30 metros al Este. La presencia de hidrocarburos en el pozo Sipuati-X3 no fue detectada debido al instrumento portátil de Detección de Gas, fue usado a partir de los 3000 metros de profundidad, en las sedimentitas del Sistema Devónico.

Alcanzó una profundidad final de 2000 metros descubriendo gas y condensado en volúmenes comerciales, en sedimentitas de la formación San Telmo perteneciente al Sistema Carbónico. La clasificación de este pozo fue la de Pozo de Extensión (A – 1) (Informe Geológico Final pozo ÑPC-X103).

El 20 de mayo de 1999, YPFB aprobó la declaratoria comercial del campo y a partir de junio del mismo año Vintage Petroleum Boliviana Ltd. inicio la producción del nuevo campo de hidrocarburos denominado Chaco Sur; en consecuencia, el pozo Sipuati-X103 es rebautizado como CHACO SUR-101 (CHS-101) (MHE, Campos Gasíferos y Petrolíferos de Bolivia, 2006).

PROVINCIA PETROLERA: PIE DE MONTE SUR

PROVINCIA PIE DE MONTE SUR	
EMPRESA : VINTAGE PETROL	
CAMPO	1. Ñupuco
	2. Porvenir
	3. Chaco Sur

ANEXO 2: Propiedades físicas de los componentes puros del gas natural

Nro	Compuesto	Fórmula	Peso Molecular	Punto de ebullición °F (14,696 Psia)	Presión de vapor, psia 100 °F	Punto de hielo °F (14,696 psia)	Presión crítica, psia	Temperatura crítica, °F	Volumen crítico, ft ³ /lbm
1	Metano	CH ₄	16,0430	-258,730	5000	-295,44	656,4	-116,67	0,09880
2	Etano	C ₂ H ₆	30,0700	-127,490	800	-297,04	706,5	89,92	0,07830
3	Propano	C ₃ H ₈	44,0970	-43,750	188,640	-305,73	616,0	206,06	0,07270
4	Isobutano	C ₄ H ₁₀	58,1230	10,780	72,581	-255,28	527,9	274,46	0,07140
5	n-butano	C ₄ H ₁₀	58,1230	31,080	51,706	-217,05	550,6	305,62	0,07030
6	Isopentano	C ₅ H ₁₂	72,1500	82,120	20,445	-255,82	490,4	369,10	0,06790
7	n-pentano	C ₅ H ₁₂	72,1500	96,920	15,574	-201,51	488,6	385,80	0,06750
8	Neopentano	C ₅ H ₁₂	72,1500	49,100	36,690	2,17	464,0	321,13	0,06730
9	n-hexano	C ₆ H ₁₄	86,1770	155,720	4,8597	-139,58	436,9	453,60	0,06880
10	2-metilpentano	C ₆ H ₁₄	86,1770	140,470	6,769	-244,62	438,6	435,83	0,06820
11	3-metilpentano	C ₆ H ₁₄	86,1770	145,890	6,103	-----	453,1	448,40	0,06820
12	Neohexano	C ₆ H ₁₄	86,1770	121,520	9,859	-147,72	446,8	420,13	0,06670
13	2,3-dimetilbutano	C ₆ H ₁₄	86,1770	136,360	7,406	-199,38	453,5	440,29	0,06650
14	n-heptano	C ₇ H ₁₆	100,2040	209,160	1,620	-131,05	395,8	512,70	0,06910
15	2-metilhexano	C ₇ H ₁₆	100,2040	194,090	2,272	-180,89	395,5	495,00	0,06730
16	3-metilhexano	C ₇ H ₁₆	100,2040	197,330	2,131	-----	408,1	503,80	0,06460
17	3-etilpentano	C ₇ H ₁₆	100,2040	200,250	2,013	-181,48	419,3	513,39	0,06650
18	2,3-dimetilpentano	C ₇ H ₁₆	100,2040	174,540	3,494	-190,86	402,2	477,23	0,06850
19	2,4-dimetilpentano	C ₇ H ₁₆	100,2040	176,890	3,293	-182,63	396,9	475,95	0,06680
20	3,3-dimetilpentano	C ₇ H ₁₆	100,2040	186,910	2,774	-210,01	427,2	505,87	0,06620
21	Triptano	C ₇ H ₁₆	100,2040	177,580	3,375	-12,81	428,4	496,44	0,06360
22	n-octano	C ₈ H ₁₈	114,2310	258,210	0,5369	-70,18	360,7	564,22	0,06900
23	Diisobutil	C ₈ H ₁₈	114,2310	228,390	1,102	-132,11	360,8	530,44	0,06760
24	Isooctano	C ₈ H ₁₈	114,2310	210,630	1,709	-161,27	372,4	519,46	0,06560
25	n-nonano	C ₉ H ₂₀	128,2580	303,470	0,1795	-64,28	331,8	610,68	0,06840
26	n-decano	C ₁₀ H ₂₂	142,2850	345,480	0,0609	-21,36	305,2	652,00	0,06790
27	Ciclopentano	C ₅ H ₁₀	70,1340	120,650	9,915	-136,91	653,8	461,20	0,05940
28	Metilciclopentano	C ₆ H ₁₂	84,1610	161,250	4,503	-224,40	548,9	499,35	0,06070
29	Ciclohexano	C ₆ H ₁₂	84,1610	177,290	3,266	43,77	590,8	536,60	0,05860
30	Metilciclohexano	C ₇ H ₁₄	98,1880	213,680	1,609	-195,87	503,5	570,27	0,06000
31	eteno (etileno)	C ₂ H ₄	28,0540	-154,730	1400	-272,47	731,0	48,54	0,07460
32	propeno (propileno)	C ₃ H ₆	42,0810	-53,840	227,70	-301,45	668,6	197,17	0,06890
33	1-buteno (butileno)	C ₄ H ₈	56,1080	20,790	62,10	-301,63	583,5	295,48	0,06850
34	cis-2-buteno	C ₄ H ₈	56,1080	38,690	45,95	-218,06	612,1	324,37	0,06680
35	trans-2-buteno	C ₄ H ₈	56,1080	33,580	49,87	-157,96	587,4	311,86	0,06790
36	Isobuteno	C ₄ H ₈	56,1080	19,590	63,02	-220,65	580,2	292,55	0,06820
37	1-penteno	C ₅ H ₁₀	70,1340	85,930	19,12	-265,39	511,8	376,93	0,06760
38	1,2-butadieno	C ₄ H ₆	54,0920	51,530	36,53	-213,16	653,0	340,00	0,06500

39	1,3-butadieno	C4H6	54,0920	24,060	59,46	-164,02	627,5	305,00	0,06540
40	Isopreno	C5H8	68,1190	93,310	16,68	-230,73	558,0	412,00	0,06500
41	Acetileno	C2H2	26,0380	-120,490	-----	-114,50	890,4	95,34	0,06950
42	Benceno	C6H6	78,1140	176,180	3,2250	41,95	710,4	552,22	0,05310
43	Tolueno	C7H8	92,1410	231,130	1,0330	-139,00	595,5	605,57	0,05500
44	Etilbenceno	C8H10	106,1670	277,160	0,3716	-138,97	523,0	651,29	0,05650
45	o-xileno	C8H10	106,1670	291,970	0,2643	-13,59	541,6	674,92	0,05570
46	m-xileno	C8H10	106,1670	282,410	0,3265	-54,18	512,9	651,02	0,05670
47	p-xileno	C8H10	106,1670	281,070	0,3424	55,83	509,2	649,54	0,05700
48	Estireno	C8H8	104,1520	293,250	0,2582	-23,10	587,8	703,00	0,05340
49	Isopropilbenceno	C9H12	120,1940	306,340	0,1884	-140,81	465,4	676,30	0,05720
50	metil alcohol	CH4O	32,0420	148,440	4,6290	-143,79	1174,0	463,08	0,05900
51	etil alcohol	C2H6O	46,0690	172,900	2,3120	-173,40	890,1	465,39	0,05810
52	carbon monóxido	CO	28,0100	-312,680	-----	-337,00	507,5	-220,43	0,05320
53	carbon dióxido	CO2	44,0100	-109,257	-----	-69,83	1071,0	87,91	0,03440
54	sulfuro de hidrógeno	H2S	34,0800	-76,497	394,59	-121,88	1300,0	212,45	0,04610
55	dióxido de sulfuro	SO2	64,0600	14,110	85,46	-103,86	1143,0	315,80	0,03050
56	Amonio	NH3	17,0305	-27,990	211,90	-107,88	1646,0	270,20	0,06810
57	Aire	N2+O2	28,9625	-317,800	-----	-----	546,9	-221,31	0,05170
58	Hidrógeno	H2	2,0159	-422,955	-----	-435,26	188,1	-399,90	0,51650
59	Oxígeno	O2	31,9988	-297,332	-----	-361,82	731,4	-181,43	0,03670
60	Nitrógeno	N2	28,0134	-320,451	-----	-346,00	493,1	-232,51	0,05100
61	Cloro	Cl2	70,9060	-29,130	157,30	-149,73	1157,0	290,75	0,02800
62	Agua	H2O	18,0153	212,000	0,9501	32,00	3198,8	705,16	0,04975
63	Helio	He	4,0026	-452,090	-----	-----	32,99	-450,31	0,23000
64	cloruro de hidrógeno	HCl	36,4610	-121,270	906,71	-173,52	1205,0	124,77	0,03560

Fuente: "Ingeniería de Reservorios I, Material de Estudio", por Ing. Hermas Herrera C. (2011)

ANEXO 3: Cromatografía del gas producido, pozo CHS-101

A continuación se presenta la cromatografía del gas (de negrilla en la siguiente tabla) que se produce en el pozo CHS-101. Seguidamente se presenta el cálculo de sus propiedades: peso molecular, gravedad específica, factor Z, y densidad. Se emplea la información de las propiedades físicas de componentes puros del gas natural del Anexo 2.

Componente	% n/n
N₂	0,88
CO₂	0,11
C₁	87,94
C₂	6,42
C₃	2,91
iC₄	0,37
nC₄	0,86
iC₅	0,21
nC₅	0,20
nC₆	0,07
C₇	0,03
TOTAL	100

Fuente: Empresa Vintage Petroleum

Anexo 3.1: Cálculo del peso molecular (M_g)

Componente	% n/n	X _i	M _i	X _i *M _i
N ₂	0,88	0,0088	28,0134	0,25
CO ₂	0,11	0,0011	44,01	0,05
C ₁	87,94	0,8794	16,043	14,11
C ₂	6,42	0,0642	30,07	1,93
C ₃	2,91	0,0291	44,097	1,28
iC ₄	0,37	0,0037	58,123	0,22
nC ₄	0,86	0,0086	58,123	0,50
iC ₅	0,21	0,0021	72,15	0,15
nC ₅	0,20	0,0020	72,15	0,14
nC ₆	0,07	0,0007	86,177	0,06
C ₇	0,03	0,0003	100,204	0,03
TOTAL	100	1		18,72

$$M_g = 18,714 \left[\frac{\text{lb}}{\text{lbmol}} \right]$$

Anexo 3.2: Cálculo de la gravedad específica (GE_g)

$$M_a = 18,714 \left[\frac{\text{lb}}{\text{lbmol}} \right]$$

$$M_{air} = 28,96 \left[\frac{\text{lb}}{\text{lbmol}} \right]$$

$$GE_g = \frac{M_a}{M_{air}} = \frac{18,714}{28,96} \rightarrow GE_g = 0,646$$

ANEXO 4: Cálculos complementarios, curva IPR

A continuación se presentan los cálculos para determinar del factor Z y la viscosidad del gas producido del pozo CHS-101. Se emplea la información de las propiedades físicas de componentes puros del gas natural del Anexo 2, el valor de peso molecular hallado (M_a), y los datos de la Tabla 6.6.

Anexo 4.1: Cálculo del factor de desviación (Z)

Primero se calculan las propiedades pseudocríticas del gas natural.

Componente	X_i	P_{ci} [psia]	$X_i * P_{ci}$	T_{ci} [R]	$X_i * T_{ci}$
N ₂	0,0088	493,1	4,34	227,49	2,00
CO ₂	0,0011	1071	1,18	547,91	0,60
C ₁	0,8794	656,4	577,24	343,33	301,92
C ₂	0,0642	706,5	45,36	549,92	35,30
C ₃	0,0291	616	17,93	666,06	19,38
iC ₄	0,0037	527,9	1,95	734,46	2,72
nC ₄	0,0086	550,6	4,74	765,62	6,58
iC ₅	0,0021	490,4	1,03	829,1	1,74
nC ₅	0,0020	488,6	0,98	845,8	1,69
nC ₆	0,0007	436,9	0,31	913,6	0,64
C ₇	0,0003	395,8	0,12	972,7	0,29
TOTAL	1		655,16		372,88

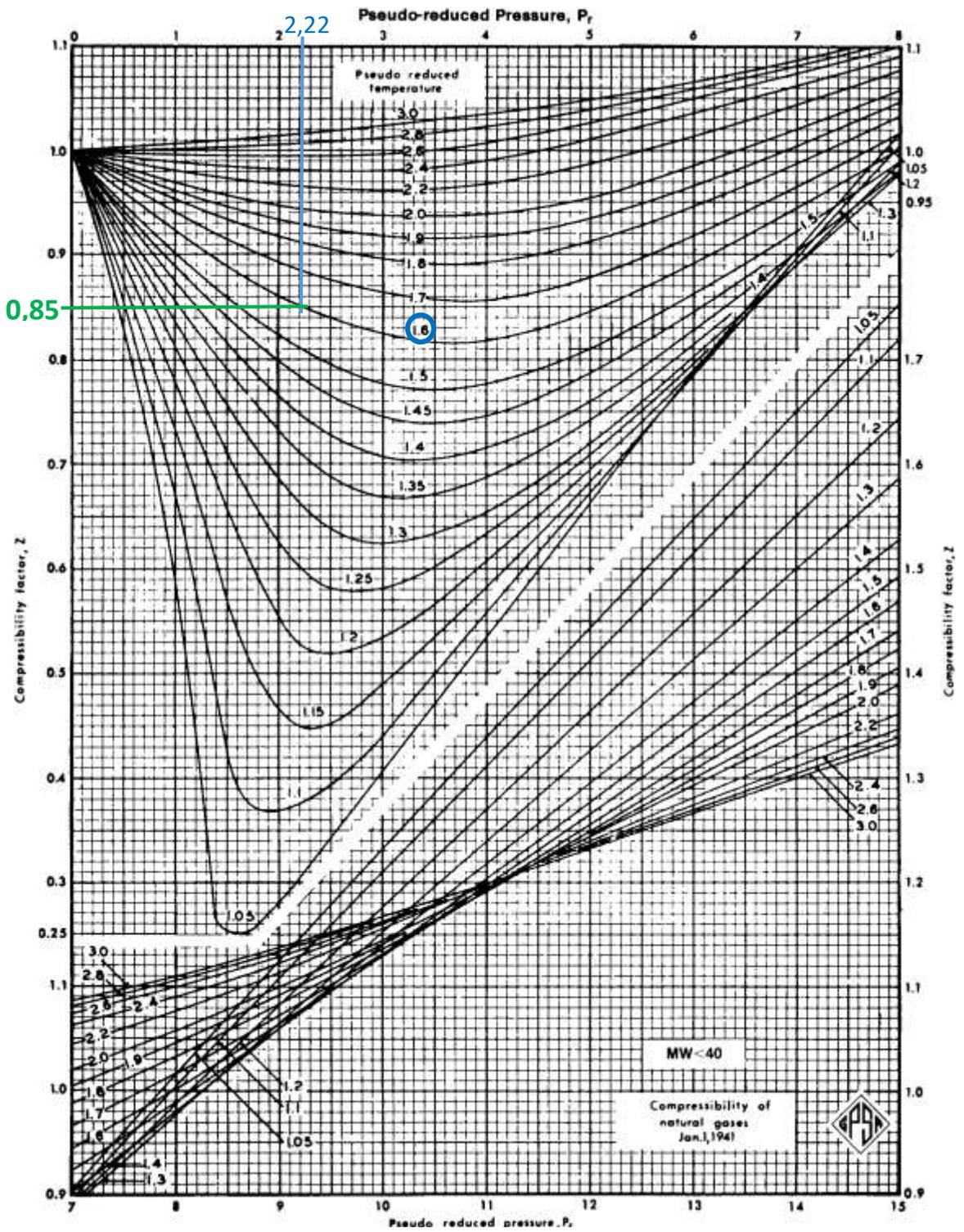
$$P_{sc} = 655,16 \text{ [psia]} \quad ; \quad T_{sc} = 372,88 \text{ [R]}$$

Segundo, se determinan los valores pseudoreducidos con los datos de temperatura del reservorio (T_r) de la Tabla 6.6, y la presión promedio (P_{avg}) calculada en el inciso b.1) del Capítulo 6.

$$T_r = 595 \text{ [R]} \quad T_{sr} = \frac{T_r}{T_{sc}} = \frac{595}{372,88} \quad \rightarrow \quad T_{sr} = 1,60$$

$$P_{avg} = 1452,38 \text{ [psia]} \quad P_{sr} = \frac{P_{avg}}{P_{sc}} = \frac{1452,38}{655,16} \quad \rightarrow \quad P_{sr} = 2,22$$

Luego, se halla el factor Z en la gráfica de Standing y Katz con los valores pseudorreducidos determinados.



Fuente: GPSA

Se halla que:

$$Z = 0,85$$

Anexo 4.2: Cálculo de la densidad del gas (ρ_g)

A partir de la ecuación de estado para gases reales, se determina la densidad del gas natural del pozo CHS-101 con los siguientes datos: presión promedio (P_{avg}), peso molecular del gas (M_a), factor de desviación (Z), y la temperatura del reservorio (T_r).

$$P_{avg} = 1452,38 \text{ [psia]}$$

$$M_a = 18,714 \left[\frac{\text{lb}}{\text{lbmol}} \right]$$

$$Z = 0,85$$

$$T_r = 595 \text{ [R]}$$

$$\rho_g = \frac{P_{avg} * M_a}{Z * R * T_r} = \frac{1452,38 * 18,714}{0,85 * 10,73 * 595} \rightarrow \rho_g = 5,01 \text{ [lb/pie}^3\text{]}$$

Anexo 4.3: Cálculo de la viscosidad del gas (μ_g)

A partir del método de Lee-González-Eakin, se determina la viscosidad del gas producido del pozo CHS-101 con ayuda de los siguientes datos: temperatura de reservorio (T_r), peso molecular (M_a), y la densidad del gas (ρ_g).

$$\rho_g = 5,01 \text{ [lb/pie}^3\text{]} \quad K = \frac{(9,4 + 0,02M_a)T_r^{1,5}}{209 + 19M_a + T_r} = \frac{(9,4 + 0,02 * 18,714) * 595^{1,5}}{209 + 19 * 18,714 + 595} \rightarrow K = 122,339$$

$$M_a = 18,714 \left[\frac{\text{lb}}{\text{lbmol}} \right] \quad X = 3,5 + \frac{986}{T_r} + 0,01 * M_a = 3,5 + \frac{986}{595} + 0,01 * 18,714 \rightarrow X = 5,344$$

$$T_r = 595 \text{ [R]}$$

$$Y = 2,4 - 0,2 * X = 2,4 - 0,2 * 5,344 \rightarrow Y = 1,331$$

$$\mu_g = \frac{K * e^{X\left(\frac{\rho_g}{62,4}\right)^Y}}{10\,000} = \frac{122,339 * e^{5,344\left(\frac{5,01}{62,4}\right)^{1,331}}}{10\,000} \rightarrow \mu_g = 0,0147 \text{ [cP]}$$

ANEXO 5: Historial de producción del pozo CHS-101

t [mes]	q _g [Mpcs]	q _c [bbbls]	q _w [bbbls]
ene-02	243115	1720	85
feb-02	215836	1781	82
mar-02	205336	1701	88
abr-02	221529	1741	110
may-02	160388	1277	82
jun-02	237822	1613	104
jul-02	227008	1153	103
ago-02	252075	1257	75
sep-02	236880	1262	77
oct-02	229188	1359	63
nov-02	199658	1148	17
dic-02	195928	1031	37
ene-03	137075	715	5
feb-03	132612	794	0
mar-03	181201	967	0
abr-03	221964	1285	0
may-03	212922	1117	0
jun-03	224710	1189	0
jul-03	150238	779	0
ago-03	113393	719	0
sep-03	136297	941	0
oct-03	127883	972	0
nov-03	190492	1091	0
dic-03	187519	1250	0
ene-04	123440	821	74
feb-04	175931	1009	137
mar-04	206629	1149	159
abr-04	133373	873	119
may-04	157682	959	134
jun-04	182090	793	129
jul-04	206779	890	171
ago-04	199345	895	158
sep-04	178177	807	157
oct-04	181975	749	160
nov-04	158238	861	155
dic-04	164942	770	160
ene-05	150120	704	171
feb-05	125000	534	115
mar-05	202075	1088	191
abr-05	129205	623	110
may-05	149386	718	167
jun-05	168809	800	183
jul-05	197652	1195	197
ago-05	122900	614	151
sep-05	148330	814	141
oct-05	148340	645	164
nov-05	159794	350	209
dic-05	150832	449	183

t [mes]	q _g [Mpcs]	q _c [bbbls]	q _w [bbbls]
ene-06	160734	367	194
feb-06	125446	285	122
mar-06	156099	234	166
abr-06	98710	52	138
may-06	142622	542	181
jun-06	163079	890	208
jul-06	138602	640	195
ago-06	184139	857	236
sep-06	161745	422	196
oct-06	152374	467	241
nov-06	108523	352	227
dic-06	87729	216	173
ene-07	149298	410	227
feb-07	76153	330	159
mar-07	123473	678	233
abr-07	92634	860	209
may-07	76105	586	234
jun-07	90970	957	240
jul-07	91422	1057	242
ago-07	95262	963	303
sep-07	94378	254	341
oct-07	89709	332	359
nov-07	88217	711	379
dic-07	121594	826	390
ene-08	119505	885	391
feb-08	107983	799	350
mar-08	114455	648	324
abr-08	102496	955	319
may-08	102942	943	363
jun-08	100420	833	383
jul-08	93636	812	314
ago-08	89068	747	357
sep-08	85531	775	373
oct-08	88280	931	305
nov-08	80145	928	331
dic-08	79695	606	305
ene-09	69106	554	371
feb-09	66279	557	325
mar-09	50214	443	342
abr-09	83206	640	369
may-09	76258	641	367
jun-09	76471	737	355
jul-09	65192	788	389
ago-09	54858	934	366
sep-09	73224	725	335
oct-09	22904	223	404
nov-09	28078	531	377
dic-09	58274	767	356

Anexo 5.1: Promedio de producción y corte de agua

tiempo	q _g [Mpcs]	q _c [bbbls]	q _w [bbbls]
Últimos 3 meses	36 418,67	507	379

Representando el caudal en días:

tiempo	q _g [Mpcsd]	q _c [bbblsd]	q _w [bbblsd]
Promedio de 3 meses	1197,33	16,67	12,46

Porcentaje de agua:

$$\%w = \frac{q_w}{q_c + q_w} * 100\% = \frac{12,46}{12,46 + 16,67} * 100\%$$

$$\%w = 42,77\%$$

Anexo 5.2: Relación gas-petróleo (RGP) y relación petróleo-gas (RPG)

Relación Gas - Petróleo:

$$RGP = \frac{q_g}{q_c} = \frac{1197,33 [Mpcsd]}{16,67 [bbblsd]} * \frac{1000 [pcsd]}{1 [Mpcsd]}$$

$$RGP = 71\,825,44 \left[\frac{pc}{bbl} \right]$$

Relación Petróleo - Gas:

$$RPG = \frac{q_c}{q_g} = \frac{1}{RGP} = \frac{1}{71\,825,44 [pc/bbl]} * \frac{10^6 [pcsd]}{1 [MMpcsd]}$$

$$RPG = 13,92 \left[\frac{bbl}{MMpc} \right]$$

ANEXO 6: Cálculos complementarios, curva TPR

A continuación se presentan los cálculos complementarios para trazar la curva VLP, es decir el comportamiento de producción a través de la tubería de producción inicial.

Anexo 6.1: Cálculo de las variables básicas de flujo multifásico.

Se calculan los parámetros del condensado y del gas que no se cuentan. Debido a que no se tiene la densidad API del condensado, se asume un API de 60°, ya que las características del fluido producido lo describen como un gas húmedo.

$$API = 60^\circ \quad GE_o = \frac{141,5}{131,5 + ^\circ API} = \frac{141,5}{131,5 + 60} \quad \rightarrow \quad \mathbf{GE_o = 0,739}$$

La relación de solubilidad se calcula con la correlación de Standing, empleamos los datos de T_r y P_r de la Tabla 6.6, la GE_g calculada en el Anexo 3.2, y el °API asumido.

$$GE_g = 0,646 \quad X = 0,0125 * API - 0,00091 * (T_r - 460) \\ X = 0,0125 * 60 - 0,00091 * (595 - 460) \quad \rightarrow \quad X = 0,627$$

$$T_r = 595 [R] \quad R_s = GE_g * \left[\left(\frac{P_r}{18,2} + 1,4 \right) * 10^X \right]^{1,2048} \\ P_r = 1509,7 [psia] \quad R_s = 0,646 * \left[\left(\frac{1509,7}{18,2} + 1,4 \right) * 10^{0,627} \right]^{1,2048} \quad \rightarrow \quad \mathbf{R_s = 769,47 \left[\frac{pcs}{bbls} \right]}$$

Luego, se determina el factor volumétrico del condensado (B_o) con la correlación de Standing, y se emplea los mismos datos que en el anterior cálculo y la R_s calculada. Ya que se desconoce la presión de burbuja, se asume que la presión del reservorio se encuentra en el punto de burbuja.

$$GE_o = 0,739 \quad B_o = 0,9759 + 0,000120 * \left[R_s * \left(\frac{GE_g}{GE_o} \right)^{0,5} + 1,25 * (T_r - 460) \right]^{1,2} \\ R_s = 769,47 \left[\frac{pcs}{bbls} \right] \quad B_o = 0,9759 + 0,000120 * \left[769,47 * \left(\frac{0,646}{0,739} \right)^{0,5} + 1,25 * (595 - 460) \right]^{1,2} \\ \mathbf{B_o = 1,39 \left[\frac{bbly}{bbls} \right]}$$

Luego se determina la viscosidad del condensado con la correlación de Beggs y Robinson. Asumimos que el reservorio se encuentra a la P_b como en el anterior cálculo. Primero se halla la viscosidad sobresaturada (μ_{OD}) y después la viscosidad al punto de burbuja (μ_o), la cual se quiere hallar. Se emplea el dato de T_r y °API, y la R_s calculada.

$$z = 3,0324 - 0,02023 * API = 3,0324 - 0,02023 * 60 \rightarrow z = 1,8186$$

$$y = 10^z = 10^{1,8186} \rightarrow y = 65,8567$$

$$x = y * (T_r - 460)^{-1,163} = 65,8567 * (595 - 460)^{-1,163} \rightarrow x = 0,2193$$

$$\mu_{OD} = 10^x - 1 = 10^{0,2193} - 1 \rightarrow \mu_{OD} = \mathbf{0,657 [cP]}$$

$$a = 10,715 * (R_s + 100)^{-0,515} = 10,715 * (769,47 + 100)^{-0,515} \rightarrow a = 0,3283$$

$$b = 5,44 * (R_s + 150)^{-0,338} = 5,44 * (769,47 + 150)^{-0,338} \rightarrow b = 0,5419$$

$$\mu_o = a * \mu_{OD}^b = 0,3283 * 0,657^{0,5419} \rightarrow \mu_o = \mathbf{0,262 [cP]}$$

Después se define la densidad del condensado con la ecuación de balance de materia, y con ayuda de la GE_o , GE_g , R_s , y B_o , calculados.

$$\rho_o = \frac{62,4 * GE_o + 0,0136 * R_s * GE_g}{B_o} = \frac{62,4 * 0,739 + 0,0136 * 769,47 * 0,646}{1,39}$$

$$\rho_o = \mathbf{38,039 \left[\frac{lb}{ft^3} \right]}$$

Otros datos que no se tienen son el factor volumétrico del gas (B_g), y la densidad del gas a condiciones de reservorio, entonces se los determina calculando antes el factor de compresibilidad del gas a las mismas condiciones. Se emplea el procedimiento de factor Z de Standing y Katz, los valores pseudocríticos del Anexo 4.1 y los datos de la Tabla 6.6.

$$P_{sc} = 655,16 [psia]$$

$$P_{sr} = \frac{P_r}{P_{sc}} = \frac{1509,7}{655,16} \rightarrow P_{sr} = \mathbf{2,30}$$

$$T_{sc} = 372,88 [R]$$

$$T_{sr} = \frac{T_r}{T_{sc}} = \frac{595}{372,88} \rightarrow T_{sr} = \mathbf{1,60}$$

$$P_r = 1509,7 [psia]$$

$$T_r = 595 [R]$$

Luego, se halla el factor Z en la gráfica de Standing y Katz con los valores pseudorreducidos:

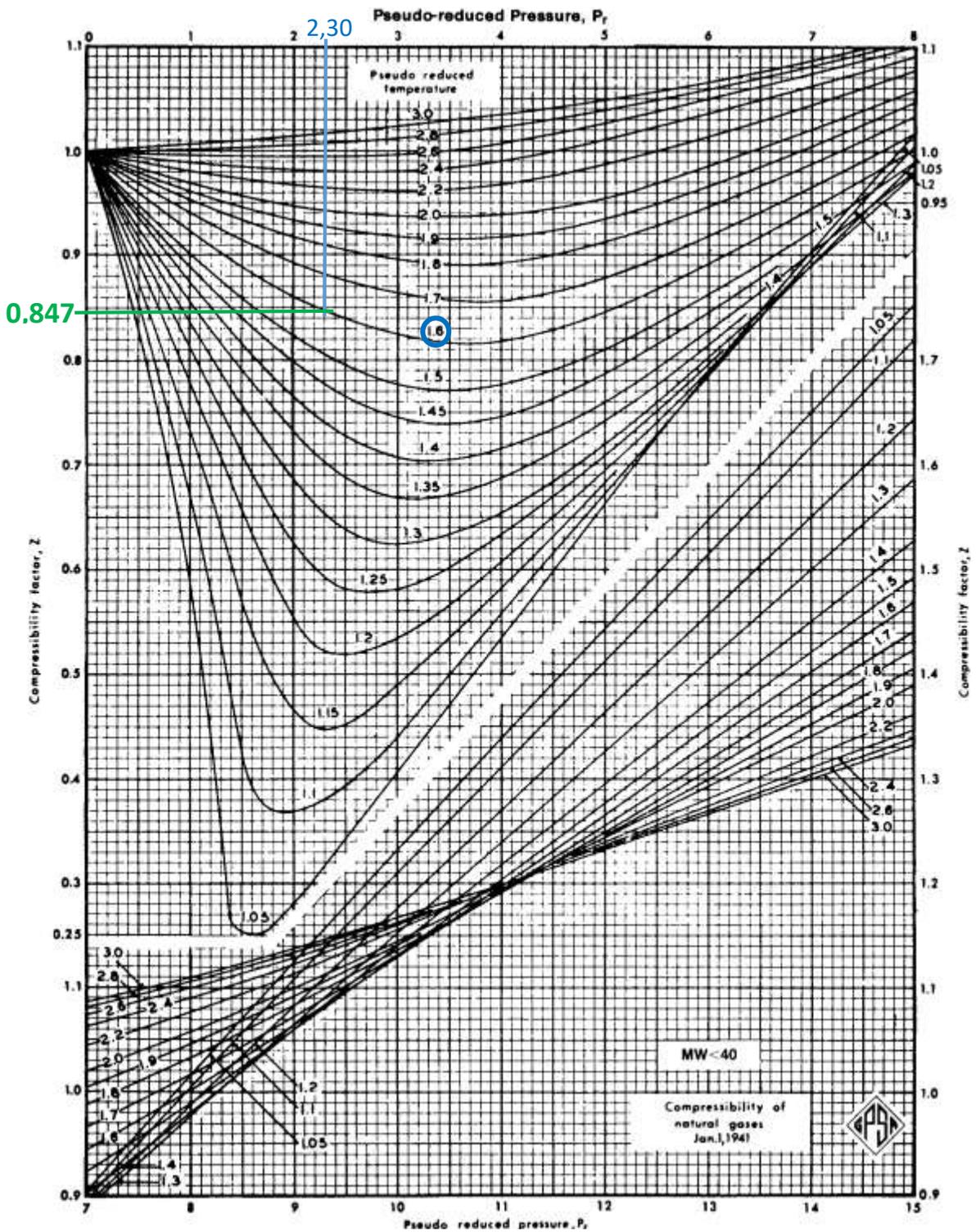
$$\mathbf{Z = 0,847}$$

$$B_g = 0,02827 * \frac{Z * T_r}{P_r} = 0,02827 * \frac{0,847 * 595}{1509,7} \rightarrow B_g = \mathbf{0,00944 \left[\frac{pc}{pcs} \right]}$$

A partir de la ecuación de estado para gases reales, se determina la densidad del gas (ρ_g) con los datos de: P_r , M_a , factor Z, y T_r , y también se halla la viscosidad del gas con la correlación de Lee-González-Eakin.

$$Z = 0,847$$

$$M_g = 18,714 \left[\frac{lb}{lbmol} \right] \quad \rho_g = \frac{P_r * M_a}{Z * R * T_r} = \frac{1509,7 * 18,714}{0,847 * 10,73 * 595} \rightarrow \rho_g = \mathbf{5,225 \left[\frac{lb}{pie^3} \right]}$$



Fuente: GPSA

$$K = \frac{(9,4 + 0,02M_g)T_r^{1,5}}{209 + 19M_g + T_r} = \frac{(9,4 + 0,02 * 18,714) * 595^{1,5}}{209 + 19 * 18,714 + 595} \rightarrow K = 122,339$$

$$X = 3,5 + \frac{986}{T_r} + 0,01 * M_g = 3,5 + \frac{986}{595} + 0,01 * 18,714 \rightarrow X = 5,344$$

$$Y = 2,4 - 0,2 * X = 2,4 - 0,2 * 5,344 \quad \rightarrow \quad Y = 1,331$$

$$\mu_g = \frac{K * e^{X \left(\frac{\rho_g}{62,4}\right)^Y}}{10\,000} = \frac{122,339 * e^{5,344 \left(\frac{5,226}{62,4}\right)^{1,331}}}{10\,000} \quad \rightarrow \quad \mu_g = 0,0149 \text{ [cP]}$$

Otros datos necesarios son el factor volumétrico del agua de formación y su viscosidad. Se hallan estos valores con la correlación de Beggs y Brill, con ayuda de los datos de T_r y P_r , y algunas constantes propias de la misma correlación.

$$A_1 = 0,9947 + 5,8 * 10^{-6} * (T_r - 460) + 1,02 * 10^{-6} * (T_r - 460)^2$$

$$A_1 = 0,9947 + 5,8 * 10^{-6} * (595 - 460) + 1,02 * 10^{-6} * (595 - 460)^2 \quad \rightarrow \quad A_1 = 1,0141$$

$$A_2 = -4,228 * 10^{-6} + 1,8376 * 10^{-8} * (T_r - 460) - 6,77 * 10^{-11} * (T_r - 460)^2$$

$$A_2 = -4,228 * 10^{-6} + 1,8376 * 10^{-8} * (595 - 460) - 6,77 * 10^{-11} * (595 - 460)^2$$

$$A_2 = -2,98 * 10^{-6}$$

$$A_3 = 1,3 * 10^{-10} - 1,3855 * 10^{-12} * (T_r - 460) + 4,285 * 10^{-15} * (T_r - 460)^2$$

$$A_3 = 1,3 * 10^{-10} - 1,3855 * 10^{-12} * (595 - 460) + 4,285 * 10^{-15} * (595 - 460)^2$$

$$A_3 = 2,105 * 10^{-11}$$

$$B_w = A_1 + A_2 * P_r + A_3 * P_r^2 = 1,0141 - 2,98 * 10^{-6} * 1509,7 + 2,105 * 10^{-11} * 1509,7^2$$

$$B_w = 1,010 \left[\frac{bbly}{bbly} \right]$$

$$\mu_w = e^{(1,003 - 1,479 * 10^{-2} * T_r + 1,982 * 10^{-5} * T_r^2)} = e^{(1,003 - 1,479 * 10^{-2} * 135 + 1,982 * 10^{-5} * 135^2)}$$

$$\mu_w = 0,531 \text{ [cP]}$$

ANEXO 7: Determinación de la tendencia de declinación del campo Chaco Sur

Se emplea el análisis de declinación de Arps, para cada tipo de tendencia: exponencial, armónica e hiperbólica. Por definición, la declinación es la variación del caudal con el tiempo con relación al caudal actual:

$$D = \frac{dq/dt}{q} = \alpha * q^n$$

Donde:

- D : factor de declinación [blsd/bls]
- q : caudal de producción al tiempo t [blsd]
- t : tiempo [día]
- α : factor de proporcionalidad
- n : exponente que define el tipo de curva

Anexo 7.1: Análisis por tendencia de declinación exponencial

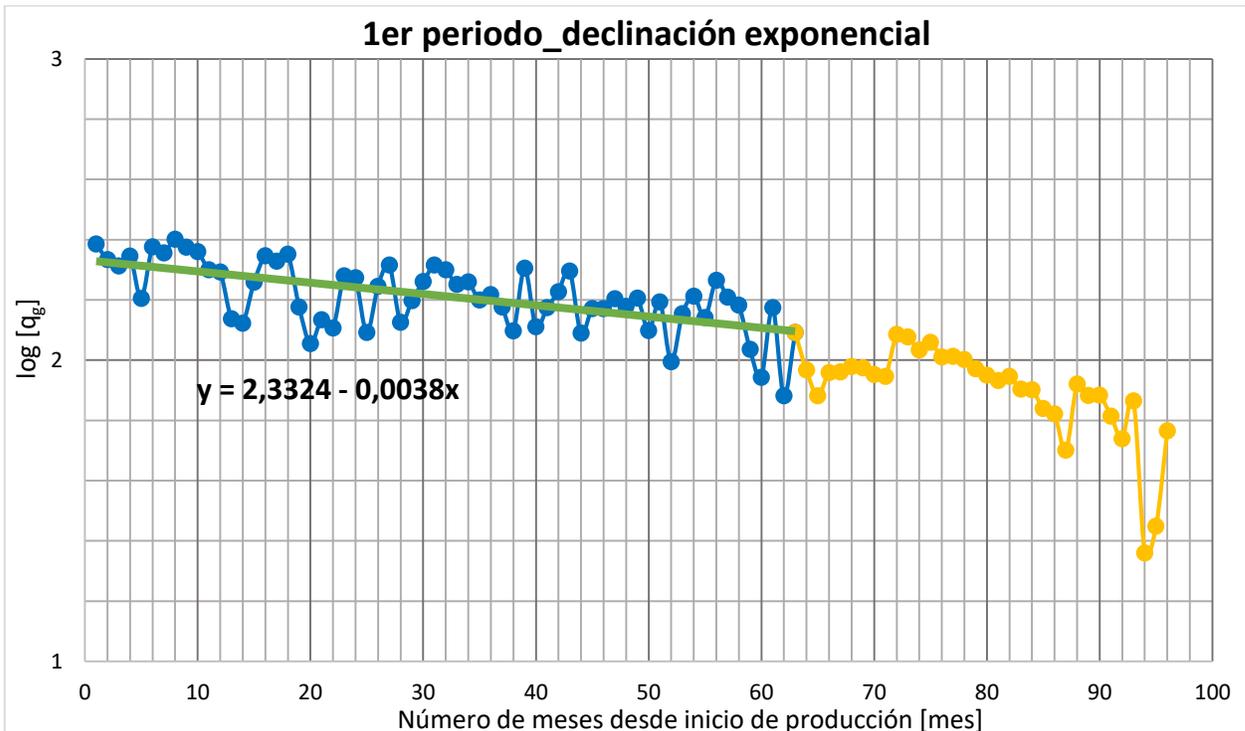
Se asigna $n = 0$, y su ecuación es la siguiente:

$$q = q_i * e^{-D*t} \quad \rightarrow \quad \log q = \log q_i - 0,43 * D * t \quad \rightarrow \quad y = a + b * x$$

Entonces la pendiente resulta: $b = -0,43 * D \quad \rightarrow \quad D = b/(-0,43)$

La producción debe estar en Mpcs/mes, y el tiempo en meses. Entonces se realiza una gráfica de $\log(q)$ vs t a partir del historial de producción (Anexo 5) en una hoja de Excel, y se obtiene su ecuación lineal.

- **1er periodo (Enero 2002 – Marzo 2007):**



Se obtiene una recta cuya pendiente es: $b = -0,0038$

Por tanto el factor de declinación es: $D = b/(-0.43) = -0,0038/(-0,43)$

$$D = 0,00875 [mes^{-1}]$$

Y el gasto inicial sería: $a = 2,3324 = \log q_i \rightarrow q_i = 10^{2,3324}$

$$q_i = 214,98 [MMpchs/mes]$$

Realizamos una tabla con los datos de la producción histórica, con los datos de producción calculados con la ecuación exponencial, y también el cuadrado de la diferencia entre ellos.

DECLINACIÓN EXPONENCIAL 1ER PERIODO (enero 2002 – marzo 2007)								
t [mes]	q _g [Mpcs/mes] (historial)	q _g [Mpcs/mes] (calculado)	Δq _g ² (diferencia)		t [mes]	q _g [Mpcs/mes] (historial)	q _g [Mpcs/mes] (calculado)	Δq _g ² (diferencia)
ene-02	243115	213108,122	900412724,9		sep-04	178177	161063,654	292866617,8
feb-02	215836	211251,56	21017087,59		oct-04	181975	159660,495	497937150,6
mar-02	205336	209411,173	16607031,41		nov-04	158238	158269,56	996,0021085
abr-02	221529	207586,818	194384439,1		dic-04	164942	156890,742	64822755,72
may-02	160388	205778,357	2060284499		ene-05	150120	155523,936	29202529,5
jun-02	237822	203985,651	1144898528		feb-05	125000	154169,038	850832798,9
jul-02	227008	202208,562	615012102,8		mar-05	202075	152825,944	2425469528
ago-02	252075	200446,956	2665454948		abr-05	129205	151494,55	496824048,8
sep-02	236880	198700,696	1457659257		may-05	149386	150174,755	622135,1192
oct-02	229188	196969,649	1038022125		jun-05	168809	148866,458	397704963
nov-02	199658	195253,683	19398007,22		jul-05	197652	147569,559	2508250881
dic-02	195928	193552,666	5642210,708		ago-05	122900	146283,958	546809502,1
ene-03	137075	191866,468	3002104991		sep-05	148330	145009,557	11025340,24
feb-03	132612	190194,96	3315797300		oct-05	148340	143746,259	21102460,15
mar-03	181201	188538,014	53831773,86		nov-05	159794	142493,966	299291190,3
abr-03	221964	186895,503	1229799496		dic-05	150832	141252,582	91765242,12
may-03	212922	185267,301	764782380,9		ene-06	160734	140022,014	428986369,7
jun-03	224710	183653,284	1685653956		feb-06	125446	138802,166	178387166,5
jul-03	150238	182053,327	1012215061		mar-06	156099	137592,945	342474073
ago-03	113393	180467,31	4498963033		abr-06	98710	136394,259	1420103346
sep-03	136297	178895,109	1814598910		may-06	142622	135206,015	54996833,79
oct-03	127883	177336,605	2445659089		jun-06	163079	134028,123	843953446,2
nov-03	190492	175791,679	216099436,5		jul-06	138602	132860,493	32964903,81
dic-03	187519	174260,212	175795465		ago-06	184139	131703,035	2749530441
ene-04	123440	172742,086	2430695725		sep-06	161745	130555,66	972774906,1
feb-04	175931	171237,187	22031883,33		oct-06	152374	129418,282	526965005,5
mar-04	206629	169745,397	1360400140		nov-06	108523	128290,812	390766373,4
abr-04	133373	168266,604	1217563624		dic-06	87729	127173,164	1555842057
may-04	157682	166800,694	83150584,96		ene-07	149298	126065,253	539760543,2
jun-04	182090	165347,555	280309466,6		feb-07	76153	124966,994	2382805982
jul-04	206779	163907,075	1838001943		mar-07	123473	123878,302	164270,106
ago-04	199345	162479,145	1359091300					
							TOTAL	59900342375

- 2do periodo (Marzo 2007 – Diciembre 2009):

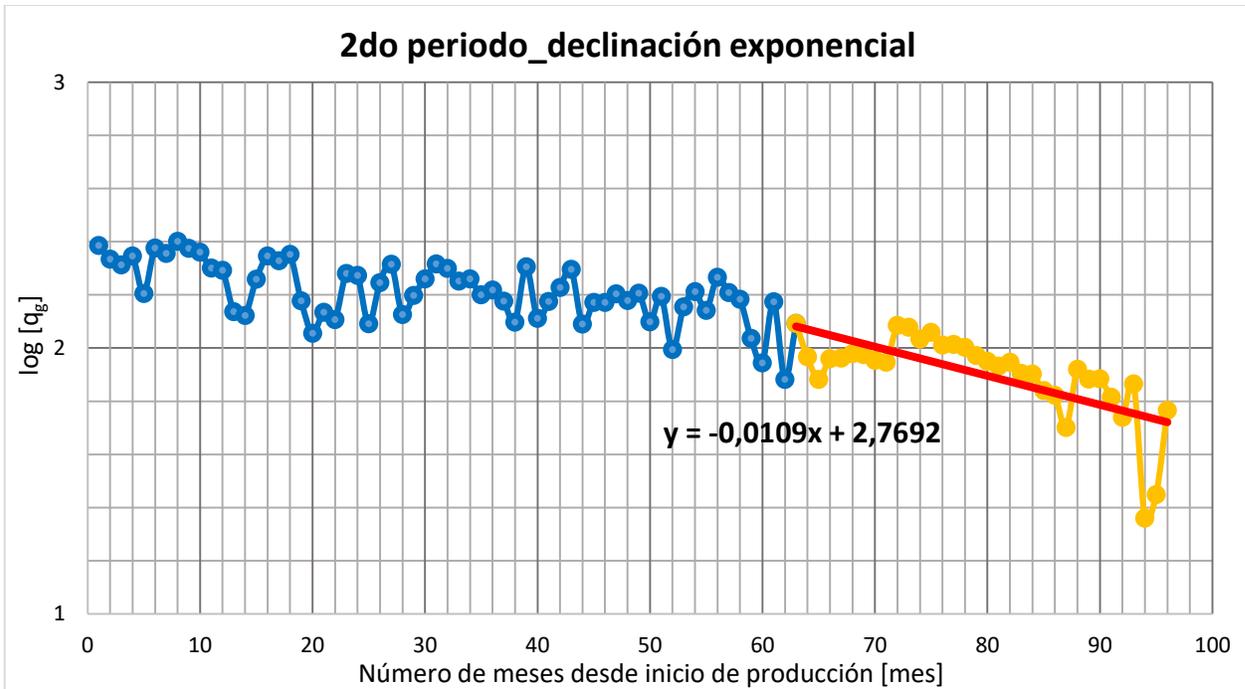
Se obtiene una recta cuya pendiente es: $b = -0,0109$

Por tanto el factor de declinación es: $D = b/(-0.43) = -0,0109/(-0,43)$

$$D = 0,0251 [mes^{-1}]$$

Y el gasto inicial sería: $a = 2,7692 = \log q_i \rightarrow q_i = 10^{2,7692}$

$$q_i = 587,76 [MMpchs/mes]$$



Realizamos una tabla con los datos de la producción histórica, con los datos de producción calculados con la ecuación exponencial, y también el cuadrado de la diferencia entre ellos.

DECLINACIÓN EXPONENCIAL 2DO PERIODO (marzo 2007 – diciembre 2009)			
t [mes]	q _g [Mpcs/mes] (historial)	Q _g [Mpcs/mes] (calculado)	Δq _g ² (diferencia)
mar-07	123473	120906,643	6586188,894
abr-07	92634	117909,656	638858769,6
may-07	76105	114986,957	1511806551
jun-07	90970	112136,704	448029371,9
jul-07	91422	109357,103	321667918,6
ago-07	95262	106646,401	129604593,1
sep-07	94378	104002,891	92638535,73
oct-07	89709	101424,908	137262498,6
nov-07	88217	98910,8265	114357924,2
dic-07	121594	96459,0631	631765055,1
ene-08	119505	94068,073	647037253,8
feb-08	107983	91736,3499	263953638,3
mar-08	114455	89462,4247	624628820,4
abr-08	102496	87244,8646	232597129,9
may-08	102942	85082,2726	318969862,8
jun-08	100420	82973,2861	304387827,2
jul-08	93636	80916,5763	161783740,1
ago-08	89068	78910,8474	103167748,9
sep-08	85531	76954,8358	73550592,92
oct-08	88280	75047,309	175104111,2
nov-08	80145	73187,0653	48412855,79
dic-08	79695	71372,9325	69256806,9
ene-09	69106	69603,7678	247772,809
feb-09	66279	67878,4565	2558261,065
mar-09	50214	66195,9115	255421495,4
abr-09	83206	64555,0728	347857085,5
may-09	76258	62954,9066	176972294,9
jun-09	76471	61394,4046	227303727,7
jul-09	65192	59872,5838	28296188,41
ago-09	54858	58388,4853	12464326,63
sep-09	73224	56941,1741	265130419,8
oct-09	22904	55529,7382	1064438795
nov-09	28078	54153,2885	679920671,1
dic-09	58274	52810,9577	29844831,21
TOTAL			10145883665

Anexo 7.2: Análisis por tendencia de declinación armónica

Se asigna n = 1, y su ecuación es la siguiente:

$$q = \frac{q_i}{D_i * t + 1}$$

Para hallar el factor de declinación inicial, ya que en este caso ya no es constante, se realiza una gráfica:

producción acumulada vs log de caudal, donde la acumulada debe estar en Mpcs, y el caudal en Mpcs/año, esta relación es lineal.

$$Q = -\frac{q_i \log q_i}{D_i \log e} + \frac{q_i}{D_i \log e} \log q \rightarrow y = a + b * x$$

Con esta relación se puede hallar primero el valor del caudal inicial, reemplazando b en a:

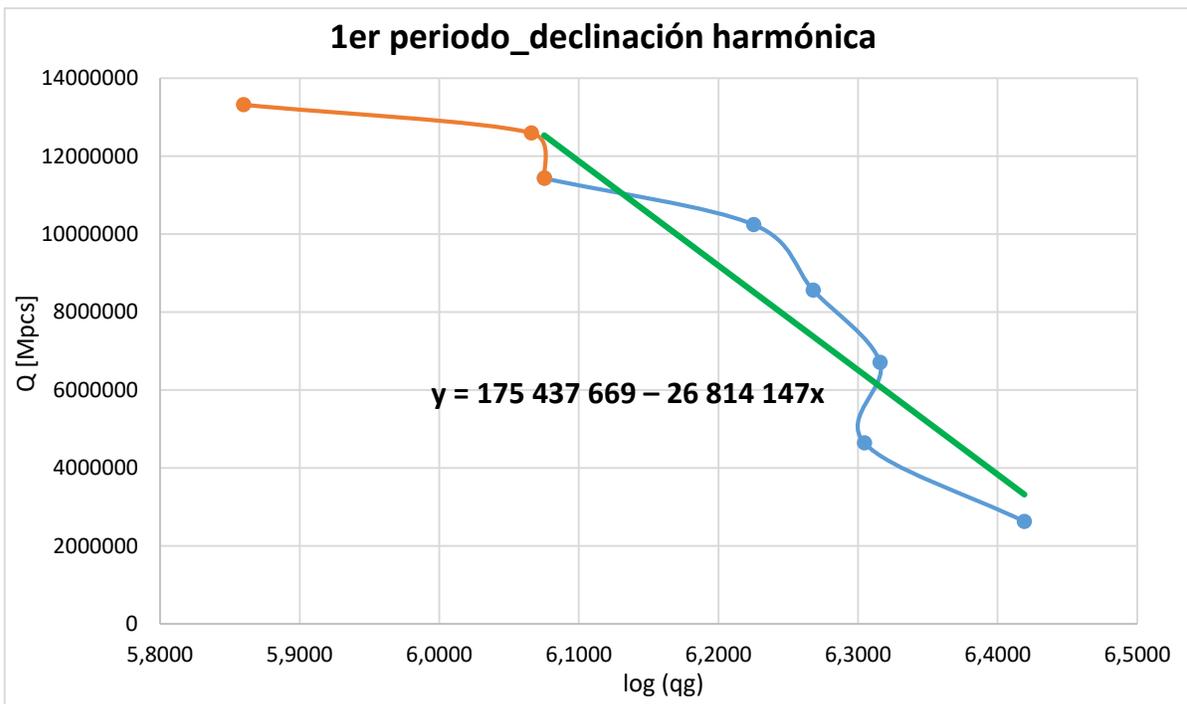
$$b = \frac{q_i}{D_i * \log e} \text{ en } a = \log q_i \left(\frac{q_i}{D_i \log e} \right) \rightarrow a = \log q_i * b \rightarrow q_i = 10^{\frac{a}{b}}$$

Luego con este dato se halla el factor de declinación inicial:

$$b = \frac{q_i}{D_i * \log e} \rightarrow D_i = \frac{q_i}{b * \log e}$$

Para el campo Chaco Sur se presenta su análisis con los datos del Anexo 5 y con los cálculos efectuados en una hoja de Excel.

- **1er periodo (2002 – 2007):**



Se obtiene una recta cuya pendiente e intersección son: $b = 26\ 814\ 147$, $a = 175\ 437\ 669$

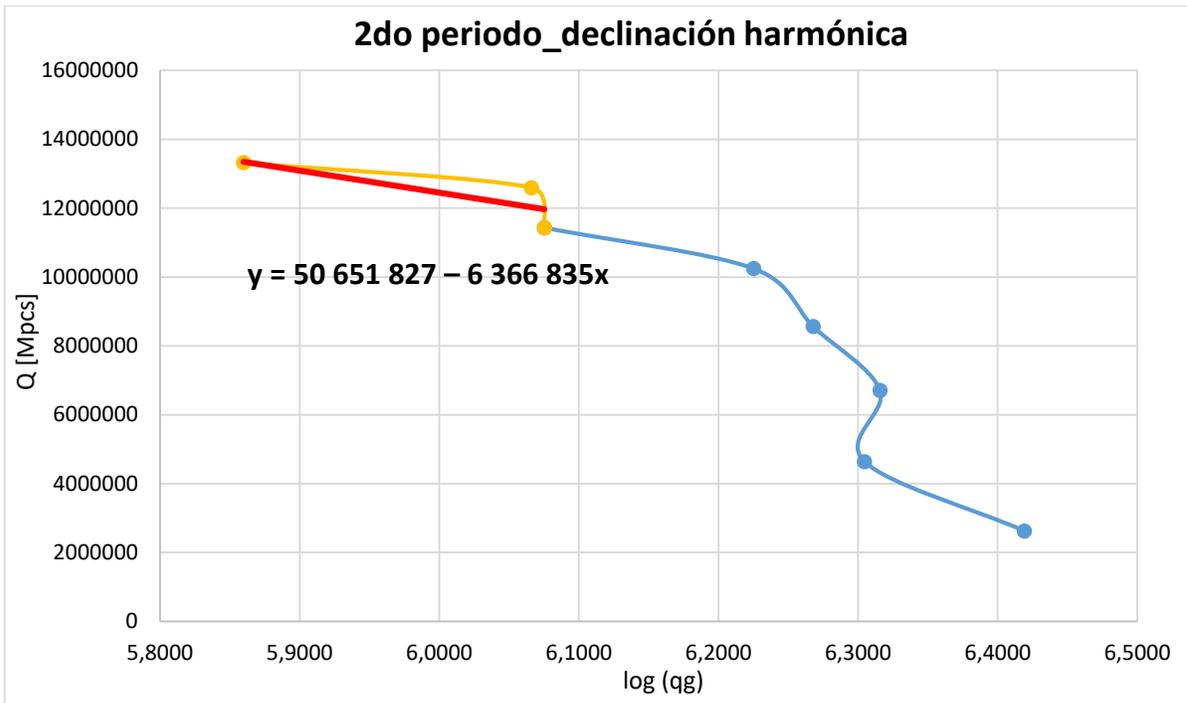
Entonces el caudal inicial: $q_i = 10^{\frac{a}{b}} = 10^{\frac{175\ 437\ 669}{26\ 814\ 147}} \rightarrow q_i = 3\ 489\ 217$ [Mpcs/año]

El factor de declinación sería: $D_i = \frac{q_i}{b * \log e} = \frac{3\ 489\ 217}{26\ 814\ 147 * \log e} \rightarrow D_i = 0,300$ [año⁻¹]

Realizamos una tabla con los datos de la producción histórica, con los datos de producción calculados con la ecuación armónica, y también el cuadrado de la diferencia entre ellos.

DECLINACIÓN HARMÓNICA 1ER PERIODO (2002 - 2007)			
t [año]	q _g [Mpcs/año] (Historial)	q _g [Mpcs/año] (Calculado)	Δq _g ² (Diferencia)
2002	2624763	2684013	3510571615
2003	2016306	2180761	27045323684
2004	2068601	1836430	53903373241
2005	1852443	1586008	70987754553
2006	1679802	1395687	80721446871
2007	1189215	1246149	3241472223
TOTAL			239409942187

- 2do periodo (2007 – 2009):



Se obtiene una recta cuya pendiente e intersección son: $b = 6\ 366\ 835$, $a = 50\ 651\ 827$

Entonces el caudal inicial: $q_i = 10^{\frac{a}{b}} = 10^{\frac{50\ 651\ 827}{6\ 366\ 835}} \rightarrow q_i = 90\ 276\ 352$ [Mpcs/año]

El factor de declinación sería: $D_i = \frac{q_i}{b \cdot \log e} = \frac{90\ 276\ 352}{6\ 366\ 835 \cdot \log e} \rightarrow D_i = 32,649$ [año⁻¹]

Se realiza una tabla con los datos de la producción histórica, con los datos de producción calculados con la ecuación harmónica, y también el cuadrado de la diferencia entre ellos.

DECLINACIÓN HARMÓNICA 2DO PERIODO (2007 - 2009)			
t [año]	q _g [Mpcs/año] (Historial)	q _g [Mpcs/año] (Calculado)	Δq _g ² (Diferencia)
2007	1189215	1246149	3241472223
2008	1164156	1125554	1490124366
2009	724064	1026240	91310512727
TOTAL			96042109315

Anexo 7.3: Análisis por tendencia de declinación hiperbólica

Se asigna $0 < n < 1$, y su ecuación es la siguiente:

$$q = \frac{q_i}{(1 + D_i * n * t)^{1/n}}$$

Para hallar el factor de declinación inicial, se grafica: q_g vs t , donde q_g está en Mpcs/mes y el tiempo en meses. Luego se realiza el siguiente procedimiento:

- Seleccionar (t_1, q_1) y (t_2, q_2) en la gráfica
- Hallar t_3 a partir de:

$$q_3 = \sqrt{q_1 * q_2}$$

- Calcular:

$$(D * n) = \frac{t_1 + t_2 - 2 * t_3}{t_3^2 - t_1 * t_2}$$

- Se estima: q_i @ $t = 0$, (tomando una función polinómica por ser la más semejante a una hiperbólica)
- Tomar cualquier punto: (t', q')
- Usar:

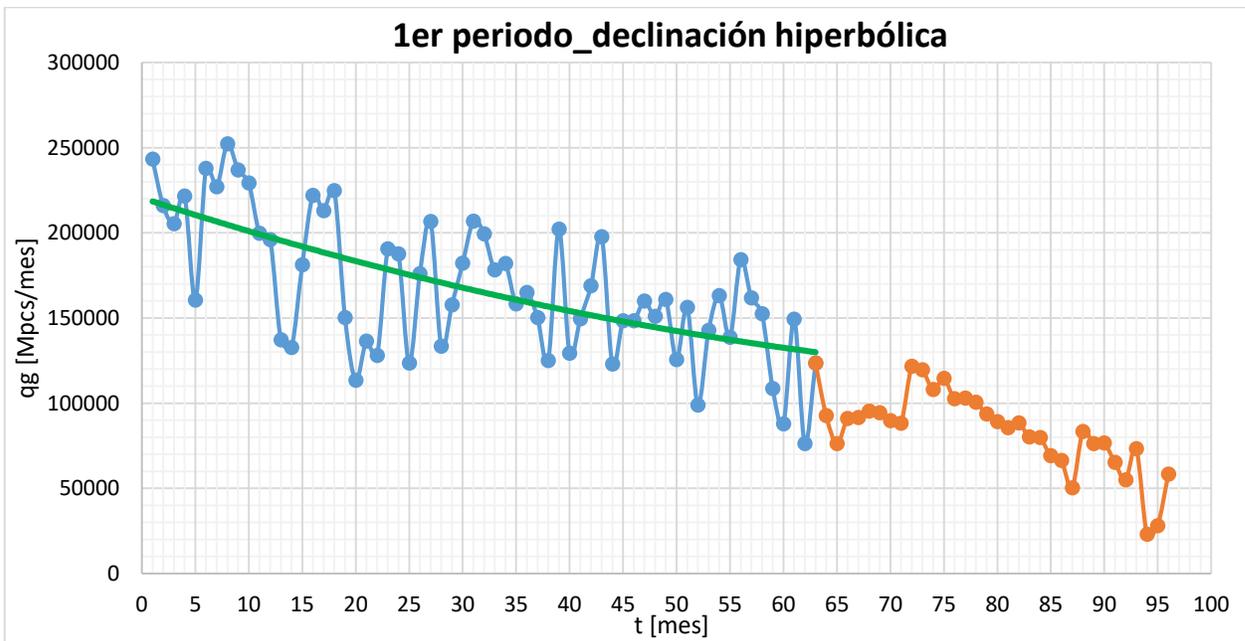
$$q' = \frac{q_i}{(1 + (D * n) * t')^{\frac{1}{n}}} \quad \rightarrow \quad n = \frac{\log(1 + (D * n) * t')}{\log\left(\frac{q_i}{q'}\right)}$$

- Finalmente:

$$D = \frac{(D * n)}{n}$$

Para el campo Chaco Sur se presenta su análisis con los datos del Anexo 5 y con los cálculos efectuados en una hoja de Excel.

- **1er periodo (Enero 2002 – Marzo 2007):**



De la gráfica: $(t_1, q_1) \rightarrow (60, 132\,531.08)$ y $(t_2, q_2) \rightarrow (5, 210\,499.38)$

$$q_3 = \sqrt{q_1 * q_2} = \sqrt{132\,531.08 * 210\,499.38} \rightarrow q_3 = 167\,026.08 \text{ [Mpcs/mes]}$$

Con este dato de caudal se halla: $t_3 = 30.53 \text{ [mes]}$

$$(D * n) = \frac{t_1 + t_2 - 2 * t_3}{t_3^2 - t_1 * t_2} = \frac{60 + 5 - 2 * 30.53}{30.53^2 - 60 * 5} \rightarrow (D * n) = 0.00623$$

Se estima a: $t = 0 \rightarrow q_i = 220\,490 \text{ [Mpcs/mes]}$

Se toma cualquier punto: $(t', q') \rightarrow (40, 154\,110.5)$

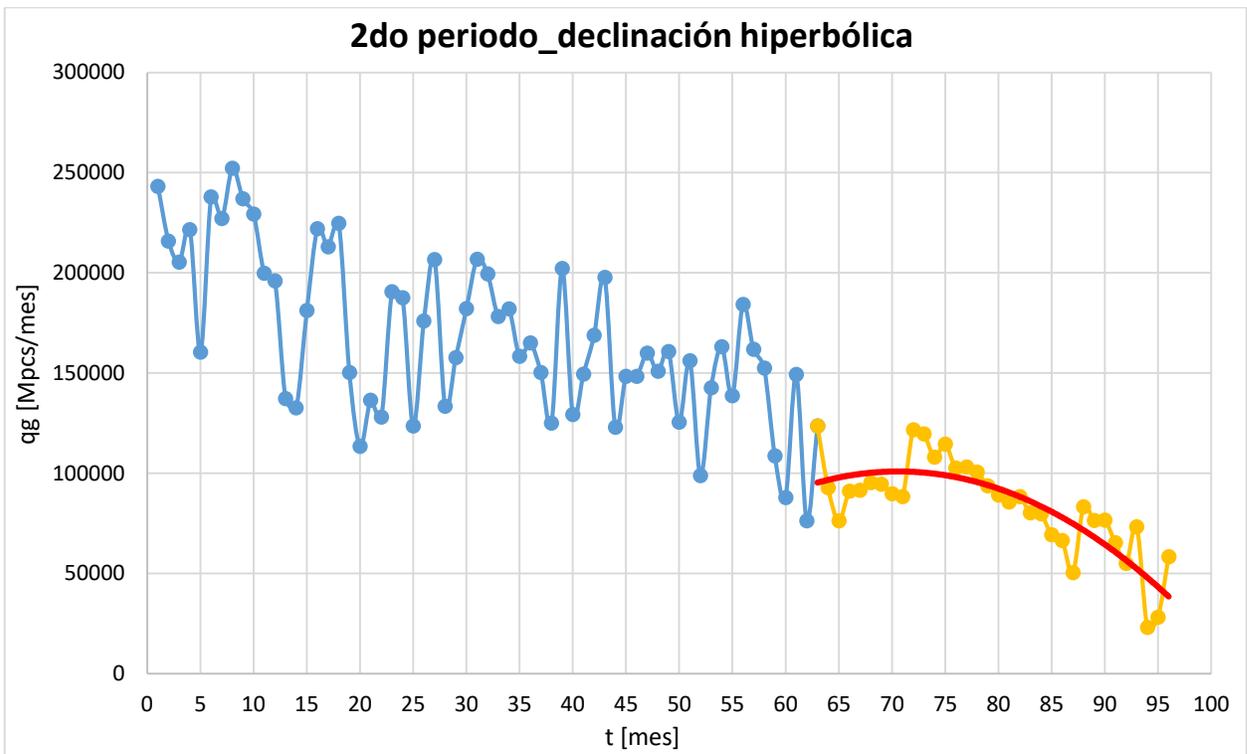
$$n = \frac{\log(1 + (D * n) * t')}{\log\left(\frac{q_i}{q'}\right)} = \frac{\log(1 + 0.00623 * 40)}{\log\left(\frac{220\,490}{154\,110.5}\right)} \rightarrow n = 0.621$$

$$D = \frac{(D * n)}{n} = \frac{0.00623}{0.621} \rightarrow D = 0.010 \text{ [mes}^{-1}\text{]}$$

Se realiza una tabla con los datos de la producción histórica, con los datos de producción calculados con la ecuación hiperbólica, y también el cuadrado de la diferencia entre ellos.

DECLINACIÓN HIPERBÓLICA 1ER PERIODO							
t [mes]	q _g [Mpcs] (Historial)	q _g [Mpcs/mes] (Calculado)	Δq _g ²	t [mes]	q _g [Mpcs] (Historial)	q _g [Mpcs/mes] (Calculado)	Δq _g ²
ene-02	243115	218302,838	615643377,7	sep-04	178177	163311,061	220996141,3
feb-02	215836	216150,63	98991,72974	oct-04	181975	161964,764	400409527,6
mar-02	205336	214032,606	75630961,49	nov-04	158238	160636,367	5752163,79
abr-02	221529	211948,022	91795138,23	dic-04	164942	159325,541	31544611,85
may-02	160388	209896,151	2451057011	ene-05	150120	158031,967	62599219,16
jun-02	237822	207876,287	896745714,5	feb-05	125000	156755,332	1008401109
jul-02	227008	205887,744	446065197,9	mar-05	202075	155495,331	2169665549
ago-02	252075	203929,855	2317955019	abr-05	129205	154251,666	627335483,3
sep-02	236880	202001,968	1216477088	may-05	149386	153024,045	13235373,89
oct-02	229188	200103,453	845910852,9	jun-05	168809	151812,184	288891754,9
nov-02	199658	198233,694	2028646,851	jul-05	197652	150615,804	2212403774
dic-02	195928	196392,092	215381,5141	ago-05	122900	149434,632	704086693,2
ene-03	137075	194578,064	3306602360	sep-05	148330	148268,403	3794,189935
feb-03	132612	192791,042	3621517075	oct-05	148340	147116,857	1496079,973
mar-03	181201	191030,473	96618538,43	nov-05	159794	145979,738	190833832,6
abr-03	221964	189295,819	1067210067	dic-05	150832	144856,799	35703029,02
may-03	212922	187586,555	641884795,8	ene-06	160734	143747,795	288531146,2
jun-03	224710	185902,169	1506047725	feb-06	125446	142652,49	296063289,9
jul-03	150238	184242,165	1156283227	mar-06	156099	141570,649	211072983,8
ago-03	113393	182606,056	4790447098	abr-06	98710	140502,045	1746575039
sep-03	136297	180993,369	1997765412	may-06	142622	139446,455	10084083,55
oct-03	127883	179403,643	2654376702	jun-06	163079	138403,661	608872332,1
nov-03	190492	177836,429	160163473,5	jul-06	138602	137373,45	1509335,541
dic-03	187519	176291,288	126061523,7	ago-06	184139	136355,611	2283252220
ene-04	123440	174767,791	2634542171	sep-06	161745	135349,942	696699097,3
feb-04	175931	173265,523	7104766,775	oct-06	152374	134356,241	324639656,6
mar-04	206629	171784,076	1214168727	nov-06	108523	133374,312	617587684,5
abr-04	133373	170323,053	1365306415	dic-06	87729	132403,963	1995852300
may-04	157682	168882,067	125441492,3	ene-07	149298	131445,006	318729385,1
jun-04	182090	167460,739	214015280,9	feb-07	76153	130497,258	2953298357
jul-04	206779	166058,701	1658142771	mar-07	123473	129560,537	37058107,24
ago-04	199345	164675,592	1201967850				
						TOTAL	58868474008

- 2do periodo (Marzo 2007 – Diciembre 2009):



De la gráfica: $(t_1, q_1) \rightarrow (65, 97\ 876,25)$ y $(t_2, q_2) \rightarrow (95, 43\ 288,25)$

$$q_3 = \sqrt{q_1 * q_2} = \sqrt{97\ 876,25 * 43\ 288,25} \rightarrow q_3 = 65\ 091,41 \text{ [Mpcs/mes]}$$

Con este dato de caudal se halla: $t_3 = 89,84 \text{ [mes]}$

$$(D * n) = \frac{t_1 + t_2 - 2 * t_3}{t_3^2 - t_1 * t_2} = \frac{65 + 95 - 2 * 89,84}{89,84^2 - 65 * 95} \rightarrow (D * n) = -0,0104$$

Se estima a: $t = 0 \rightarrow q_i = -381\ 034 \text{ [Mpcs/mes]}$

Se toma cualquier punto: $(t', q') \rightarrow (80, 92\ 342)$

$$n = \frac{\log(1 + (D * n) * t')}{\log\left(\frac{q_i}{q'}\right)} = \frac{\log(1 + (-0,0104) * 80)}{\log\left(\frac{-381\ 034}{92\ 342}\right)} \rightarrow n = 0,621$$

$$D = \frac{(D * n)}{n} = \frac{0,00623}{0,621} \rightarrow D = 0,010 \text{ [mes}^{-1}\text{]}$$

Se realiza una tabla con los datos de la producción histórica, con los datos de producción calculados con la ecuación armónica, y también el cuadrado de la diferencia entre ellos.

DECLINACIÓN HIPERBÓLICA 2DO PERIODO								
t [mes]	q _g [Mpcs] (Historial)	q _g [Mpcs/mes] (Calculado)	Δq _g ²		t [mes]	q _g [Mpcs] (Historial)	q _g [Mpcs/mes] (Calculado)	Δq _g ²
mar-07	123473	377254	64404955157		ago-08	89068	321262	53914030029
abr-07	92634	373535	78905389166		sep-08	85531	318393	54224830322
may-07	76105	369875	86300709954		oct-08	88280	315566	51658860935
jun-07	90970	366272	75791414349		nov-08	80145	312779	54118547778
jul-07	91422	362727	73606141559		dic-08	79695	310032	53054991915
ago-07	95262	359236	69682242939		ene-09	69106	307323	56747506930
sep-07	94378	355799	68341198369		feb-09	66279	304653	56822238568
oct-07	89709	352416	69014978340		mar-09	50214	302020	63406446259
nov-07	88217	349084	68051797240		abr-09	83206	299424	46750336477
dic-07	121594	345804	50269911146		may-09	76258	296864	48667067797
ene-08	119505	342572	49759042648		jun-09	76471	294339	47466599924
feb-08	107983	339390	53549122691		jul-09	65192	291849	51373443682
mar-08	114455	336255	49195226032		ago-09	54858	289393	55006607952
abr-08	102496	333167	53209005627		sep-09	73224	286970	45687344142
may-08	102942	330124	51611793976		oct-09	22904	284580	68474222948
jun-08	100420	327127	51395880346		nov-09	28078	282222	64589029926
jul-08	93636	324173	53147204772		dic-09	58274	279895	49115934983
					TOTAL			1,98731E+12

ANEXO 8: Datos de gradientes de presión, pozo CHS-101

Número de Estación	Profundidad		Presión	Gradiente estático	Densidad de fluido
	[ft]	[m]	[psia]	[psi/ft]	[g/cm ³]
1	0	0	957	0,0368	0,093
2	1200	366	1001	0,0368	0,093
3	2150	655	1036	0,0368	0,093
4	3560	1085	1088	0,0368	0,093
5	4750	1448	1132	0,0368	0,093
6	5330	1625	1153	0,0368	0,093
7	5720	1744	1326	0,4473	1,129
8	6230	1899	1552	0,4473	1,129

Para determinar el gradiente de presión se realiza los siguientes cálculos. Se da el ejemplo para el primer punto:

$$\text{Gradiente de presión} = \frac{P_2 - P_1}{h_2 - h_1} = \frac{(1001 - 957) \text{ [psi]}}{(1200 - 0) \text{ [ft]}}$$

$$\text{Gradiente de presión} = 0,0368 \left[\frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right]$$

Y para el cálculo de la densidad se realiza el siguiente procedimiento, de igual manera se toma como ejemplo para el primer punto:

$$\text{Gradiente de presión} = \frac{\Delta P}{\Delta h} \approx \frac{P}{h}$$

$$P[\text{psi}] = 0,052 * \rho_{fl}[\text{LPG}] * h[\text{ft}] \rightarrow \frac{P}{h} = 0,052 * \rho_{fl}[\text{LPG}]$$

$$\text{Gradiente de presión [psi/ft]} = 0,052 * \rho_{fl}[\text{LPG}]$$

$$\rho_{fl} = \frac{\text{Gradiente de presión [psi/ft]}}{0,052} [\text{LPG}] * \frac{453,6 \text{ [g]}}{1 \text{ [lb]}} * \frac{1 \text{ [gal]}}{3785 \text{ [cc]}}$$

$$\rho_{fl}[\text{g/cc}] = 2,305 * \text{Gradiente de presión [psi/ft]} = 2,305 * 0,0368$$

$$\rho_{fl}[\text{g/cc}] = 0,093 \text{ [g/cc]}$$

Y de la misma forma redondeando para todas las alturas y presiones.

ANEXO 9: Cálculos complementarios, gasto crítico del gas producido CHS-101

Para determinar la velocidad crítica se debe determinar antes el factor Z y la densidad del gas a las condiciones de cabeza de pozo. Se calcula el factor Z con la gráfica de Standing y Katz, y la densidad con la ecuación de estado del gas real.

Anexo 9.1: Cálculo del factor de compresibilidad (Z)

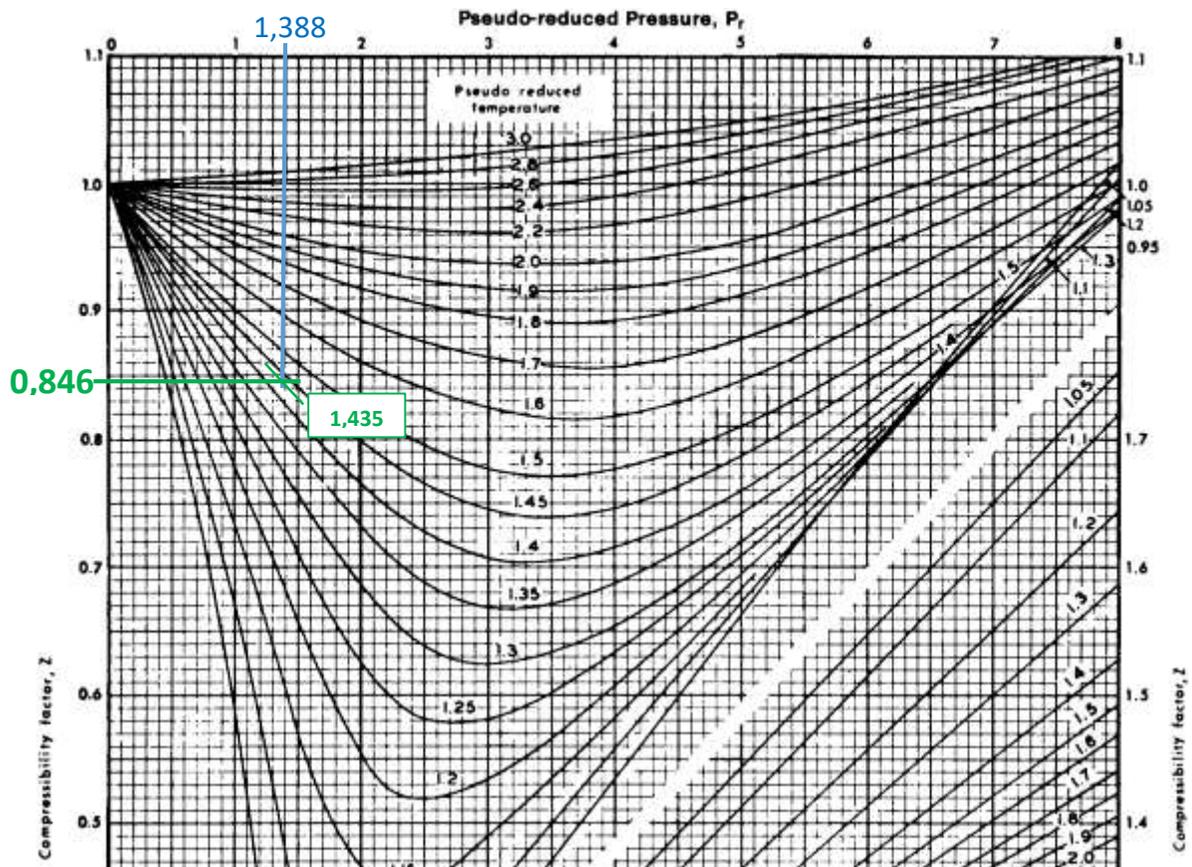
Se cuenta ya con los parámetros pseudocríticos del gas producido del pozo CHS-101, calculados en el Anexo 4, también se debe emplear los datos de la Tabla 6.6 para hallar los valores pseudorreducidos.

$$P_{sc} = 655,16 \text{ [psi]} \quad ; \quad T_{sc} = 372,88 \text{ [R]}$$

$$P_{cab} = 909,7 \text{ [psia]} \quad ; \quad T_{cab} = 535 \text{ [R]}$$

$$P_{sr} = \frac{P_{cab}}{P_{sc}} = \frac{909,7}{655,16} = 1,388 \quad ; \quad T_{sr} = \frac{T_{cab}}{T_{sc}} = \frac{535}{372,88} = 1,435$$

Con estos valores se halla el factor Z en la gráfica de Standing y Katz.



Se obtiene el siguiente resultado:

$$Z = 0.846$$

Anexo 9.2: Cálculo de la densidad del gas (ρ_g)

Con el dato de peso molecular del Anexo 3.1, el factor Z calculado en el Anexo 9.1, y los datos de cabezal de la Tabla 6.6, se determina la densidad del gas con la ecuación de estado de gases reales.

$$M_g = 18,714 \left[\frac{lb}{lbmol} \right]$$

$$P_{cab} = 909,7 [psia]$$

$$T_{cab} = 535 [R]$$

$$Z = 0,846$$

$$\rho_g = \frac{P_{cab} * M_g}{Z * R * T_{cab}} = \frac{909,7 * 18,714}{0,846 * 10,73 * 535} = 3,505 [lb/pe^3]$$

ANEXO 10: Cálculo de la producción de gas de acuerdo a las tendencias de declinación del pozo CHS-101

Como ya se han determinado en el Anexo 7 las tendencias de declinación de la producción de gas del pozo CHS-101, se determinará como se produciría en los siguientes 24 meses después de su implementación. Se utilizarán las ecuaciones de cada tendencia.

Anexo 10.1: Producción de gas sin la instalación de la tubería flexible

El pozo continuaría con la tendencia de declinación exponencial, se tienen los datos del Anexo 7.

$$q_i = 587\,760 \left[\frac{\text{Mpcs}}{\text{mes}} \right]$$

$$\text{Ecuación: } q = q_i * e^{-D*t}$$

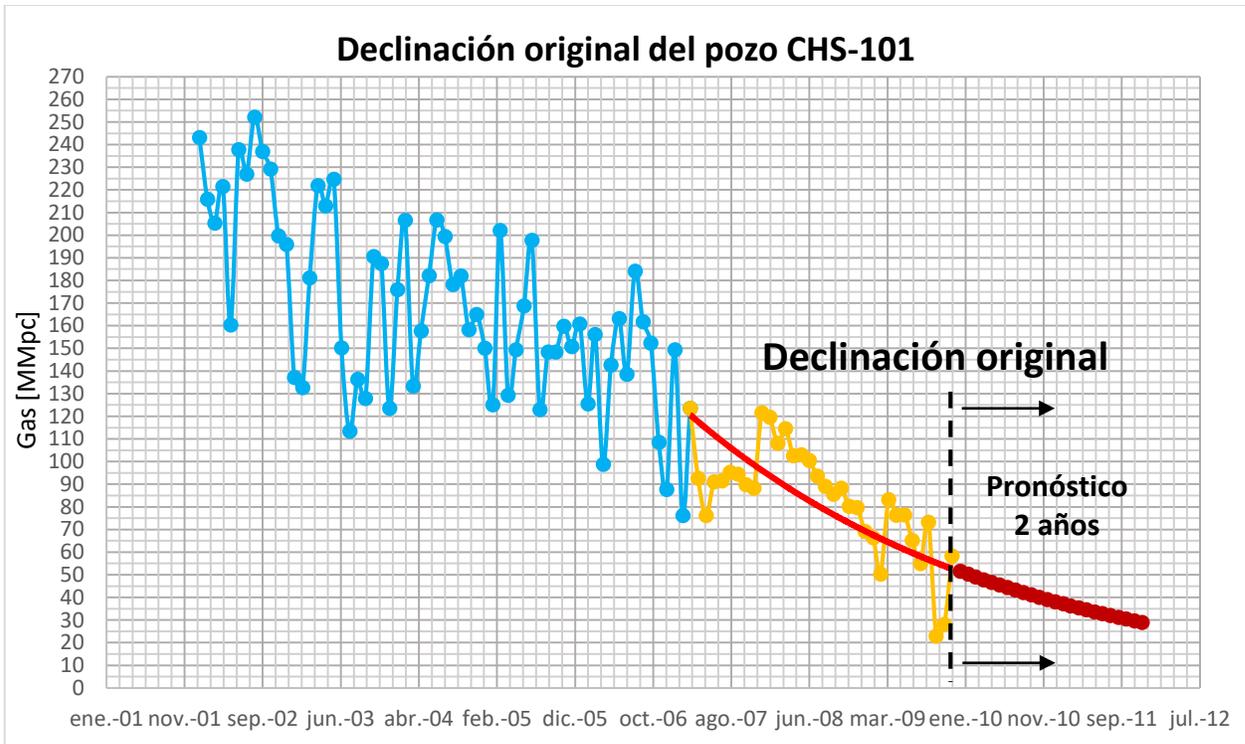
$$D = 0,0251 [\text{mes}^{-1}]$$

$$\text{Reemplazando: } q = 587\,760 * e^{-0,0251*t}$$

Con esta ecuación se determina la producción de gas a partir de la implementación de la sarta velocista. El último mes que produce el pozo CHS-101 sin instalación de sarta de velocidad, de acuerdo al Historial de Producción en el Anexo 5, es Diciembre de 2009. Por tanto, el cálculo efectuado es a partir de Enero de 2010 hasta Diciembre de 2011.

Mes	Q _g [Mpcs]	Q _g [MMpcs]
ene-10	51502	51,502
feb-10	50225	50,225
mar-10	48980	48,980
abr-10	47766	47,766
may-10	46582	46,582
jun-10	45428	45,428
jul-10	44302	44,302
ago-10	43203	43,203
sep-10	42132	42,132
oct-10	41088	41,088
nov-10	40070	40,070
dic-10	39076	39,076
ene-11	38108	38,108
feb-11	37163	37,163
mar-11	36242	36,242
abr-11	35344	35,344
may-11	34468	34,468
jun-11	33613	33,613
jul-11	32780	32,780
ago-11	31967	31,967
sep-11	31175	31,175
oct-11	30402	30,402
nov-11	29649	29,649
dic-11	28914	28,914

PRODUCCIÓN TOTAL	940,180 [MMpcs]
-------------------------	------------------------



Anexo 10.2: Producción de gas con la instalación de la tubería flexible

Se tendría nuevamente una tendencia de declinación hiperbólica, se tienen los datos del Anexo 7.

$$q_i = 220\,490 \text{ [Mpcs/mes]}$$

$$\text{Ecuación: } q = \frac{q_i}{(1 + D * n * t)^{1/n}}$$

$$D = 0,010 \text{ [mes}^{-1}\text{]}$$

$$\text{Reemplazando: } q = \frac{220\,490}{(1 + 0,010 * 0,621 * t)^{1/0,621}}$$

$$n = 0,621$$

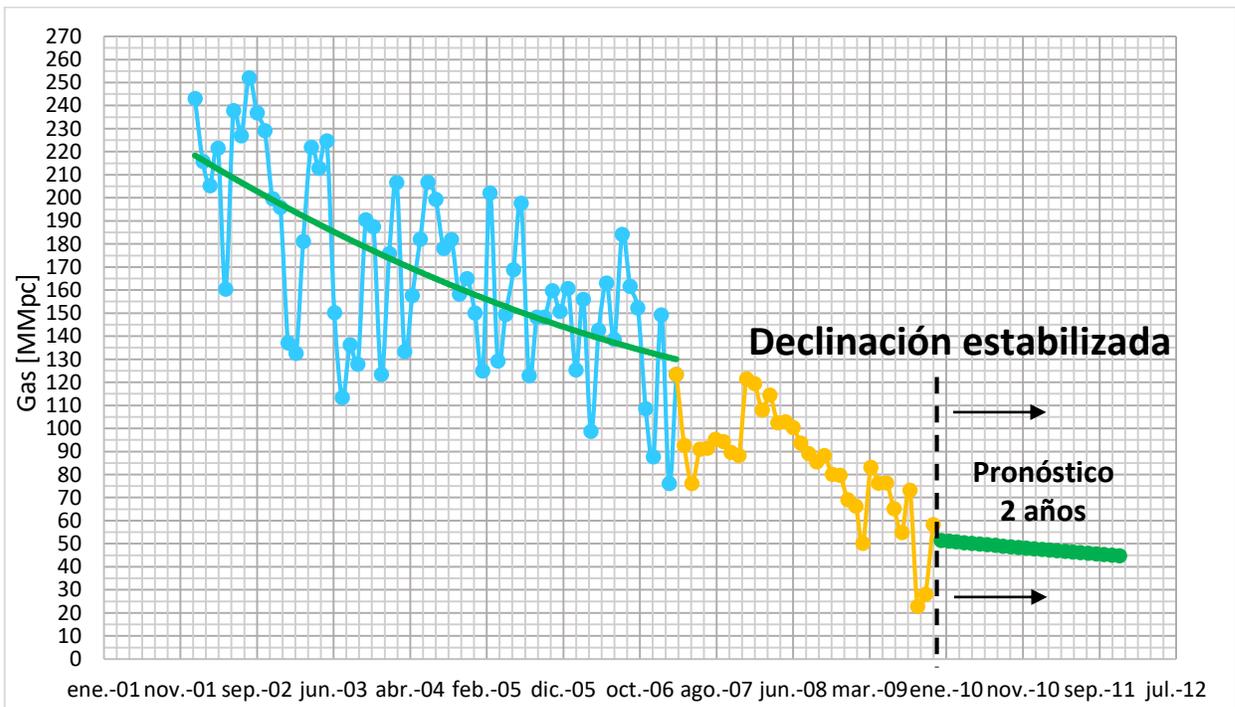
$$q = \frac{220\,490}{(1 + 0,00621 * t)^{1,6103}}$$

Con esta ecuación se determina la producción a partir de la implementación de la sarta velocista. El último mes que produce el pozo CHS-101 sin instalación de sarta de velocidad de acuerdo al Historial de Producción en el Anexo 5 es Diciembre de 2009. Por tanto, el cálculo efectuado es a partir de Enero de 2010 hasta Diciembre de 2011.

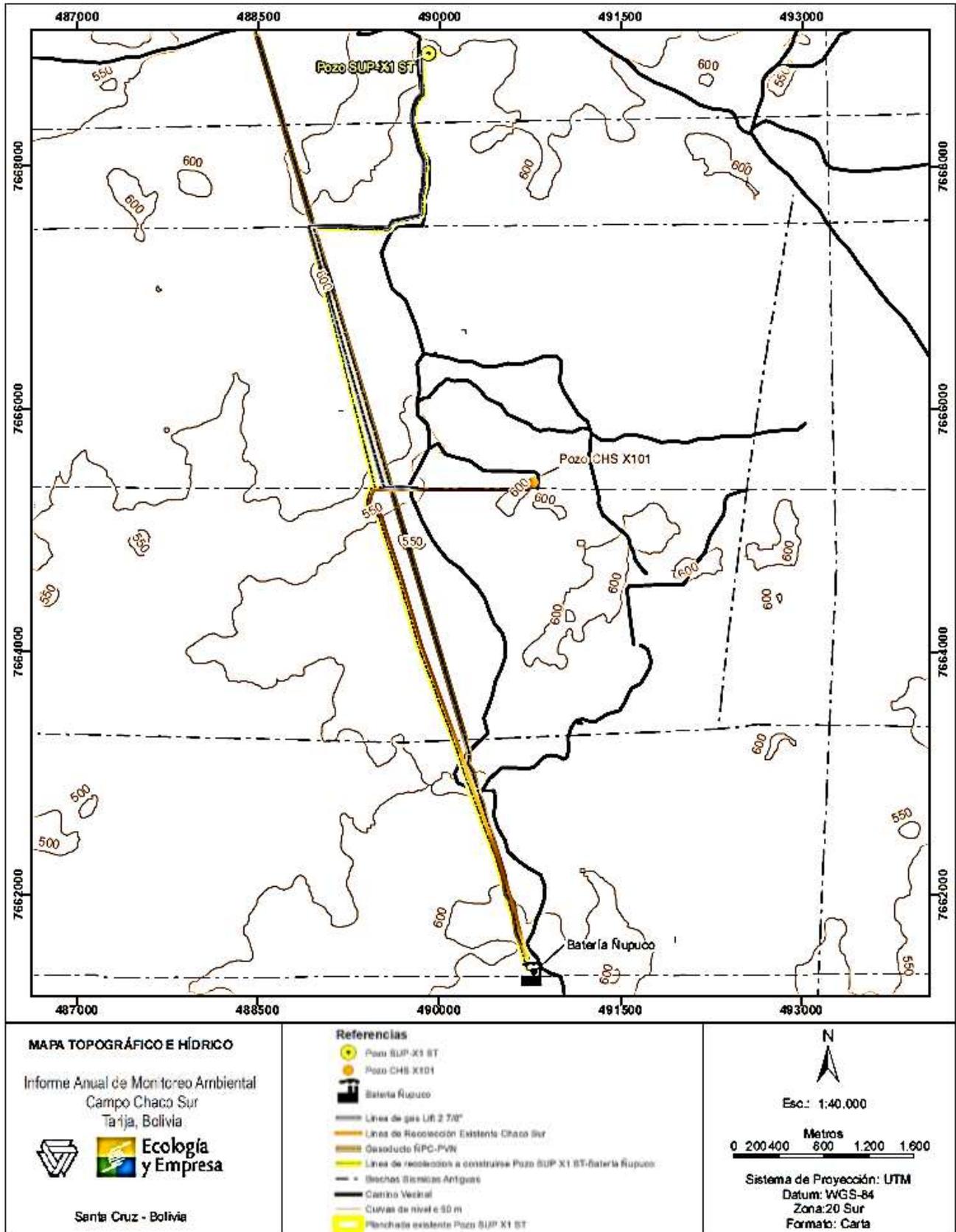
Mes	Q _g [Mpcs]	Q _g [MMpc]
ene-10	51483	51,483
feb-10	51163	51,163
mar-10	50847	50,847
abr-10	50533	50,533
may-10	50223	50,223
jun-10	49916	49,916
jul-10	49612	49,612
ago-10	49311	49,311
sep-10	49013	49,013
oct-10	48717	48,717

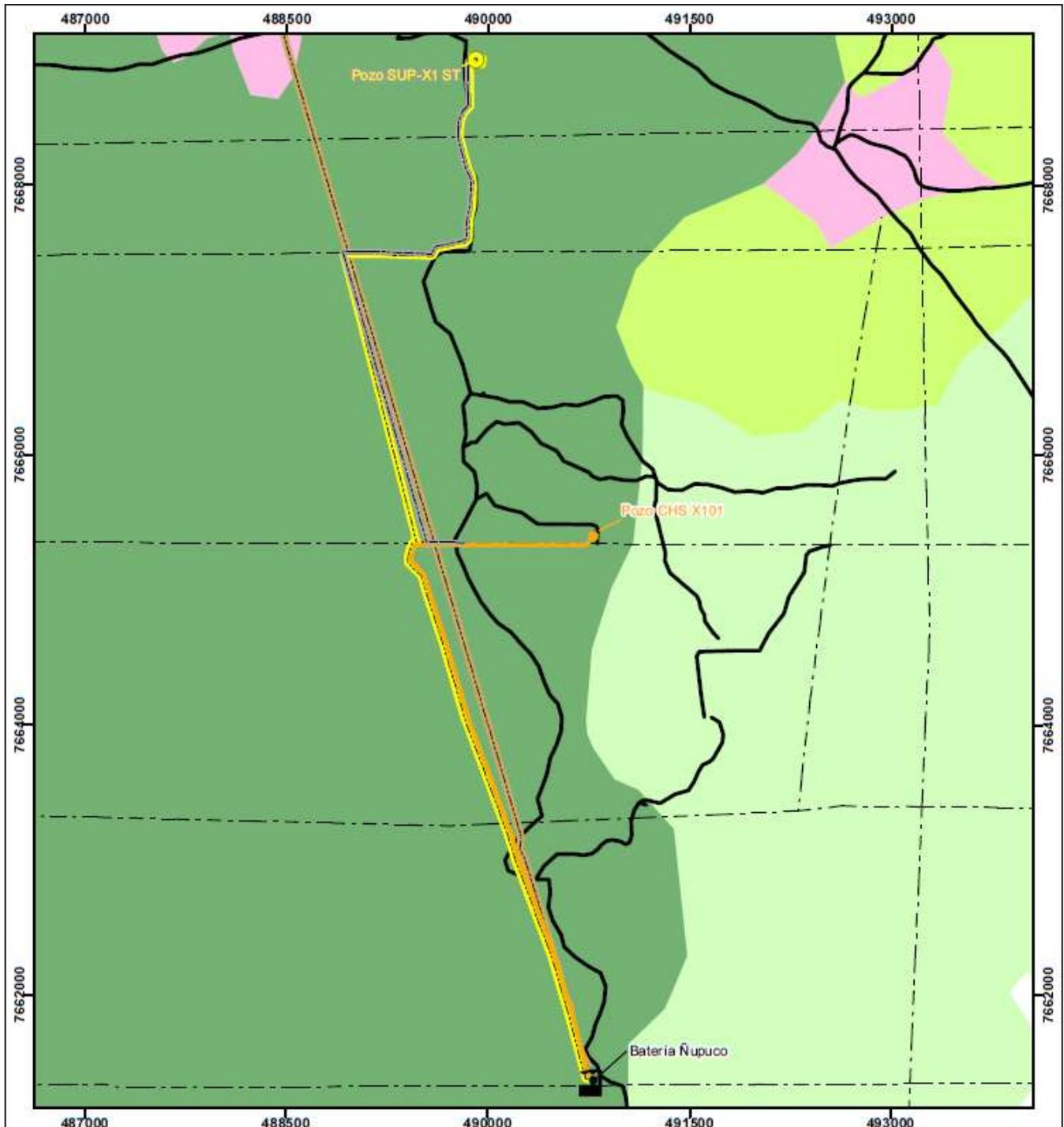
nov-10	48425	48,425
dic-10	48136	48,136
ene-11	47849	47,849
feb-11	47565	47,565
mar-11	47284	47,284
abr-11	47005	47,005
may-11	46729	46,729
jun-11	46456	46,456
jul-11	46185	46,185
ago-11	45917	45,917
sep-11	45651	45,651
oct-11	45388	45,388
nov-11	45127	45,127
dic-11	44869	44,869

PRODUCCIÓN TOTAL	1153,404 [MMpc]
-------------------------	------------------------



ANEXO 11: Mapas temáticos, pozo CHS-101





UNIDADES VEGETALES

Informe Anual de Monitoreo Ambiental
 Campo Chaco Sur
 Tarija, Bolivia

 **Ecología y Empresa**

Santa Cruz - Bolivia

- Referencias**
-  Pozo SUP-X1
 -  Pozo CHS X101
 -  Bateria Nupuco
 -  Línea de gas Lift 2 7/8"
 -  Línea de Recolección Existente Chaco Sur
 -  Línea de recolección a construirse Pozo SUP X1 ST-Bateria Nupuco
 -  Gasoducto PVM-PVM
 -  Brechas Símicas Antiguas
 -  Camino Vecinal
 -  Planchada existente Pozo SUP X1 ST
- Unidades Vegetales**
-  Arbustales y matorrales secundarios de origen antropico
 -  Bosque chaqueño transicional del preandino seco
 -  Bosque chaqueño transicional del preandino seco superior y subhúmedo inferior
 -  Quebrachal de Quebracho colorado del Chaco noroccidental

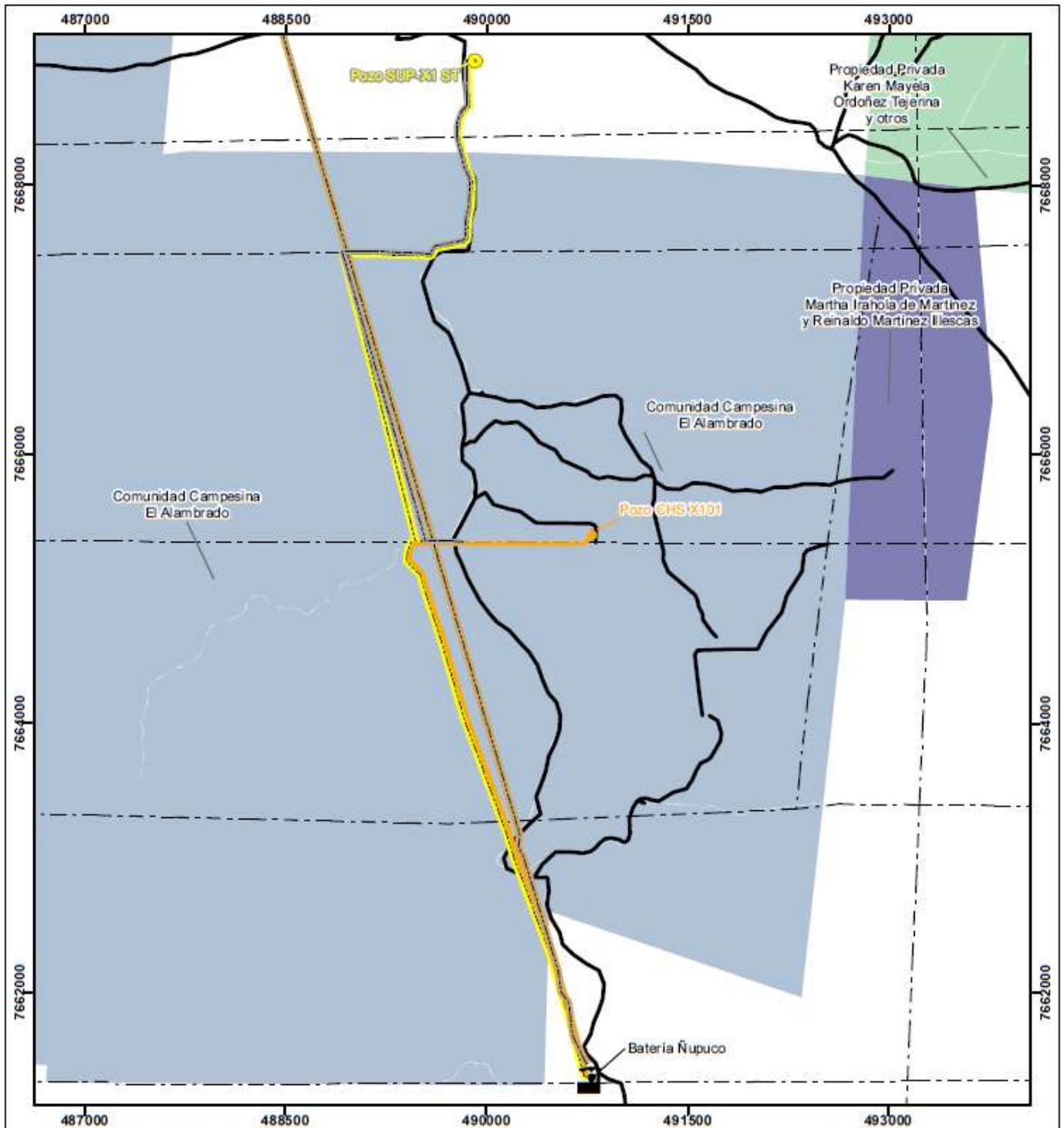
N

Esc.: 1:40.000

Metros

0 200 400 800 1.200 1.600

Sistema de Proyección: UTM
 Datum: WGS-84
 Zona: 20 Sur
 Formato: Carta



PROPIEDADES RURALES Y TCO

Informe Anual de Monitoreo Ambiental
 Campo Chaco Sur
 Tarija, Bolivia.

 Ecología y Empresa

Santa Cruz - Bolivia

- Referencias**
-  Pozo SUP-X1
 -  Pozo CHS X101
 -  Bateria Ñupuco
 -  Línea de gas Lift 2 7/8"
 -  Gasoducto ÑPC-PVN
 -  Línea de Recolección Existente Chaco Sur
 -  Línea de recolección a construirse Pozo SUP X1ST-Bateria Ñupuco
 -  Brechas Sísmicas Antiguas
 -  Camino Vecinal
 -  Planchada existente Pozo SUP X1 ST
- Propiedades Rurales Tituladas**
-  Comunidad campesina El Alambrado
 -  Propiedad Privada Karen Mayela Ordoñez Tejerina y otros
 - Propiedad Privada Martha Irañola de Martínez y Reinaldo Martínez Illescas
- Nota: No se encuentra TCO en todo el área del proyecto

N

Esc.: 140.000

Metros

0 200 400 600 1.200 1.600

Sistema de Proyección: UTM
 Datum: WGS-84
 Zona: 20 Sur
 Formato: Carta