



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE PETRÓLEOS**

TEMA:

**“DISEÑO DE TRAYECTORIA DE MODELOS DE POZOS
DIRECCIONALES: INCREMENTO CONTINUO, SLANT, TIPO S Y
HORIZONTAL, MEDIANTE EL DESARROLLO DE UN SISTEMA
COMPUTACIONAL CON ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR (ES):

ANNABELLE MARIELA BUSTE UTRERA

JULIO CÉSAR CORTEZ CASTRO

TUTOR:

ING. ISRAEL ISIDRO YAGUAL PITA, MS.c

LA LIBERTAD, ECUADOR

2025

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

“DISEÑO DE TRAYECTORIA DE MODELOS DE POZOS DIRECCIONALES: INCREMENTO CONTINUO, SLANT, TIPO S Y HORIZONTAL, MEDIANTE EL DESARROLLO DE UN SISTEMA COMPUTACIONAL CON ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL”

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

**ANNABELLE MARIELA BUSTE UTRERA
JULIO CÉSAR CORTEZ CASTRO**

TUTOR:

ING ISRAEL ISIDRO YAGUAL PITA, MS.C

LA LIBERTAD – ECUADOR

2025

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

DRA. MARLELIS DEL VALLE
GUTIÉRREZ HINESTROZA, PHD.
DIRECTORA DE CARRERA

ING. ISRAEL ISIDRO YAGUAL
PITA, MSc.
DOCENTE TUTOR

ING. JOSÉ VILLEGAS
SALABARRIA, PHD.
DOCENTE ESPECIALISTA

ING. CARLOS ALFREDO
CARRERA MALAVÉ, MSc.
DOCENTE UIC

ING. DAVID VEGA GONZÁLEZ
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

El siguiente trabajo de titulación está dedicado
a Dios por permitirnos seguir adelante, a nuestros
padres y familiares por el apoyo incondicional
que no brindaron en el transcurso de nuestros estudios.

A las amistades que con cada palabra de ánimo
nos recordaron la importancia de seguir adelante.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “Diseño De Trayectoria De Modelos De Pozos Direccionales: Incremento Continuo, Slant, Tipo S Y Horizontal, Mediante El Desarrollo De Un Sistema Computacional Con Estimación Del Potencial”, elaborado por los estudiantes Julio Cesar Cortez Castro y Annabelle Mariela Buste Utrera, egresado de la carrera de Ingeniería en Petróleo, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 0% de la valoración permitida.

**CERTIFICADO DE ANÁLISIS**
magister

TESIS BUSTE - CORTEZ 2024

0%
Textos sospechosos

0% Similitudes
0% similitudes entre comillas
0% entre las fuentes mencionadas
0% Idiomas no reconocidos

Nombre del documento: TESIS BUSTE - CORTEZ 2024.docx	Depositante: Israel Isidro Yagual Pita	Número de palabras: 2567
ID del documento: 116779e1725391ad1d8f2a7447d7245246f401ae	Fecha de depósito: 9/12/2024	Número de caracteres: 16.321
Tamaño del documento original: 192,68 kB	Tipo de carga: interface	
Autores: []	fecha de fin de análisis: 9/12/2024	



Firmado electrónicamente por:
**ISRAEL ISIDRO
YAGUAL PITA**

ISRAEL ISIDRO YAGUAL PITA

C.I.: 0927362988

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Julio Cesar Cortez Castro y Annabelle Mariela Buste Utrera-, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“Diseño De Trayectoria De Modelos De Pozos Direccionales: Incremento Continuo, Slant, Tipo S Y Horizontal, Mediante El Desarrollo De Un Sistema Computacional Con Estimación Del Potencial”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



JULIO CÉSAR CORTEZ CASTRO

C.I. 2450521691



ANNABELLE MARIELA BUSTE UTRERA

C.I. 2450923324

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Israel Isidro Yagual Pita, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **“Diseño De Trayectoria De Modelos De Pozos Direccionales: Incremento Continuo, Slant, Tipo S Y Horizontal, Mediante El Desarrollo De Un Sistema Computacional Con Estimación Del Potencial”** previo a la obtención del Título de Ingenieros en Petróleos elaborado por los Sr/a. Julio César Cortez y Annabelle Mariela Buste -, egresado de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



Firmado electrónicamente por:
ISRAEL ISIDRO
YAGUAL PITA

Ing. Israel Isidro Yagual Pita, MSc.

TUTOR

AGRADECIMIENTOS

Agradecimiento 1

Con gratitud infinita, quiero expresar mis más sinceros agradecimientos a todas aquellas personas e instituciones que hicieron posible la realización de este trabajo.

En primer lugar, agradezco por brindarme el espacio, los recursos y el apoyo necesario para desarrollar esta investigación. Mi reconocimiento especial a la Dra. Marllelis Gutiérrez directora de la carrera, a los Ingenieros Yagual Pita, y al Ing. Carlos Malavé Docentes de la Carrera de Ingeniería en Petróleo quienes con su guía y conocimientos aportaron significativamente al desarrollo de este proyecto.

De igual manera, no puedo dejar de mencionar a mi familia, quienes han sido mi pilar fundamental en todo este camino. A mis padres, Ramón Buste y Cecilia Utrera por su amor incondicional, enseñanzas y apoyo constante. A mis hermanos, por su comprensión y ánimo en los momentos difíciles dándome ánimos para seguir adelante, cuando ya sentía que no podía avanzar, estuvieron para mí.

Finalmente, a mi amigo y compañero de tesis Julio Cortez, quien con su compañía, consejos y palabras de aliento hicieron este trayecto mucho más llevadero. A todos ellos, gracias por creer en mí y por motivarme a seguir adelante en el transcurso de la carrera.

A todos, mi eterno agradecimiento.

Agradecimiento 2

A mi abuela, por ser mi guía y ejemplo de perseverancia; sin su amor incondicional y apoyo no sería quien soy. A mi padre, por su esfuerzo y dedicación, que me han inspirado a superar cada obstáculo con determinación. A mis tías y mis tíos, quienes siempre han estado presentes con sus palabras de aliento y consejos sabios, recordándome el valor de la familia y la unión. A mi novia, por su paciencia, comprensión y constante motivación, siendo mi compañera en los momentos más desafiantes y celebrando conmigo cada logro alcanzado. A mis amigos, por brindarme su apoyo incondicional, su alegría y las risas que me recordaron que no hay metas imposibles cuando se tiene un círculo cercano que te respalda.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DEDICATORIA.....	III
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	IV
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	5
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR	6
AGRADECIMIENTOS	7
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	9
FIGURAS.....	13
ÍNDICE DE ECUACIONES.....	18
ÍNDICE DE TABLAS	28
ÍNDICE DE ANEXOS	29
RESUMEN.....	30
ABSTRACT	31
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	32
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	32
1.2 ANTECEDENTES	33
1.3 HIPÓTESIS.....	34
1.4 OBJETIVOS	34
1.4.1 <i>Objetivo General</i>	34
1.4.2 <i>Objetivo Específico</i>	34

1.5	ALCANCE.....	35
1.6	VARIABLES	36
1.6.1	<i>Variables dependientes:</i>	36
1.6.2	<i>Variables independientes</i>	36
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO		37
2.1	IMPORTANCIA DEL CORRECTO DISEÑO DE LAS TRAYECTORIAS DE POZOS.....	37
2.2	DISEÑO DE TRAYECTORIAS	38
2.3	CONTROL DE LA DERIVACIÓN	39
2.3.1	<i>Técnicas De Control De Desviación</i>	39
2.3.2	<i>Factores Que Influyen En El Control De Desviación</i>	40
2.4	TRAYECTORIAS DE POZOS DIRECCIONALES	41
2.4.1	<i>Partes De La Trayectoria De Un Pozo Direccional</i>	43
2.5	MODELOS DE POZOS DIRECCIONALES	47
2.5.1	<i>Pozo De Incremento Continuo</i>	48
2.5.2	<i>Pozo Tipo Slant</i>	54
2.5.3	<i>Pozo Tipo "S"</i>	62
2.5.4	<i>Pozo Horizontal</i>	68
2.6	DISEÑO DE TRAYECTORIAS	76
2.7	TOMA DE DECISIONES	76
2.8	FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS	77
2.8.1	<i>Gradiente De Presión</i>	78
2.8.2	<i>Propiedades Y Características A Tomar En Consideración</i>	78
2.8.3	<i>Método de Beggs & Brill</i>	81
2.8.4	<i>Método Orkiszweski</i>	87
2.8.5	<i>Método de Duns & Ross</i>	93
2.9	CAUDAL POR EFECTO DE COMPLETACIÓN	105

2.9.1	<i>Completación Por Grava</i>	105
2.9.2	<i>Completación por cañoneo</i>	108
2.9.3	<i>Desarrollo de estimación</i>	110
2.10	ANÁLISIS DE DATOS.....	111
2.10.1	<i>Implementación de software</i>	112
2.10.2	<i>Python</i>	113
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....		115
3.1	METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN EMPLEADA.....	115
3.2	TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	115
3.3	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	116
3.3.1	<i>Definición de requerimiento</i>	116
3.3.2	<i>Análisis Y Diseño</i>	117
3.4	HERRAMIENTA Y LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN.....	117
3.4.1	<i>Bibliotecas empleadas</i>	118
3.5	FLUJOGRAMAS.....	120
3.5.1	<i>Flujograma de S.E.T.D</i>	120
3.5.2	<i>Flujograma módulo de incremento continuo</i>	121
3.5.3	<i>Flujograma módulo tipo Slant</i>	122
3.5.4	<i>Flujograma modulo tipo "S"</i>	123
3.5.5	<i>Flujograma módulo horizontal</i>	124
3.5.6	<i>Flujograma Método Beggs</i>	125
3.5.7	<i>Flujograma Método Orkiszweski</i>	126
3.5.8	<i>Flujograma Método de Duns & Ros</i>	127
3.5.9	<i>Flujograma Tasa de Producción por Efecto de la Completación (Grava)</i>	128
3.5.10	<i>Flujograma Tasa de Producción por Efecto de la Completación (Cañoneo)</i>	129
3.6	INTERFAZ DEL SOFTWARE S.E.T.D.....	130

CAPÍTULO IV: RESULTADOS	153
4.1 RESULTADOS GENERALES DEL SOFTWARE.....	153
4.1.1 <i>Módulo de cálculo de parámetros</i>	153
4.1.2 <i>Grado de confiabilidad</i>	153
4.2 MÓDULO DE VISUALIZACIÓN DE DATOS	154
4.2.1 <i>Actualización en forma instantánea</i>	154
4.2.2 <i>Facilidad de interpretación</i>	154
4.3 MÓDULO DE INTERFAZ GRÁFICA (GUI)	155
4.3.1 <i>Tiempo de respuesta</i>	155
4.3.2 <i>Interactividad y usabilidad</i>	155
4.4 EVALUACIÓN DE RENDIMIENTO	155
4.4.1 <i>Consumo de memoria</i>	156
4.4.2 <i>Carga de datos</i>	156
4.5 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE USUARIO	157
4.5.1 <i>Facilidad de uso</i>	157
4.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	157
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	160
5.1 CONCLUSIONES.....	160
5.2 RECOMENDACIONES	161
BIBLIOGRAFIA	162
ANEXOS.....	165

FIGURAS

		42
FIGURA 1.	TRAYECTORIA DIRECCIONAL (MITCHELL & MISKA, 2011)	42
FIGURA 2.	ILUSTRACIÓN DE LA SECCIÓN INICIAL VERTICAL (MITCHELL & MISKA, 2011)	44
FIGURA 3.	TRAYECTORIA DE UN POZO DE INCREMENTO CONTINUO(MITCHELL & MISKA, 2011)	48
FIGURA 4.	TRAYECTORIA DE UN POZO TIPO SLANT (MITCHELL & MISKA, 2011)	55
FIGURA 5.	TRAYECTORIA DE UN POZO TIPO "S"(MITCHELL & MISKA, 2011)	62
FIGURA 6.	TRAYECTORIA DE POZO HORIZONTAL (FRANCO GONZABAY KIMBERLY DAYANA & DE LA ROSA LIRIANO ÓSCAR GABRIEL, 2023)	69
FIGURA 7.	PATRÓN DE CIRCULACIÓN TIPO BURBUJA (MARTÍN I ET AL., 2011)	80
FIGURA 8.	PATRÓN DE CIRCULACIÓN TIPO TAPÓN (MARTÍN I ET AL., 2011)	80
FIGURA 9.	PATRÓN DE CIRCULACIÓN TIPO ESTRATIFICADO (MARTÍN I ET AL., 2011)	80
FIGURA 10.	PATRÓN DE CIRCULACIÓN TIPO ANULAR (MARTÍN I ET AL., 2011)	81
FIGURA 11.	PATRÓN DE CIRCULACIÓN TIPO SLUG (MARTÍN I ET AL., 2011)	81
FIGURA 12.	FLUJOGRAMA DEL CÁLCULO PARA HALLAR EL VALOR DE S	86
FIGURA 13.	ILUSTRACIÓN DE $L1$ Y $L2$ CON RESPECTO AL NÚMERO DIMENSIONAL (BROWN E.KERMIT ET AL.,1980)	95
FIGURA 14.	ILUSTRACIÓN NL EN FUNCIÓN DE $F1, F2, F3, F4$ (Brown E. Kermit et al., 1980)	96
FIGURA 15.	EN FUNCIÓN A LA RUGOSIDAD Y EL NRE SE DETERMINA EL FACTOR DE FRICCIÓN (BROWN E. KERMIT ET AL., 1980)	98

FIGURA 16. RELACIÓN DE f_3 CON RESPECTO $f_1 * V_{sg} * ND^{2.3} V_{sL}$ PARA FLUJO HORIZONTAL Y VERTICAL (Brown E. Kermit et al., 1980).....	99
FIGURA 17. ILUSTRACIÓN NL EN FUNCIÓN DE F_5, F_6, F_7 ,	100
FIGURA 18. EN FUNCIÓN A LA RUGOSIDAD Y EL NRE SE DETERMINA EL FACTOR DE FRICCIÓN (BROWN E. KERMIT ET AL., 1980)	101
FIGURA 19. RELACIÓN DE f_3 CON RESPECTO $f_1 * V_{sg} * ND^{2.3} V_{sL}$ PARA FLUJO HORIZONTAL Y VERTICAL (Brown E. Kermit et al., 1980).....	102
FIGURA 20. FLUJOGRAMA GENERAL QUE EXPLICA LA ESTRUCTURA DE LA HERRAMIENTA. FUENTE: (AUTORES, 2024)	120
FIGURA 21. DIAGRAMA DE FLUJO QUE EXPLICA LOS MECANISMOS EMPLEADOS EN LA CONSTRUCCIÓN DE ESTE MODELO. FUENTE: (AUTORES, 2024).....	121
FIGURA 22. DIAGRAMA DE FLUJO QUE EXPLICA LOS MECANISMOS EMPLEADOS EN LA CONSTRUCCIÓN DE ESTE MODELO. FUENTE: (AUTORES, 2024).....	122
FIGURA 23. DIAGRAMA DE FLUJO QUE EXPLICA LOS MECANISMOS EMPLEADOS EN LA CONSTRUCCIÓN DE ESTE MODELO. FUENTE: (AUTORES, 2024).....	123
FIGURA 24. DIAGRAMA DE FLUJO QUE EXPLICA LOS MECANISMOS EMPLEADOS EN LA CONSTRUCCIÓN DE ESTE MODELO. FUENTE: (AUTORES, 2024).....	124
FIGURA 25. DIAGRAMA DE FLUJO QUE MUESTRA LA METODOLOGÍA USADA PARA EL MÓDULO DE CAÍDA DE PRESIÓN SEGÚN BEGGS & BRILL. FUENTE: (AUTORES, 2024)	125
FIGURA 26. DIAGRAMA DE FLUJO QUE MUESTRA LA METODOLOGÍA USADA PARA EL MÓDULO DE CAÍDA DE PRESIÓN SEGÚN ORKISZWESKI. FUENTE: (AUTORES, 2024)	126
FIGURA 27. DIAGRAMA DE FLUJO QUE MUESTRA LA METODOLOGÍA USADA PARA EL MÓDULO DE CAÍDA DE PRESIÓN SEGÚN BEGGS & BRILL. FUENTE: (AUTORES, 2024)	127

FIGURA 28.	DIAGRAMA DE FLUJO QUE MUESTRA LA METODOLOGÍA USADA PARA EL CÁLCULO DE LA COMPLETACIÓN POR GRAVA. FUENTE: (AUTORES, 2024)	128
FIGURA 29.	DIAGRAMA DE FLUJO QUE MUESTRA LA METODOLOGÍA USADA PARA EL CÁLCULO DE LA COMPLETACIÓN POR CAÑONEO. FUENTE: (AUTORES, 2024)	129
FIGURA 30.	PANEL DE INICIO AL SOFTWARE S.E.T.D. FUENTE: (AUTORES, 2024)	130
FIGURA 31.	INTERFAZ GRÁFICA PRINCIPAL DEL SOFTWARE. FUENTE: (AUTORES, 2024)	131
FIGURA 32.	EL MENÚ SUPERIOR CONTIENE INFORMACIÓN DEL PROGRAMA. FUENTE: (AUTORES, 2024)	131
FIGURA 33.	LA INTERFAZ PERMITE EL CAMBIO DE LAS UNIDADES. FUENTE: (AUTORES, 2024)	132
FIGURA 34.	CATEGORÍAS DE LAS CUALES EL USUARIO PUEDE ESCOGER DEPENDIENDO DE SUS UNIDADES PRESENTES. FUENTE: (AUTORES, 2024)	133
FIGURA 35.	CONTENIDO DEL SOFTWARE Y SUS RESPECTIVOS POZOS DIRECCIONALES. FUENTE: (AUTORES, 2024)	134
FIGURA 36.	MENÚ DE CÁLCULOS PERTINENTES A CONSIDERACIONES DEL POZO. FUENTE: (AUTORES, 2024)	135
FIGURA 37.	MENÚ DE LA TASA DE PRODUCCIÓN. FUENTE: (AUTORES, 2024)	136
FIGURA 38.	CÁLCULO DE LA TASA DE PRODUCCIÓN POR COMPLETACIÓN CON GRAVA. FUENTE: (AUTORES, 2024)	137
FIGURA 39.	CÁLCULO DE LA TASA DE PRODUCCIÓN POR COMPLETACIÓN POR CAÑONEO. FUENTE: (AUTORES, 2024)	138
FIGURA 40.	ILUSTRACIÓN DE LOS MÉTODOS UTILIZADOS PARA EL CÁLCULO DEL GRADIENTE DE PRESIÓN. FUENTE: (AUTORES, 2024)	139

FIGURA 41.	INTERFAZ PARA REALIZAR LOS DEBIDOS CÁLCULOS POR EL MÉTODO DE BEGGS & BILL.	
FUENTE: (AUTORES, 2024)	140
FIGURA 42.	INTERFAZ PARA REALIZAR LOS DEBIDOS CÁLCULOS POR EL MÉTODO DE DUNS & ROS.	
FUENTE: (AUTORES, 2024)	141
FIGURA 43.	INTERFAZ PARA REALIZAR LOS DEBIDOS CÁLCULOS POR EL MÉTODO DE ORKISZEWSKI.	
FUENTE: (AUTORES, 2024)	142
FIGURA 44.	INTERFAZ LATERAL QUE LLEVA A LOS CÁLCULOS DE POZOS DIRECCIONALES. FUENTE:	
(AUTORES, 2024)		143
FIGURA 45.	INTERFAZ PARA REALIZAR CÁLCULOS DEL POZO DE INCREMENTO CONTINUO. FUENTE:	
(AUTORES, 2024)		144
FIGURA 46.	CÁLCULO DE LA TRAYECTORIA DE POZO DE INCREMENTO CONTINUO. FUENTE:	
(AUTORES, 2024)		145
FIGURA 47.	INTERFAZ PARA REALIZAR CÁLCULOS DEL POZO TIPO SLANT. FUENTE: (AUTORES, 2024)	
		146
FIGURA 48.	CÁLCULO DE LA TRAYECTORIA DE POZO TIPO SLANT. FUENTE: (AUTORES, 2024).....	146
FIGURA 49.	INTERFAZ PARA REALIZAR CÁLCULOS DEL POZO TIPO S. FUENTE: (AUTORES, 2024).....	147
FIGURA 50.	CÁLCULO DE LA TRAYECTORIA DE POZO TIPO S. FUENTE: (AUTORES, 2024).....	148
FIGURA 51.	INTERFAZ PARA REALIZAR CÁLCULOS DEL POZO TIPO HORIZONTAL. FUENTE: (AUTORES,	
2024)		149
FIGURA 52.	CÁLCULO DE LA TRAYECTORIA DE POZO TIPO HORIZONTAL. FUENTE: (AUTORES, 2024)	149
FIGURA 53.	PANEL DE SELECCIÓN DE LAS REGIONES DEL ECUADOR Y UNA OPCIÓN PARA	
PERSONALIZAR. FUENTE: (AUTORES, 2024)	150
FIGURA 54.	SELECCIÓN DE ESTRATOS DE ACUERDO A SU LITOLÓGÍA. FUENTE: (AUTORES, 2024)	150

FIGURA 55.	SELECCIÓN DE ESTRATOS SEGÚN LITOLOGÍA. FUENTE: (AUTORES, 2024)	151
FIGURA 56.	PANEL DE SELECCIONES DE LOS ESTRATOS ESCOGIDOS. FUENTE: (AUTORES, 2024)	152
FIGURA 57.	VISUALIZACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE LAS TRAYECTORIA DEL POZO DE INCREMENTO CONTINUO EN 2D Y 3D. FUENTE: (AUTORES, 2024)	157
FIGURA 58.	VISUALIZACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE LAS TRAYECTORIA DEL POZO SLANT 2D Y 3D. FUENTE: (AUTORES, 2024)	158
FIGURA 59.	VISUALIZACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE LAS TRAYECTORIA DEL POZO TIPO 2D Y 3D. FUENTE: (AUTORES, 2024)	159
FIGURA 60.	VISUALIZACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE LAS TRAYECTORIA DEL POZO TIPO HORIZONTAL 2D Y 3D. FUENTE: (AUTORES, 2024)	159

ÍNDICE DE ECUACIONES

EC. 1	<i>Dirección</i> = [Coordenada al Objetivo – Coordenada en Superficie].....	52
EC. 2	<i>Desviación</i> =	
<i>Arctg</i> Componente este de la direcciónComponente sur de la dirección.....		52
EC. 3	$DH = (\text{Componente sur de la dirección})^2 + (\text{Componente este de la dirección})^2$	
	53	
EC. 4	$R = 1BUR$	53
EC. 5	$\theta = LR$	54
EC. 6	$TVD = KOP + \text{Cat Op}$	54
EC. 7	$MD = KOP + L$	54
EC. 8	<i>Dirección</i> = [Coordenada al Objetivo – Coordenada en Superficie].....	58
EC. 9	<i>Desviación</i> =	
<i>Arctg</i> Componente este de la direcciónComponente norte de la dirección.....		58
EC. 10	$DH = \text{Componente norte de la dirección}^2 + \text{Componente este de la dirección}^2$	
	58	
EC. 11	$R = 1BUR$	59
EC. 12	$DC = D3 - R$	59
EC. 13	$DC = R - D2$	59
EC. 14	$DO = V3 - V1$	59
EC. 15	$\text{Ángulo } \tau = \text{Arctg}DCDO$	60
EC. 16	$OC = DO\cosDOC$	60
EC. 17	$\gamma = \text{Arccos}ROC$	60

EC. 18	$\beta = \text{Ángulo } BOC \gamma - \text{Ángulo } DOC(\tau)$	60
EC. 19	$\beta = \text{Ángulo } BOC \gamma + \text{Ángulo } DOC(\tau)$	60
EC. 20	$\theta = \text{Ángulo } AOD - \text{Ángulo } BOD(\beta)$	60
EC. 21	$V2 = V1 + R \times \sin\theta$	61
EC. 22	$\text{Longitud del arco} = \theta BUR \times 100$	61
EC. 23	$EOBMD = V1 + \text{Longitud del arco}$	61
EC. 24	$D1 = R - R \times \cos\theta$	61
EC. 25	$OC2 = BC2 + OB2$	61
EC. 26	$BC = OC2 - OB2$	61
EC. 27	$\text{Profundidad total medida } MD = V1 + \theta BUR \times 100 + BC$	61
EC. 28	$\text{Profundidad total medida } MD = V1 + \text{Longitud del arco} + BC$	62
EC. 29	$\text{Dirección} = [\text{Coordenada al Objetivo} - \text{Coordenada en Superficie}]$	65
EC. 30	$\text{Desviación} =$ <i>Arctg</i> Componente este de la direcciónComponente norte de la dirección.....	65
EC. 31	$DH = \text{Componente norte de la dirección}2 + \text{Componente este de la dirección}2$ 65	
EC. 32	$R1 = 1BUR$	65
EC. 33	$R2 = 1DOR$	65
EC. 34	$FE = D3 - (R1 - R2)$	66
EC. 35	$FE = R1 - (D3 - R2)$	66
EC. 36	$EO = V4 - V1$	66
EC. 37	$\gamma = \text{Arctg}FEEO$	66

EC. 38	$OF = FE^2 + EO^2$	66
EC. 39	$FG = R_1 + R_2$	66
EC. 40	$\beta = \text{Arcsin}FGOF$	67
EC. 41	$\theta = \text{Ángulo } FOG\beta - \text{Ángulo } FOE(\gamma)$	67
EC. 42	$V_2 = V_1 + R \times \sin\theta$	67
EC. 43	$EOBMD = V_1 + \theta BUR \times 100$	67
EC. 44	$D_1 = OA - ON = R_1 - R_1 \times \cos\theta$	67
EC. 45	$OG = OF^2 - FG^2$	67
EC. 46	$OG = BC$	67
EC. 47	$SOD MD = V_1 + \theta BUR \times 100 + BC$	68
EC. 48	<i>Profundidad total medida MD = V1 + Longitud del arco + BC</i>	68
EC. 49	$SOD TVD = V_2 + BC \times \cos\theta$	68
EC. 50	$D_2 = D_1 + (BC \times \sin\theta)$	68
EC. 51	<i>Profundidad total medida MD = V1 + $\theta BUR \times 100$ + BC + Longitud del arco</i>	68
EC. 52	<i>Profundidad total medida MD = V1 + $\theta BUR \times 100$ + BC + $\theta DOR \times 100$</i>	68
EC. 53	$R_1 = 1BUR$	73
EC. 54	$R_2 = 1DOR$	73
EC. 55	$EG = V_4 - V_1 - R_2$	73
EC. 56	$EO = D_3 - R_1$	73
EC. 57	$\gamma = \text{Arctg}EGEO$	73
EC. 58	$OG = EG^2 + EO^2$	73

EC. 59	$OF = R1 - R2$	73
EC. 60	$\beta = \text{Arctg} OFOG$	74
EC. 61	$\theta = 180 - \text{Ángulo } GOE\gamma - \text{Ángulo } GOF(\beta)$	74
EC. 62	$EOB1 TVD = V2 = V1 + R \times \sin\theta$	74
EC. 63	$EOB1 MD = V1 + \theta BUR 1 \times 100$	74
EC. 64	$EOB1 (D1) = R1 - R1 \times \cos\theta$	74
EC. 65	$OG2 = FG2 + OF2$	74
EC. 66	$FG = OG2 - OF2$	74
EC. 67	$FG = BC$	74
EC. 68	$EOH MD = V1 + \theta BUR \times 100 + BC$	74
EC. 69	$BC' = BC \times \cos\theta$	75
EC. 70	$EOH D2 = BC2 = B'C2 + C'C2$	75
EC. 71	$C'C = BC2 + B'C2$	75
EC. 72	$D2 = D1 + C'C$	75
EC. 73	$EOB2 MD = V1 + \theta BUR \times 100 + BC + \theta DOR \times 100$	75
EC. 74	$\text{Profundidad total TOE MD} = \text{TOTAL MDHELL} + \text{Longitud de Navegación}$	75
EC. 75	$\text{Desplazamiento del TOE} = \text{Desplazamiento del EOB D3} + \text{Sección entre Hell}$ –	
TOG		75
EC. 76	$Vm = Vsl + Vsg$	82
EC. 77	$\lambda L = VslVm$	83
EC. 78	$NFR = Vm2g * d$	83
EC. 79	$L1 = 316 * \lambda L0, 302$	83

EC. 80	$L2 = 0,0009252 * \lambda L - 2,4684$	83
EC. 81	$L3 = 0,10 * \lambda L - 1,4516$	83
EC. 82	$L4 = 0,5 * \lambda L - 6,738$	83
EC. 83	$\psi = 1 + C Sen1,8\theta - 0,333 * Sen3(1,8\theta)$	84
EC. 84	$C = 1 - \lambda L * LnD * \lambda LE * NLVF * NFRG$	84
EC. 85	$H(\Phi)L = H(0)L * \psi$	85
EC. 86	$\rho tp = \rho LH(\Phi)L + \rho g * 1 - H(\Phi)L$	85
EC. 87	$\Delta P\Delta HE = \rho tp * Sen(\theta)144$	85
EC. 88	$\rho ns = \rho L\lambda L + \rho g * 1 - \lambda L$	85
EC. 89	$\mu ns = \mu L\lambda L + \mu g * 1 - \lambda L$	85
EC. 90	$NRe = 1488 * d * \rho ns * Vm\mu ns$	85
EC. 91	$fns = 2 * LogNRe4,5223 * LogNRe - 3,8215 - 2$	85
EC. 92	$ftp = fns * es$	86
EC. 93	$\Delta P\Delta HF = ftp * \rho ns * Vm2144 * 2 * g * d$	87
EC. 94	$EK = ftp * Vsg * Vm144 * g * P$	87
EC. 95	$\Delta P\Delta HT = \Delta P\Delta HE + \Delta P\Delta HF(1 - EK)Lpcft$	87
EC. 96	$VsgVm < LB$	87
EC. 97	$Vm = Vsc + Vsg$	87
EC. 98	$LB = 1.071 - 0.2218Vm2d$; $LB \geq 0.13$	87
EC. 99	$VsL = 5.615qofoBo + qwfwBw86400At$	87
EC. 100	$Vsg = qLRGL - qoRsBg86400At$	88

EC. 101	$\Delta P\Delta HT = \Delta P\Delta HE + \Delta P\Delta Hf$ 144.....	88
EC. 102	$\Delta P\Delta HE = \rho m$	88
EC. 103	$Vs = 0.8fts$ según Griffith	88
EC. 104	$HL = 1 - 0.51 + VmVs1 + VmVs2 - 4VsgVs$	88
EC. 105	$\rho m = \rho LHL + \rho g1 - HL$	88
EC. 106	$\Delta P\Delta Hf = f\rho LVsLHL22gd$	88
EC. 107	$NRE = 1488dpLVsL\mu LHL$	88
EC. 108	$VsgVm > LB$; $NGV < LS$	88
EC. 109	$Vm = Vsc + Vsg$	88
EC. 110	$LB = 1.071 - 0.2218Vm2d$	89
EC. 111	$NVL = 1.938VsL\rho L\sigma L14$ $NGV = 1.938Vsg\rho L\sigma L14$	89
EC. 112	$\Delta P\Delta HT = \Delta P\Delta HE + \Delta P\Delta Hf$	89
EC. 113	$Vb = C1C2gd$	89
EC. 114	$Vba = 0.5gd$	89
EC. 115	$NReb = 1488Vbad\rho L\mu L$	89
EC. 116	$NReL = 1488Vmd\rho L\mu L$	89
EC. 117	$Vbc = (0.546 + 8.74 \times 10 - 6NReb)gd$	89
EC. 118	$Vbc = (0.35 + 8.74 \times 10 - 6NReL)gd$	89
EC. 119	$Vbc = 12\theta + \theta2 + 13.5\mu L\mu Ld$;.....	89
EC. 120	$\theta = 0.251 + 8.74 \times 10 - 6NReLgd$	89
EC. 121	$Vbc - Vba < 0.02$	90

EC. 122	$\delta = -0.065Vm$	91
EC. 123	SI $Vm \geq 10$, y $\delta \geq -VbVm + Vb1 - \rho m \rho L$, ENTONCES EL VALOR DE δ SERÁ CORRECTO, CASO CONTRARIO $\delta = -VbVm + Vb1 - \rho m \rho L$	91
EC. 124	$\rho m = \rho LVsL + Vb + \rho gVsgVm + Vb + \delta \rho L$	91
EC. 125	$\Delta P\Delta HE = \rho m 144$	91
EC. 126	$\Delta P\Delta HT = \Delta P\Delta HE + \Delta P\Delta Hf 144(1 - EK)$	91
EC. 127	$EK = Vsg \rho LVsL + \rho gVsg 144 * 2gcP$	91
EC. 128	$\Delta P\Delta HE = \rho m = \rho L\lambda + \rho g(1 - \lambda)$	91
EC. 129	$\Delta P\Delta Hf = f \rho gVsg 22gcd$	91
EC. 130	$NReb = 1488d \rho LVsL \mu L$	91
EC. 131	$Nwe = 454 \times \xi \times \rho gVsg 2\sigma L$	92
EC. 132	$\xi d = 0.0749\sigma L d \rho gVsg 2$	92
EC. 133	$\xi d = 0.386\sigma LNwe * NL2d \rho gVsg 2$	92
EC. 134	$f = 14 \log 0.27 \xi d^2 + 0.267 \xi d 1.73$	92
EC. 135	$\Delta P\Delta HT = \Delta P\Delta HE + \Delta P\Delta Hf$	92
EC. 136	$\Delta P\Delta HE = A \Delta P\Delta HETap\acute{O}n + B \Delta P\Delta HENeblina$	92
EC. 137	$A = LS - NGV Lm - LS$	92
EC. 138	$B = NGV - LSLm - LS$	92
EC. 139	$\Delta P\Delta Hf = A \Delta P\Delta HfTap\acute{O}n + B \Delta P\Delta HfNeblina$	92
EC. 140	$\Delta P\Delta HT = \Delta P\Delta HE + \Delta P\Delta Hf 1 - EK$	94
EC. 141	$EK = Vsg \rho nsVm 144gcP$	94
EC. 142	$Vm = Vsc + Vsg$	94

EC. 143	$NVL = 1.938VsL\rho L\sigma 14$	94
EC. 144	$NGV = 1.938Vsg\rho L\sigma 14$	94
EC. 145	$ND = 120.872d\rho L\sigma L12$	94
EC. 146	$NL = 0.1572uL1\sigma L3\rho L12$	94
EC. 147	$LS = 50 + 36(NLV)$	94
EC. 148	$LM = 75 + 84NLV0.75$	94
EC. 149	$\Delta P\Delta HT = \Delta P\Delta HE + \Delta P\Delta Hf$	96
EC. 150	$\Delta P\Delta HE = \rho m144$	96
EC. 151	$F'3 = F3 - F4ND$	97
EC. 152	$S = F1 + F2NVL + F'3NGV1 + NLV2$	97
EC. 153	$Vs = S1.938\rho L\sigma L14$	97
EC. 154	$HL = -Vm - Vs + Vm - Vs2 + 4VsVsL2Vs$	97
EC. 155	$\rho m = \rho LHL + \rho g1 - HL$	97
EC. 156	$\Delta P\Delta Hf = fm\rho LVmVsL144 \times 2gcd$	97
EC. 157	$fm = f1f2f3$	97
EC. 158	$NReb = 1488d\rho LVsL\mu L$	98
EC. 159	$f3 = 1 + f1Vs g50VsL$	99
EC. 160	$\Delta P\Delta HT = \Delta P\Delta HE + \Delta P\Delta Hf$	99
EC. 161	$\Delta P\Delta HE = \rho m144$	100
EC. 162	$ND = 120.872d\rho L\sigma L12$	100
EC. 163	$NL = 0.1572uL1\sigma L3\rho L12$	100

EC. 164	$F'6 = 0.0029 + F6$	100
EC. 165	$S = 1 + F5NGV0.982 + F'61 + F7NLV2$	100
EC. 166	$Vs = S1.938\rho L\sigma L14$	101
EC. 167	$HL = -Vm - Vs + Vm - Vs2 + 4VsVsL2Vs$	101
EC. 168	$\rho m = \rho LHL + \rho g1 - HL$	101
EC. 169	$\Delta P\Delta Hf = f m\rho LVmVsL144 \times 2gcd$	101
EC. 170	$f m = f1f2f3$	101
EC. 171	$NReb = 1488d\rho LVsL\mu L$	101
EC. 172	$f3 = 1 + f1Vsg50VsL$	102
EC. 173	$\Delta P\Delta HT = \Delta P\Delta HE + \Delta P\Delta Hf144(1 - EK)$	102
EC. 174	$EK = Vsg\rho LVsL + \rho gVsg144 * 2gcP$	103
EC. 175	$\Delta P\Delta HE = \rho m = \rho L\lambda + \rho g(1 - \lambda)$	103
EC. 176	$\Delta P\Delta Hf = f\rho gVsg22gcd$	103
EC. 177	$NReb = 1488d\rho LVsL\mu L$	103
EC. 178	$Nwe = 454 \times \xi \times \rho gVsg2\sigma L$	103
EC. 179	$\xi d = 0.0749\sigma Ld\rho gVsg2$	103
EC. 180	$\xi d = 0.386\sigma LNwe * NL2d\rho gVsg2$	103
EC. 181	$f = 14\log0.27\xi d2 + 0.267\xi d1.73$	104
EC. 182	$\Delta P\Delta HT = \Delta P\Delta HE + \Delta P\Delta Hf$	104
EC. 183	$\Delta P\Delta HE = A\Delta P\Delta HETap\acute{O}n + B\Delta P\Delta HENeblina$	104
EC. 184	$A = LS - NGV Lm - LS$	104

EC. 185	$B = NGV - LSLm - LS$	104
EC. 186	$\Delta P\Delta Hf = A\Delta P\Delta HfTap\acute{O}n + B\Delta P\Delta HfNeblina$	104
EC. 187	$\Delta Pc = Pwfs - Pwf = aq^2 + bq$	107
EC. 188	$a = 9,08 * 10 - 13\beta Bopo(L)A2$	107
EC. 189	$b = (\mu o)(Bo)(L)(1,127 * 10 - 3)(Kg)(A)$	107
EC. 190	$\beta = 1,47 * 107Kg0,55$	107
EC. 191	$L = \emptyset Hoyo - \emptyset Tubing12$	108
EC. 192	$\Delta Pc = Pwfs - Pwf = aq^2 + bq$	108
EC. 193	$q = -b \pm b^2 * 4(a)(\Delta Pc)2a$ bblld	108
EC. 194	$\Delta Pc = Pwfs - Pwf = aq^2 + bq$	110
EC. 195	$a = 9,08 * 10 - 13\beta Bopo(L)A2$	110
EC. 196	$b = (\mu o)(Bo)(L)(1,127 * 10 - 3)(Kg)(A)$	110
EC. 197	$\beta = 1,47 * 107Kg0,55$	110
EC. 198	$L = \emptyset Hoyo - \emptyset Tubing12$	110
EC. 199	$\Delta Pc = Pwfs - Pwf = aq^2 + bq$	110
EC. 200	$q = -b \pm b^2 * 4(a)(\Delta Pc)2a$ bblld	110

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.	CONDICIONES PARA DETERMINAR EL PATRÓN DE FLUJO PREDOMINANTE. FUENTE: (BROWN E. KERMIT, 1980)	83
TABLA 2.	FÓRMULA PARA LAS PERDIDAS POR FRICCIÓN SEGÚN EL PATRÓN DE FLUJO(BROWN E. KERMIT ET AL., 1980)	84
TABLA 3.	CONSTANTES SEGÚN EL SENTIDO DE CIRCULACIÓN, HACIA ARRIBA(BROWN E. KERMIT ET AL., 1980)	84
TABLA 4.	CONSTANTES SEGÚN EL SENTIDO DE CIRCULACIÓN, HACIA ABAJO(BROWN E. KERMIT ET AL., 1980)	85
TABLA 5.	FÓRMULAS PARA HALLAR VALOR DE δ (BROWN E. KERMIT ET AL., 1980)	90
TABLA 6.	CONDICIONES PARA DETERMINAR EL PATRÓN DE FLUJO PREDOMINANTE(BROWN E. KERMIT ET AL., 1980)	95
TABLA 7.	OBTENCIÓN DEL ERROR RELATIVA PARA DEMOSTRAR EL GRADO DE CONFIABILIDAD	154

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO. 1	TERMINAL QUE PRESENTA EL USO DE MEMORIA DE LA HERRAMIENTA, MEDIANTE TRACEMALLOC	166
ANEXO. 2	IMPORTACIÓN DE LA LIBRERÍA TRACEMALLOC PARA OBTENER EL CONSUMO DE MEMORIA DE LA HERRAMIENTA	166
ANEXO. 3	ESTRUCTURA DE MODELO DE PREDICCIÓN CON APRENDIZAJE AUTOMÁTICO	166

**“DISEÑO DE TRAYECTORIA DE MODELOS DE POZOS DIRECCIONALES:
INCREMENTO CONTINUO, SLANT, TIPO S Y HORIZONTAL, MEDIANTE EL
DESARROLLO DE UN SISTEMA COMPUTACIONAL CON ESTIMACIÓN DEL
POTENCIAL”**

Autores: BUSTE UTRERA ANNABELLE MARIELA,
CORTEZ CASTRO JULIO CESAR

Tutor: YAGUAL PITA ISRAEL ISIDRO

RESUMEN

El presente trabajo de titulación se orienta al desarrollo y ejecución de un sistema computacional, el cual se ha realizado mediante el lenguaje de Python, con el objetivo de optimar cálculos matemáticos y diseño de las trayectorias, facilitando una herramienta con la cual los ingenieros de las industrias petroleras enfocado en el área de perforación se apoyen. Con respecto a la metodología, el software mediante módulos de cálculos desarrollados es capaz de calcular las trayectorias, así mismo mostrando la gráficas bidimensionales y tridimensionales, S.E.T.D incluye módulos para la estimación de efectos de la completación. El sistema computacional desarrollado ha implementado una serie de presentaciones de acuerdo a las necesidades que se presenten en los diferentes tipos de proyectos, de tal manera que permita la toma de decisiones. Los resultados obtenidos del software S.E.T.D al ser amplios, promete ser eficiente y preciso en las operaciones, asimismo aumentar la seguridad y la toma de decisiones en la industria. El sistema computacional desarrollado se convierte en una parte importante y representativa, proporcionando eficiencia en la gestión de los proyectos ya sea desde los más básico a lo más complejo, dando un giro impresionante en la unión con las normas tecnológicas y la demanda industrial.

Palabras claves: Simulación, Pozos, Perforación direccional, Completación, Gradientes

INCREMENTO CONTINUO, SLANT, TIPO S Y HORIZONTAL, MEDIANTE EL DESARROLLO DE UN SISTEMA COMPUTACIONAL CON ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL”

Autores: BUSTE UTRERA ANNABELLE MARIELA,
CORTEZ CASTRO JULIO CESAR

Tutor: YAGUAL PITA ISRAEL ISIDRO

ABSTRACT

The present degree work is oriented at the development and execution of a computational system which has been carried out using through Python language with the objective of optimizing mathematical calculations and trayectoria design ,providing a tool with which oil industry engineers focused on the drilling area can support themselves.Regarding the methodology the software through modules that were developed is capable of calculating trayectorias as well as showing dimensional and three dimensional graphs SETD has included modules in the completion.The computational system has implement a series of presentations according to the needs that present in different a types of projects in such a way that it allows decisions making

The results obtained from the SETD software being broad promise to be efficient and precise in operations as well as increase security and decision making in the industry the developed computer system becomes in an important and representative part providing efficiency in project management from the most basic to the most complex giving an impressive turn in the union with technological standard and industrial demand.

Keywords : *Wells simulations,directional drilling,completion effects, pressure gradient.*

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

En la industria petrolera uno de los retos que se han dado a conocer es la necesidad de mejorar la eficiencia en los cálculos de trayectorias para los diferentes tipos de pozos direccionales.

Una de las técnicas para acceder a los yacimientos en alineaciones geológicas, ha sido la perforación direccional, la cual involucra el desvío de las trayectorias de los pozos, es decir, desde la vertical inicial hacia el objetivo deseado. Teniendo en cuenta que la perforación de los pozos direccionales ha representado grandes desafíos debido a la complejidad, tales que se ven incluidos factores como la inclinación de los estratos o su inconsistencia geológica.

Como se mencionó con anterioridad al ser complejos y de acuerdo a sus características geológicas que con el tiempo van cambiando, los pozos direccionales como incremento continuo, slant, tipo S y horizontal, para el diseño de estos pozos se ha considerado factores como el espesor de estratos, discontinuidades, geometría y las limitaciones que presentan los equipos de perforación.

Dicho de otro modo, surgió la necesidad de realizar un software el cual está diseñado de tal manera que permita la realización de manera segura los cálculos. Este método para ser eficiente incluye algoritmos que son capaces de crear los cálculos de las trayectorias en los diferentes tipos de pozos direccionales. Cabe recalcar, que al ser una herramienta que cuenta con la visualización, permitirá que los ingenieros puedan tomar decisiones de acuerdo a la interpretación de los resultados obtenidos, beneficiando la optimización y disminuyendo los riesgos que se llegasen a

presentar. A su vez servirá para la formación de futuros ingenieros, ennobleciendo el proceso de aprendizaje.

En conclusión, el desarrollo e implementación del software, al permitir el cálculo de las trayectorias en los diferentes tipos de pozos direccionales y que, al abordar grandes desafíos en la industria petrolera, es capaz de simular y permitir la visualización de graficas 2D y 3D de la trayectoria, con el fin de optimizar los tres aspectos fundamentales como la eficiencia, la precisión y la toma de decisiones.

1.2 ANTECEDENTES

Desde el comienzo del siglo XIX, la industria petrolera se ha visto envuelta en un sin número de desafíos y limitaciones, Uno de estos fue el incremento en la necesidad de pozos direccionales. En la época en que la perforación apenas daba sus primeros pasos, una gran cantidad de pozos fueron abandonados, por la falta de una técnica de perforación adecuada para logara una extracción eficiente de los hidrocarburos.

(Díaz Pablo E., 2018), Este trabajo hace énfasis en análisis y proyecciones de resultados, con la implementación de un software, el cual ha demostrado ser eficiente para la productividad en la industria petrolera.

De esta forma, se han implementado numerosos simuladores para facilitar la toma de decisiones.

(Ávila Macías & Marisa Noemí, n.d.), Este trabajo destaca la importancia de este punto, debido a que estos softwares brindan la oportunidad de realizar análisis y comparaciones entre los

posibles escenarios resultantes de aplicar determinadas operaciones. Por esta razón en la actualidad se continúa desarrollando herramientas computacionales para mejorar la toma de decisiones y reducir las posibilidades de tener operaciones fallidas.

1.3 HIPÓTESIS

La hipótesis planteada se especializa en el desarrollo de una herramienta computacional construida en el lenguaje Python, permitiendo la estimación de trayectoria de pozos direccionales, a su vez visualizando las trayectorias de forma bidimensional y tridimensional, optimizando la eficiencia y la toma de decisiones que se plantee mediante los resultados obtenidos detalladamente.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General

- Desarrollar un software eficiente para el cálculo y simulación de trayectorias en pozos direccionales, con el fin de optimizar el proceso de perforación y extracción de hidrocarburos en la industria petrolera.

1.4.2 Objetivo Específico

- Desarrollar un módulo de cálculo de trayectoria para pozos direccionales con modelos de incremento continuo, Slant, tipo S y Horizontal, valiéndose de algoritmos y métodos matemáticos existentes, así como la creación de software (S.E.T.D) Sistemas de Estimación de Trayectorias Direccionales adaptados a las necesidades de la industria.

- Crear una interfaz gráfica de usuario (GUI) amigable que permita a los usuarios ingresar los parámetros necesarios para llevar a cabo el cálculo de trayectorias, visualizando los resultados obtenidos de forma clara y comprensible.

1.5 ALCANCE

El alcance de este trabajo computacional en pozos direccionales implica el desarrollo de una herramienta amigable e interactiva predestinada a la realización de cálculos y a su vez la visualización de trayectorias en los diferentes tipos de pozos direccionales. El software estará dirigido a las estudiantes de la carrera de ingeniería en las cuales se ve involucrada una de las áreas la cual es perforación. los modelos de pozos direccionales que se tomaron en consideración son de Incremento continuo, Tipo Slant, Tipo S y Horizontal.

La funcionalidad primordial que se incluirá son los cálculos exactos de las trayectorias, en la cual se podrán visualizar en graficas tanto dimensionales y tridimensionales permitiendo la manipulación de las mismas, también se permitirá la manipulación, en donde se observara y evaluara la información o resultados a la hora de que el usuario ingrese datos, de tal forma que permite la toma de decisiones, dando la accesibilidad a los ingenieros simular y realizar comparaciones estratégicas para mejorar la productividad y eficiencia de los pozos.

El desarrollo del software se dará a estudiantes de ingeniería, ya que, aparte de ser una herramienta educativa, al ser interactivo se brindará una experiencia igualable a la hora de ser manipulado. Para ello se realizarán pruebas exhaustivas que evaluaran la exactitud y confiabilidad a la hora de presentarse los cálculos, de tal manera que se realizará la solicitud para una retroalimentación, en donde se pueda mejorar la funcionalidad y exactitud del software, se dará a

conocer un documento completo en el cual se detallaran las funcionalidades del sistema computacional.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variables dependientes:

- Trayectoria del pozo
- Angulo de inclinación
- Grafica de trayectoria del pozo
- Presión de fondo fluvente

1.6.2 Variables independientes

- Datos geológicos
- Radio de curvatura
- Coordenadas
- Propiedades del reservorio
- Método de finalización

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 IMPORTANCIA DEL CORRECTO DISEÑO DE LAS TRAYECTORIAS DE POZOS

El correcto diseño de las trayectorias de pozos es un aspecto fundamental para mejorar la eficiencia en las operaciones de extracción de recursos en la industria petrolera. Un diseño preciso y bien planificado no solo minimiza la posibilidad de contratiempos potencialmente costosos y peligrosos, como lo pueden ser el colapso de las paredes del pozo o la pérdida de equipamiento valioso, sino que también maximiza el acceso a las zonas con mayor potencial productivo dentro del yacimiento. (Autores, 2024)

Además, el diseño minucioso de trayectorias procura una reducción significativa de costos operativos, ya que evita desvíos innecesarios que podrían prolongar el tiempo de perforación y aumentar la inversión de recursos. Un diseño óptimo asegura que la trayectoria sea lo más directa y eficiente posible, minimizando el deterioro por desgaste de los equipos a la vez que se logra un uso controlado de fluidos de perforación. (Autores, 2024)

Es de suma importancia que el dimensionamiento de las trayectorias se lleve a cabo teniendo en cuenta factores clave, como lo pueden ser las condiciones geológicas del subsuelo, esto habla de la disponibilidad el terreno para asentar las facilidades necesarias para las operaciones, otro factor a tomar en cuenta es la existencia de fallas o formaciones inestables; las condiciones mecánicas, como las limitantes del equipo de perforación, así como las tensiones a las que estará sometido el pozo; también es válido considerar las condiciones ambientales del

reservorio, como la presión y la temperatura. Los factores antes mencionados deben ser propiamente analizados y considerados para un correcto dimensionamiento que maximice el rendimiento y la seguridad a largo plazo.(Herrera Herbert, 2020)

Una buena ejecución de una trayectoria también contribuye a que en un futuro se puedan realizar operaciones en el pozo con el fin de alargar la vida productiva del mismo, mediante la instalación de equipos de producción, intervenciones de mantenimiento, así como posibles operaciones de estimulación al pozo.(Herrera Herbert, 2020)

2.2 DISEÑO DE TRAYECTORIAS

El diseño de trayectorias concierne a todo el proceso relacionado a ubicación de las coordenadas en superficie en superficie hasta las coordenadas al objetivo, esto incluye las operaciones necesarias para sortear los obstáculos propios de la estratigrafía en la que se desee perforar. (Autores, 2024)

Teniendo en cuenta lo antes mencionado las trayectorias de pozos no serán exactamente iguales a las estimaciones realizadas por los ingenieros o por las herramientas que se utilizan hoy en día, debido que los propios estratos afectaran la trayectoria, así como las discontinuidades de los mismos. (Autores, 2024)

Otro Punto a tener en consideración son las fallas o domos, los cuales pueden ser causa por la que se debería de usar un determinado modelo de trayectoria, ya que estas permiten tomar el camino más eficiente al objetivo. (Autores, 2024)

Para esto es indispensable tener un conocimiento excepcional del área a perforar, este conocimiento puede ser obtenido de registros efectuados con anterioridad.

2.3 CONTROL DE LA DERIVACIÓN

El control de la desviación en pozos direccionales es una pieza fundamental en la ingeniería de perforación, ya que esto permite dirigir la trayectoria del pozo a ubicaciones específicas dentro del yacimiento, lo que nos da la opción de evitar obstáculos geológicos para maximizar y/o prolongar el contacto con la zona de interés. El control preciso de la desviación en la desviación en una perforación direccional está sujeta de técnicas y herramientas avanzadas, como a conocimientos profundos de las condiciones geológicas del yacimiento, además del comportamiento de la perforación bajo condiciones específicas. (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986) (Jairo et al., n.d.)

El principal objetivo del control de la desviación en un pozo direccional es asegurar que no diste de la trayectoria planificada, la cual se diseña con el fin de alcanzar zonas productivas que no se encuentran directamente bajo la plataforma de perforación. En múltiples ocasiones, este modelo de perforación es utilizado para evitar zonas no productoras o con cantidades no comerciales de hidrocarburos. A su vez se puede usar para evitar interferir con pozos cercanos. El éxito del control de desviación permite que el pozo alcance sus objetivos de producción sin desviarse de la ruta óptima, reduciendo costos y tiempo de perforación. (Jairo et al., n.d.)

2.3.1 Técnicas De Control De Desviación

Entre las técnicas más frecuentes en el control de desviación se encuentran:

- **Motores de fondo (Mud motors):** Estos dispositivos se ubican en el ensamblaje de fondo con el fin de ayudar a dirigir a la broca en una dirección específica, esto sin que se tenga que girar la sarta de perforación desde la superficie. Los motores de fondo son extremadamente útiles en cuanto se refiere a pozos altamente desviados o en aquellos que requieren cambios de dirección precisos en el subsuelo. (Jairo et al., n.d.) (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)
- **Sistemas de dirección rotatoria (RSS):** Este tipo de sistemas otorgan una mayor precisión en la orientación del pozo, debido a que pueden ajustar la dirección de la perforación en tiempo real. Con la integración de mediciones direccionales en tiempo real, el RSS es una herramienta idónea para pozos en los cuales la precisión de la trayectoria es crítica.(Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)
- **Herramientas de control direccional (Estabilizadores y aletas):** Estas herramientas ayudan a mantener la trayectoria del pozo estabilizada, reduciendo al mínimo las desviaciones no deseadas, recordemos que las trayectorias reales no serán exactamente iguales a las estimaciones realizadas debido a desviación causada por los mismos estratos. Al proporcionar soporte y orientación, los estabilizadores contribuyen a evitar que la trayectoria diste por completo del rango estimado de desviación. (Jairo et al., n.d.)

2.3.2 Factores Que Influyen En El Control De Desviación

El control de desviación depende de varios factores:

- **Geología del yacimiento:** Las propiedades de la formación, tales como la dureza y la presencia de fallas, son sin duda puntos que pueden influir en la desviación del pozo. Las formaciones de mayor consolidación tienden a generar mayores desafíos en cuanto al control de la desviación, ya que pueden desviar la broca en direcciones no deseadas. (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)
- **Peso sobre la broca (WOB):** La cantidad de presión ejercida sobre la broca afectará su capacidad para triturar la formación de manera eficiente a la vez que, mantener la dirección. (Jairo et al., n.d.)
- **Velocidad de rotación (RPM):** La velocidad de rotación de la sarta de perforación impactará en el control direccional, debido a que una velocidad inadecuada puede llevar a desviaciones no deseadas, como lo es en el caso de formaciones poco consolidadas. (Jairo et al., n.d.) (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)

2.4 TRAYECTORIAS DE POZOS DIRECCIONALES

El diseño de trayectorias conlleva el trazado geométrico, así como estructural del pozo con el fin de alcanzar las zonas de interés de un yacimiento, optimizando tanto la extracción de hidrocarburos como los recursos técnicos disponibles. Este proceso se escapa de ser meramente un ejercicio de planificación, sino una disciplina compleja que tiene en consideración factores mencionados previamente el punto 2.2. Una trayectoria correctamente diseñada reduce los riesgos asociados a la perforación y maximiza el contacto con la formación de interés, lo que se traduce en mayores volúmenes de producción. (Autores, 2024)

De forma particular, las trayectorias de pozos direccionales han tomado importancia en la industria petrolera. Estos pozos se desvían deliberadamente de la vertical para alcanzar depósitos que no son directamente accesibles con perforación vertical convencional. Estos modelos permiten atravesar múltiples zonas productivas desde una sola plataforma de perforación, lo que es especialmente útil en escenarios offshore en los que el costo de cada plataforma es elevado. Además, son óptimos en escenarios donde la geología impone restricciones, como lo pueden ser formaciones con capas delgadas o en yacimientos no convencionales, como aquellos donde tenemos presencia de lutitas. (Autores, 2024)

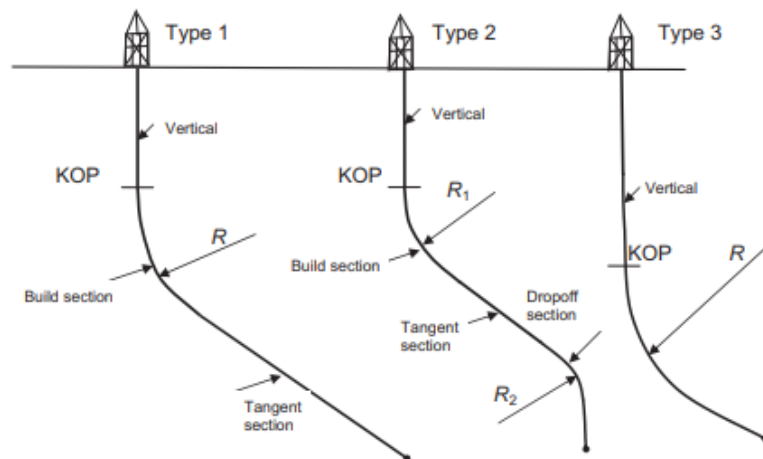


Figura 1. Trayectoria Direccional (Mitchell & Miska, 2011)

Existen diversos modelos de trayectorias direccionales los cuales se adaptan a diferentes escenarios y requerimientos operacionales. Entre ella, el modelo tipo “S”, que permite desviar el pozo hacia un objetivo lateral antes de corregir la dirección hacia la vertical nuevamente, es utilizado cuando se necesita contactar objetivos que se encuentran a cierta distancia lateral del punto de perforación en superficie, Por otro lado, los pozos horizontales son diseñados para recorrer largos tramos dentro de la zona productora, maximizando la exposición al yacimiento y,

por tanto, incrementando la producción de hidrocarburos. Este tipo de modelo es en particular útil en formaciones que contienen hidrocarburos o cuando se busca minimizar el daño a la formación. (Autores, 2024)

2.4.1 Partes De La Trayectoria De Un Pozo Direccional

El diseño de la trayectoria de un pozo direccional es un proceso altamente técnico que busca guiar la perforación desde las coordenadas en superficie hasta el objetivo en el subsuelo deseado, optimizando la trayectoria para elevar la eficiencia de la perforación y la producción de hidrocarburos. En los pozos direccionales, este modelo no es una línea recta, sino que sigue una curva cuidadosamente estimada que tiene en consideración varios parámetros geológicos y mecánicos

Cada modelo de pozo direccional se caracteriza por tener ciertos elementos clave que determinan su geometría y la precisión con la que se alcanza el objetivo. A continuación, se detallan las partes fundamentales de una trayectoria de pozo direccional:

- **Kick Off Point (K.O.P)**

El Kick of Point o inicio de la desviación, es la sección inicial vertical de la perforación, y es al final de esta donde empieza la desviación de la vertical para seguir una trayectoria inclinada o curva. Este punto se selecciona en función de la profundidad a la que está el objetivo, la estructura del yacimiento y la tecnología disponible. Determinar un K.O.P. adecuadamente es esencial para

evitar problemas como desviaciones no controladas o dificultades para alcanzar la formación de interés. (Autores, 2024)

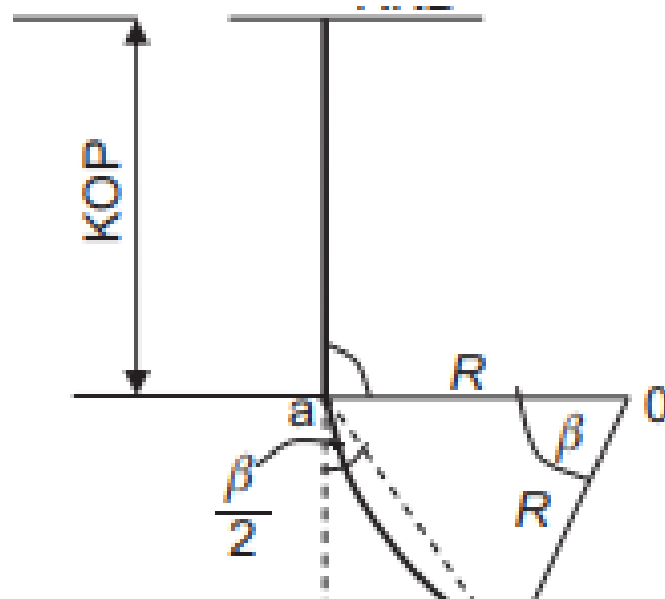


Figura 2. Ilustración de la sección inicial vertical (Mitchell & Miska, 2011)

- **Build Up Rate (B.U.R)**

El B.U.R. es la tasa de incremento de la inclinación o ángulo de la trayectoria del pozo, Se expresa en grados por cada 100 ft o metros de perforación. Un B.U.R. muy elevado puede causar tensiones excesivas en la sarta de perforación, por el contrario, uno muy bajo puede alargar de forma innecesaria la sección curva del pozo. Una estimación adecuada del aumento del ángulo de inclinación es esencial para controlar la curvatura de la trayectoria sin comprometer la integridad estructural del pozo. (Autores, 2024)

- ***Drop Off Rate (D.O.R)***

El D.O.R. o tasa de reducción de ángulo, hace referencia al parámetro que indica la reducción de la inclinación del pozo cuando esta necesita acercarse de nuevo a la vertical o si el caso lo amerita corregir la dirección al objetivo final. De manera similar a la tasa de aumento de inclinación (B.U.R.), el D.O.R. debe ser meticulosamente estimado para evitar esfuerzos excesivos en la sarta de perforación y en la estructura del pozo. (Autores, 2024)

- ***Coordenadas en superficie***

Las coordenadas en superficie son fundamentales para establecer el punto de partida de la perforación o lo que es lo mismo es la ubicación del contrapozo o cellar y por lo general son definidas mediante el uso de sistemas de posicionamiento global (GPS) para obtener la máxima precisión. Estas coordenadas, que consisten en valores de latitud, longitud y elevación sobre el nivel del mar, otorgan una ubicación precisa para la boca del pozo y son cruciales en el diseño de una trayectoria de pozo. Este punto de referencia es el inicio desde el cual se estima el ángulo de desviación y la dirección del pozo en relación al objetivo final. (Autores, 2024)

- ***Coordenadas al objetivo***

Las coordenadas al objetivo son los valores precisos que definen la ubicación de la formación de interés dentro del yacimiento, la cual se desea alcanzar con el pozo. A menudo estas coordenadas se determinan a partir de estudios geológicos, geofísicos, incluyendo la prospección sísmica que permite identificar características y dimensiones de yacimientos.

Las coordenadas al objetivo son un factor clave en la planificación de la trayectoria, debido a que permiten diseñar una ruta que minimice las desviaciones y maximice el contacto con la formación productora. En pozos direccionales como los horizontales, es fundamental que estas coordenadas estén definidas con precisión para evitar perforar formaciones no productivas o barreras geológicas que pueden comprometer la integridad del pozo.

- ***True vertical depth (T.V.D.)***

La profundidad vertical verdadera, es decir la distancia vertical medida desde la superficie hasta el objetivo en línea recta. A diferencia de la longitud total de la trayectoria perforada, la T.V.D es una medida estrictamente vertical y es decisiva para la planificación geológica y la identificación precisa de las capas del subsuelo que el pozo debe atravesar. (Autores, 2024)

- ***Desplazamientos Horizontales***

Los desplazamientos horizontales son la distancia lateral que la trayectoria del pozo recorre desde las coordenadas en superficie hasta las coordenadas objetivo. Esta distancia es crítica en modelos de pozos direccionales, donde la perforación debe desviarse significativamente de la vertical para alcanzar la formación d interés. (Autores, 2024)

- ***Distancia medida hasta el objetivo***

La longitud de navegación es la distancia total que el pozo recorre desde la sección inicial vertical hasta el objetivo, siguiendo la trayectoria inclinada o curva. Esta longitud es mayor que la T.V.D. debido las desviaciones características de los modelos de pozos tratados en este trabajo de

investigación. Este parámetro es de gran importancia dado que influye directamente en la cantidad de material a perforar y en el que se necesitará. (Autores, 2024)

- ***Sección aumentada de la trayectoria***

La sección aumentada de la trayectoria se refiere a la parte donde la inclinación se mantiene después de la sección donde se construye el ángulo (B.U.R) y antes de cualquier corrección o de que se inicie la sección donde es necesario disminuir el ángulo (D.O.R.). En pozos horizontales, esta sección puede ser consideradamente larga para mantener el contacto con la formación productora, en este modelo de pozo en específico esta sección puede recibir el nombre de sección de navegación. (Autores, 2024)

2.5 MODELOS DE POZOS DIRECCIONALES

Los modelos de pozos direccionales son representaciones geométricas a la par que matemáticas que describen trayectorias de pozos cuando estas se desvían intencionalmente de la vertical para alcanzar un objetivo específico en el subsuelo. Estos modelos permiten planificar y controlar la perforación con el fin de optimizar la producción de recursos energéticos, evitando obstáculos geológicos, abaratando costos operacionales y prolongando el contacto de la formación productora. En términos generales, los modelos de pozos direccionales describen cómo debe ser diseñada una trayectoria de pozo para alcanzar el objetivo, ya sea mediante desviaciones leves o planificaciones de mayor complejidad. (Autores, 2024)

Existen varios tipos de modelos de pozos direccionales, cada uno adecuado para diferentes condiciones geológicas, características del yacimiento y objetivos de producción. A continuación, se describen los modelos considerados en este trabajo. (Autores, 2024)

2.5.1 Pozo De Incremento Continuo

El modelo de pozo direccional de incremento continuo es una técnica que se emplea en perforación para desviar un pozo de manera gradual y precisa hacia un objetivo específico. Este enfoque permite que la trayectoria del pozo se ajuste de forma continua, lo que previene cambios bruscos en la dirección. De esta manera, el pozo sigue una curva controlada desde la sección vertical inicial hasta la sección inclinada deseada. (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)

Este modelo es muy útil cuando se tiene el escenario en el que el yacimiento está sobre una locación en la no se puede instalar las facilidades propias para la perforación. Además, su versatilidad y precisión lo convierte en una de las técnicas preferidas en áreas donde se necesita de la desviación precisa. (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)

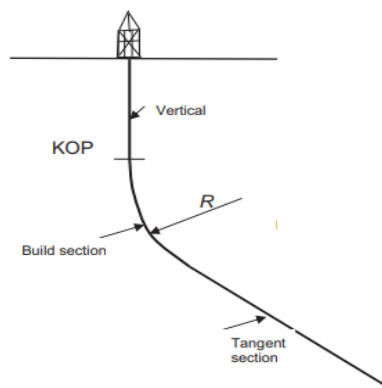


Figura 3. Trayectoria de un Pozo de Incremento Continuo(Mitchell & Miska, 2011)

- ***Partes de la Trayectoria en un pozo de incremento continuo***

La trayectoria en un pozo de incremento continuo se puede dividir en tres secciones, A continuación, serán explicadas:

Sección vertical: Esta es la sección inicial del pozo, donde se perfora de verticalmente desde la superficie hasta una profundidad en la que sea apropiado iniciar la sección de incremento de ángulo. (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)

Sección de construcción: En esta sección es donde se empieza a modificar la trayectoria del pozo de manera gradual, aumentando el ángulo de inclinación. Durante esta sección, se controla de manera precisa tanto la dirección como la tasa de incremento de ángulo, hasta alcanzar el objetivo. (Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel (France). Commission Exploitation, 1990).

Sección tangencial o de mantenimiento: Una vez se ha alcanzado el ángulo deseado, el pozo entra en una fase de mantenimiento de esa inclinación. En esta sección, la trayectoria del pozo se mantiene constante en un ángulo definido mientras se perfora hacia la formación de interés. (Mitchell & Miska, 2011)

- ***Escenarios donde es apropiado el modelo de incremento continuo***

El modelo de incremento continuo es ideal para escenarios donde las coordenadas superficie que se encuentra directamente arriba de la formación productora no es apta para que se establezcan las facilidades propias de la perforación o por los siguientes panoramas:

Yacimientos ubicados debajo de estructuras complejas: En escenarios como plataformas costa afuera o áreas urbanas densamente pobladas, es necesario aplicar un enfoque diferente a la perforación vertical directa debajo de la plataforma o estructura, esto con el fin de minimizar el riesgo de impactos negativos en la superficie. (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)

Pozos de desarrollo en yacimientos extensos: Al trabajar con yacimientos de gran extensión, la perforación direccional permite maximizar el área de drenaje de un solo pozo, lo elimina la necesidad de perforar varios pozos verticales lo que reduce el costo de operaciones, esto da paso a un nuevo modelo de pozo como lo es los pozos multilaterales. (Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel (France). Commission Exploitation, 1990).

Reservorios de baja permeabilidad: En formaciones cuya comunicación entre poros es pobre, el área de contacto entre el pozo y la formación productiva es crítico para la optimización de la producción. (Mitchell & Miska, 2011)

- ***Principales Ventajas del modelo de incremento continuo***

- ✓ Mayor contacto con la formación productiva (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)
- ✓ Flexibilidad en la planificación (Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel (France). Commission Exploitation, 1990).
- ✓ Reducción del número de pozos necesarios. (Mitchell & Miska, 2011)

- ***Desventajas del modelo de incremento continuo***

- ✓ Mayor complejidad operativa (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)
- ✓ Riesgo de colapso del pozo (Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel (France). Commission Exploitation, 1990).
- ✓ Dificultades en la recuperación de herramientas (Mitchell & Miska, 2011)

- ***Cálculos a seguir para dimensionar el modelo de incremento continuo***

En los pasos a seguir para el dimensionamiento de la trayectoria de un pozo de incremento continuo lo primero por definir es la ubicación del punto de inicio o lo que es lo mismo las coordenadas en superficie, en términos simples donde se construye el sellar o contrapozo, estas coordenadas pueden darse en longitud y latitud, para garantizar que sea fácil de ubicar en cualquier mapa, en el presente trabajo estas coordenadas fueron consideradas en sistema rectangular para efectos de cálculo. (Autores, 2024)

Las coordenadas rectangulares se constan de una componente en el eje vertical y otro en el eje horizontal, en el contexto en el cual se desarrolla este trabajo de investigación los componentes estarán dados en función de la orientación, por lo tanto, las coordenadas son expresadas tal que: (Autores, 2024)

Coordenada en superficie

$$S: 16\ 202.64\ ul\ N: 13\ 339.99\ ul$$

Donde *ul* hace referencia a unidades de longitud

También es indispensable definir correctamente las coordenadas del objetivo, El cual es el estrato o arena de interés de un yacimiento. Las responden a la estructura antes mencionada. (Autores, 2024)

Dirección

La dirección se refiere a la orientación a la que se debe construir la trayectoria esto desde la coordenada en superficie hasta el objetivo, esto mediante la diferencia de coordenadas, tal que: (Autores, 2024)

$$Ec. 1 \text{ Dirección} = [\text{Coordenada al Objetivo} - \text{Coordenada en Superficie}]$$

Desviación

De manera similar, es indispensable determinar la desviación o ángulo de curvatura de la trayectoria del pozo. Este ángulo es un parámetro sumamente importante que nos permitirá desviar la trayectoria del pozo de manera precisa para alcanzar el objetivo geológico deseado. (Autores, 2024)

Para estimar el ángulo de desviación, se utiliza un método matemático basado en la función inversa de la tangente. Este proceso trigonométrico nos proporciona una manera confiable de establecer el ángulo necesario para la curvatura del pozo. (Autores, 2024)

El proceso de cálculo se puede expresar matemáticamente de la siguiente manera:

$$Ec. 2 \text{ Desviación} = \text{Arctg} \left(\frac{\text{Componente este de la dirección}}{\text{Componente sur de la dirección}} \right)$$

Desplazamiento Horizontal

El desplazamiento horizontal puede ser estimado haciendo uso del teorema de Pitágoras, para ello asimilaremos las componentes direccionales como catetos de un triángulo rectángulo.

Para esto es necesario que las coordenadas estén en sistema rectangular con el fin facilitar los cálculos, este enfoque geométrico permite visualizar el problema de forma clara. Al considerar las componentes norte-sur y este-oeste como los catetos de dicho triángulo (Autores, 2024)

$$Ec. 3 \quad DH = \sqrt{(Componente \text{ sur de la dirección})^2 + (Componente \text{ este de la dirección})^2}$$

Radio de Curvatura

El radio de curvatura de un pozo direccional es un parámetro crucial que cuantifica la magnitud de arco formado por la trayectoria del pozo al desviarse de la vertical. Este valor influirá directamente en el desplazamiento horizontal. Es importante mencionar que un radio largo garantizará un cambio gradual en la desviación de la trayectoria. (Autores, 2024)

La fórmula que describe el radio de curvatura de la trayectoria está dada por la siguiente expresión:

$$Ec. 4 \quad R = \frac{1}{BUR}$$

Ángulo Máximo

El ángulo máximo de curvatura de un pozo, también conocido como “dogleg severity” (DLS) en la industria petrolera, se refiere a la tasa máxima de cambio de desviación o en palabras más simples el ángulo máximo soportado para que la operación no corra el riesgo de producir un atascamiento, situación que podría terminar en operaciones de pesca. (Autores, 2024)

La fórmula para calcular el DLS involucra una relación compleja entre varios factores geométricos. Principalmente, se basa en la interacción entre la sección aumentada (el cambio en la posición horizontal) y el radio de curvatura del pozo. Esta relación se puede expresar matemáticamente de la siguiente manera:

$$Ec. 5 \quad \theta = \frac{L}{R}$$

Profundidades

Finalmente, se deben calcular dos tipos de profundidades: la profundidad vertical real (TVD) y la profundidad medida al objetivo (MD).

La profundidad vertical real (TVD) es la distancia entre la superficie y la arena perforada. Su cálculo consiste en sumar la sección vertical inicial (o punto de inicio de la desviación, K.O.P.) y el cateto resultante. Este último se forma al considerar la sección aumentada como la hipotenusa de un triángulo rectángulo, y el desplazamiento horizontal como un cateto adyacente.

$$Ec. 6 \quad TVD = KOP + Cat Op$$

La profundidad medida, un concepto fundamental en la perforación direccional, se define como la longitud total del recorrido de la trayectoria del pozo desde la superficie hasta el fondo. Esta medida es esencial para calcular diversos parámetros de perforación y producción. Su fórmula se compone de dos elementos principales: la suma de la sección vertical inicial, también conocida como KOP ("kick-off point" o punto de desviación), y la sección aumentada, que representa la parte desviada del pozo. Esta medición es crucial para determinar la longitud real del pozo y es utilizada en diversos cálculos de ingeniería de perforación.

$$Ec. 7 \quad MD = KOP + L$$

2.5.2 Pozo Tipo Slant

El modelo de pozo direccional de tipo slant es una técnica de perforación que implica un ángulo de inclinación desde el inicio del pozo en la superficie. A diferencia de los modelos de pozos direccionales como el de incremento continuo o tipo horizontal que comienzan con una sección vertical inicial y luego desvían el pozo, los pozos slant inician con un ángulo de entrada

predeterminado. Esta inclinación permite evitar ciertos obstáculos geológicos o estructuras en la superficie desde el principio, lo que lo convierte en un enfoque versátil y útil en entornos con restricciones físicas o medioambientales. Este tipo de pozo es especialmente valorado en situaciones donde se requiere acceder a yacimientos distantes o en condiciones de espacio limitado para la infraestructura de perforación. (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)

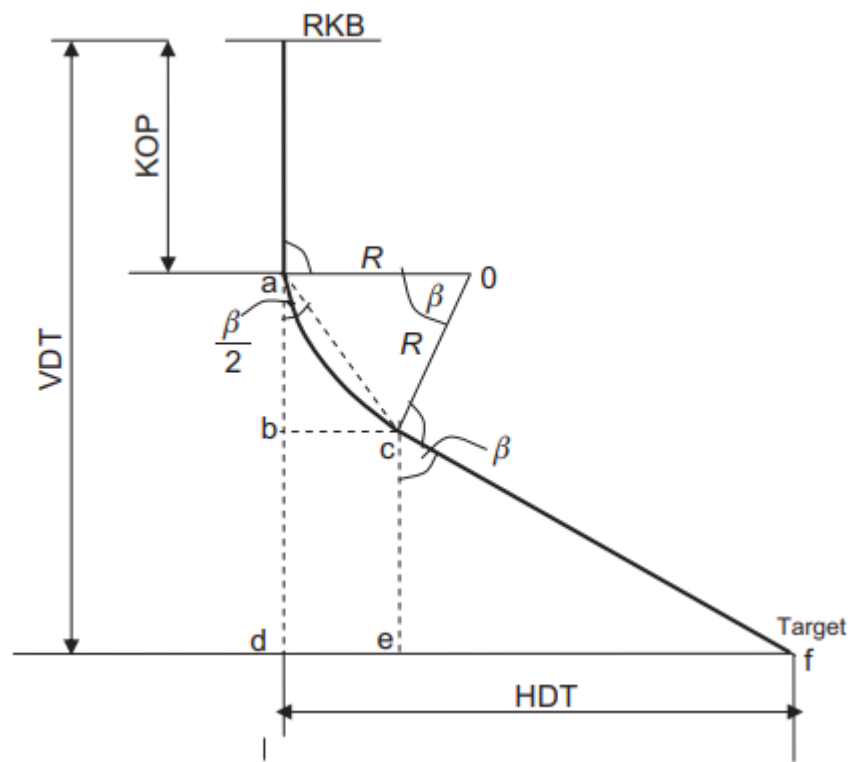


Figura 4. Trayectoria de un Pozo Tipo Slant (Mitchell & Miska, 2011)

- ***Partes de la Trayectoria de un Pozo de Tipo Slant***

La trayectoria de un pozo Slant se divide en varias secciones clave, cada una diseñada para cumplir una función específica en la perforación:

Sección inclinada desde la superficie: En el modelo de tipo Slant la sección donde se construye la curvatura comienza desde el punto de entrada en superficie. A diferencia de modelos como el de incremento continuo que empiezan con una sección vertical y posterior se construye la sección de incremento de inclinación, en este modelo se establece una inclinación directa desde el inicio. Esto permite que el pozo se desplace de manera oblicua desde el primer momento, lo que vuelve a este modelo útil en escenarios donde es necesario evitar estructuras. (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)

Sección de mantenimiento de ángulo: Como en otros modelos de pozo, la sección de manteniendo del ángulo es la que llevara el pozo a la formación de interés, esta puede extenderse tanto como sea necesario, vale pena acotar que en caso esta sección puede volverse casi horizontal debido a la extensión de la misma y a la magnitud del ángulo con el que se inició la perforación. (Mitchell & Miska, 2011)

- ***Escenarios Donde es Apropiado utilizar el Modelo de Pozo Slant***

El modelo de pozo Slant se utiliza principalmente en situaciones donde las condiciones de superficie o del subsuelo requieren una perforación en ángulo desde el principio. A continuación, revisaremos los posibles escenarios donde el modelo de pozo tipo Slant puede resultar conveniente:

Desarrollo de campos petroleros costa afuera o en áreas densamente pobladas: En plataformas offshore o áreas urbanas o con poblaciones densas, es importante reducir la ocupación del terreno o evitar la perforación directa bajo las estructuras sensibles, el pozo tipo Slant brinda una solución eficaz. Permite perforar en ángulo para evitar interferencias en superficie, sin la necesidad de construir infraestructura adicional. (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)

Acceso a reservorios inclinados o de difícil acceso: Algunos yacimientos pueden estar ubicados en zonas donde un pozo vertical no es viable por efecto de la geología propia del terreno o a la presencia de obstáculos, como fallas geológicas, domos de sal cuerpos de agua. En estos casos, los pozos slant permiten ignorar estas complicaciones al proveer de un acceso directo a la formación. (Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel (France). Commission Exploitation, 1990)

- ***Principales Ventajas del Modelo de Pozo Slant***

El modelo de pozo slant ofrece varias ventajas que lo hacen atractivo en diferentes escenarios de perforación:

- ✓ Acceso directo a zonas alejadas desde la superficie. (Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel (France). Commission Exploitation, 1990)
- ✓ Reducción de costos operativos en ciertas aplicaciones. (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)
- ✓ Optimización de la producción en reservorios complejos. (Mitchell & Miska, 2011)

- ***Desventajas del Modelo de Pozo Slant***

A pesar de sus ventajas, el modelo de pozo slant también presenta desafíos técnicos y operativos que deben tenerse en cuenta:

- ✓ Mayor complejidad técnica (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)
- ✓ Riesgo de problemas geomecánicos (Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel (France). Commission Exploitation, 1990)
- ✓ Limitaciones en la recuperación de herramientas (Mitchell & Miska, 2011)

- ***Cálculos a Seguir Para Dimensionar el Modelo de Pozo Slant***

Dirección

$$Ec. 8 \text{ Dirección} = [\text{Coordenada al Objetivo} - \text{Coordenada en Superficie}]$$

Desviación

$$Ec. 9 \text{ Desviación} = \text{Arctg} \left(\frac{\text{Componente este de la dirección}}{\text{Componente norte de la dirección}} \right)$$

Desplazamiento horizontal

$$Ec. 10 DH = \sqrt{(\text{Componente norte de la dirección})^2 + (\text{Componente este de la dirección})^2}$$

Radio de curvatura

$$Ec. 11 R = \frac{1}{BUR}$$

Cálculo de \overline{DC}

✓ Condiciones

1. Si $D2 > R$

$$Ec. 12 \overline{DC} = D3 - R$$

2. Si $D2 < R$

$$Ec. 13 \overline{DC} = R - D2$$

Donde:

$D2$: Desplazamiento horizontal (DH)

Cálculo de \overline{DO}

$$Ec. 14 \overline{DO} = V3 - V1$$

Donde:

$V3$: Profundidad total TVD

$V1$: KOP

Ángulo DOC (τ)

$$Ec. 15 \text{ Ángulo } \tau = \text{Arctg} \left(\frac{\overline{DC}}{\overline{DO}} \right)$$

Ángulo BOC (γ)

Para hallar el ángulo BOC, se calcula \overline{OC}

$$Ec. 16 \overline{OC} = \frac{\overline{DO}}{\cos DOC}$$

Teniendo el valor de \overline{OC} , hallamos el ángulo

$$Ec. 17 \gamma = \text{Arccos} \left(\frac{R}{\overline{OC}} \right)$$

Ángulo BOD (β)

✓ Condiciones

1. Si $R < D2$

$$Ec. 18 \beta = \text{ángulo BOC } (\gamma) - \text{ángulo DOC } (\tau)$$

2. Si $R > D2$

$$Ec. 19 \beta = \text{ángulo BOC } (\gamma) + \text{ángulo DOC } (\tau)$$

Ángulo Máximo (θ)

$$Ec. 20 \theta = \text{ángulo AOD} - \text{ángulo BOD } (\beta)$$

✓ Teniendo en cuenta que el ángulo AOD tendremos 90°

Profundidades

la profundidad vertical real (TVD) o (V2)

$$Ec. 21 \ V2 = V1 + [R \times \sin \theta]$$

Calculamos la longitud del arco

$$Ec. 22 \ Longitud \ del \ arco = \left(\frac{\theta}{BUR} \times 100 \right)$$

la profundidad medida al objetivo EOB (MD)

$$Ec. 23 \ EOB(MD) = V1 + Longitud \ del \ arco$$

Desplazamiento (D1)

$$Ec. 24 \ D1 = R - [R \times \cos \theta]$$

Cálculo del CBO (Pitágoras)

$$Ec. 25 \ OC^2 = BC^2 + OB^2$$

$$Ec. 26 \ BC = \sqrt{OC^2 - OB^2}$$

En donde

OB: Radio (R)

Profundidad total medida (MD)

$$Ec. 27 \ Profundidad \ total \ medida \ (MD) = V1 + \left(\frac{\theta}{BUR} \times 100 \right) + BC$$

O también

$$\text{Ec. 28 Profundidad total medida (MD)} = V1 + \text{Longitud del arco} + BC$$

2.5.3 Pozo Tipo “S”

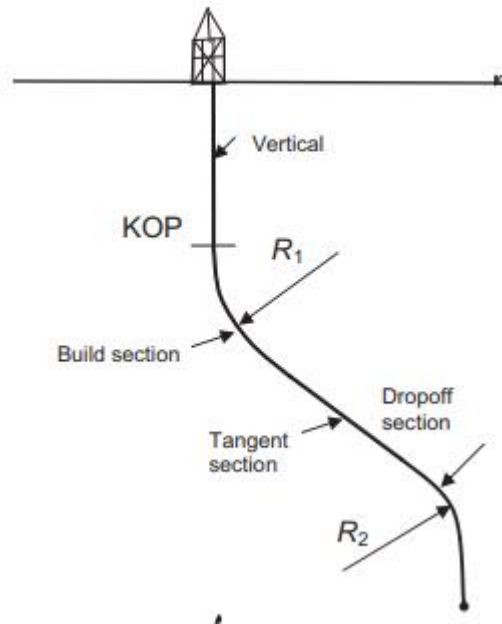


Figura 5. Trayectoria de un pozo Tipo “S”(Mitchell & Miska, 2011)

- **Partes de la Trayectoria de un Pozo de Tipo S**

La trayectoria en un pozo direccional tipo “S”, sigue un perfil que, hace alusión a su nombre, pues su forma rememora la forma de dicha letra. Este diseño implica una perforación con varias secciones que permiten la desviación y corrección de la trayectoria del pozo. A continuación, revisaremos dichas secciones:

Sección vertical inicial: La perforación inicia con una sección vertical desde la superficie, lo cual es tipo de la mayoría de los modelos de pozos direccionales. Esta sección es determinante para asegurar la estabilidad del pozo, permitiendo que alcance una profundidad adecuada para

iniciar la sección de incremento de inclinación, Por lo general esta sección suele ser relativamente corta en comparación con otros tipos de pozos, dado que el objetivo es iniciar la desviación lo más pronto posible. (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)

Sección de construcción de ángulo: A medida que el pozo avanza, se introduce una curva en la trayectoria. Esta curva es controlada cuidadosamente mediante herramientas direccionales para asegurar que la desviación se realice de manera progresiva y suave, sin crear tensiones innecesarias en la estructura del pozo. En esta fase el pozo se aleja de la vertical para alcanzar el objetivo. (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)

Sección de corrección o tangente final: Tras completar la curva de desviación, el pozo pasa por una fase de corrección donde se reduce el ángulo hasta volver a una inclinación más cercana a la vertical. Esta sección es clave para asegurar que el pozo se acerque al objetivo productivo en el reservorio sin comprometer la estabilidad de la perforación. En algunos casos, esta sección puede incluso adoptar una inclinación horizontal si es necesario maximizar el contacto con el yacimiento. (Autores, 2024)

- ***Escenarios Donde es Apropiado utilizar el Modelo de Pozo S***

El modelo de pozo tipo S es especialmente útil en situaciones donde es necesario evitar obstáculos geológicos o artificiales, así como cuando el acceso directo al yacimiento no es posible debido a limitaciones en la superficie. Los siguientes son algunos escenarios comunes donde este modelo se utiliza con éxito: (Autores, 2024)

Evitar obstáculos geológicos: En varios campos petroleros, los pozos tipo “S” se utilizan cuando es necesario esquivar formaciones geológicas complejas, como domos de sal o fallas activas. El diseño de modelos de pozos tipo “S” permite rodear estos obstáculos y luego corregir la trayectoria para crear el contacto entre el pozo y la formación de interés. (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)

Plataformas con alta densidad de pozos: En plataformas petroleras o campos maduros, en los que ya existen múltiples pozos, el modelo tipo “S” es útil para evitar interferencias entre pozos. Este modelo brinda la oportunidad de perforar en una dirección diferente desde la misma locación superficial, asegurando que los pozos no se crucen o que interfieran entre sí, lo que maximiza la utilización del espacio disponible y reduce la necesidad de nuevas locaciones. (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)

- ***Principales Ventajas del Modelo de Pozo S***

El diseño de pozo direccional tipo S ofrece varias ventajas importantes en comparación con otros tipos de pozos, especialmente en situaciones complejas donde un pozo vertical no sería adecuado:

- ✓ Mayor flexibilidad operativa. (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)
- ✓ Optimización del uso de la superficie. (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)
- ✓ Aumento de la eficiencia productiva. (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)

- ***Desventajas del Modelo de Pozo S***

A pesar de sus múltiples ventajas, el pozo direccional tipo S también presenta algunos desafíos y desventajas que deben ser tenidos en cuenta:

- ✓ Mayor complejidad técnica. (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)
- ✓ Costos iniciales elevados. (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)
- ✓ Dificultad en el mantenimiento (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)

- ***Cálculos a Seguir Para Dimensionar el Modelo de Pozo S***

Dirección

$$Ec. 29 \text{ Dirección} = [\text{Coordenada al Objetivo} - \text{Coordenada en Superficie}]$$

Desviación

$$Ec. 30 \text{ Desviación} = \text{Arctg} \left(\frac{\text{Componente este de la dirección}}{\text{Componente norte de la dirección}} \right)$$

Desplazamiento horizontal

$$Ec. 31 \text{ DH} = \sqrt{(\text{Componente norte de la dirección})^2 + (\text{Componente este de la dirección})^2}$$

Radio de curvatura

$$Ec. 32 \text{ } R_1 = \frac{1}{BUR}$$

$$Ec. 33 \text{ } R_2 = \frac{1}{DOR}$$

Cálculo de ángulos

1. Cálculo de \overline{FE}

Condición

1. Si $D3 > R_1 + R_2$

$$\text{Ec. 34 } \overline{FE} = D3 - (R_1 - R_2)$$

2. Si $D3 < R_1 + R_2$

$$\text{Ec. 35 } \overline{FE} = R_1 - (D3 - R_2)$$

2. Cálculo de \overline{EO}

$$\text{Ec. 36 } \overline{EO} = V4 - V1$$

Donde

V4: Profundidad del objetivo (RVD)

V1: KOP

Ángulo FOE (γ)

$$\text{Ec. 37 } \gamma = \text{Arctg} \left(\frac{\overline{FE}}{\overline{EO}} \right)$$

3. Cálculo de \overline{OF}

$$\text{Ec. 38 } \overline{OF} = \sqrt{\overline{FE}^2 + \overline{EO}^2}$$

4. Cálculo de \overline{FG}

$$\text{Ec. 39 } \overline{FG} = R_1 + R_2$$

Ángulo FOG (β)

$$Ec. 40 \beta = \text{Arcsin} \left(\frac{\overline{FG}}{\overline{OF}} \right)$$

Ángulo EOG (θ)

$$Ec. 41 \theta = \text{ángulo FOG}(\beta) - \text{ángulo FOE}(\gamma)$$

Profundidades

La profundidad vertical real EOB (TVD)

$$Ec. 42 V2 = V1 + [R \times \sin \theta]$$

la profundidad medida al objetivo EOB (MD)

$$Ec. 43 EOB(MD) = V1 + \left(\frac{\theta}{BUR} \times 100 \right)$$

Desplazamiento EOB (DH, D1)

$$Ec. 44 D1 = \overline{OA} - \overline{ON} = R_1 - [R_1 \times \cos \theta]$$

Cálculo de OG

$$Ec. 45 \overline{OG} = \sqrt{\overline{OF}^2 - \overline{FG}^2}$$

En donde

$$Ec. 46 OG = \overline{BC}$$

Cálculo del SOD (MD)

$$Ec. 47 \text{ SOD (MD)} = V1 + \left(\frac{\theta}{BUR} \times 100\right) + \overline{BC}$$

O también

$$Ec. 48 \text{ Profundidad total medida (MD)} = V1 + \text{Longitud del arco} + BC$$

Cálculo del SOD (TVD)

$$Ec. 49 \text{ SOD (TVD)} = V2 + \overline{BC} \times \cos \theta$$

Cálculo del SOD (DH)

$$Ec. 50 \text{ D2} = D1 + (\overline{BC} \times \sin \theta)$$

Profundidad total medida (MD)

$$Ec. 51 \text{ Profundidad total medida (MD)} = V1 + \left(\frac{\theta}{BUR} \times 100\right) + \overline{BC} + \text{Longitud del arco}$$

O también

$$Ec. 52 \text{ Profundidad total medida (MD)} = V1 + \left(\frac{\theta}{BUR} \times 100\right) + \overline{BC} + \left(\frac{\theta}{DOR} \times 100\right)$$

2.5.4 Pozo Horizontal

El modelo de pozo tipo horizontal es una variante de la perforación direccional, que se caracteriza principalmente por tener tres secciones fácilmente identificables, La razón de este modelo es poder navegar por un estrato específico y maximizar el contacto con la formación. A diferencia de un pozo convencional vertical o de los modelos anteriormente tratados, pozo

horizontal se perfora de manera que su trayectoria finaliza en una orientación casi paralela al plano del yacimiento. (Mitchell & Miska, 2011)

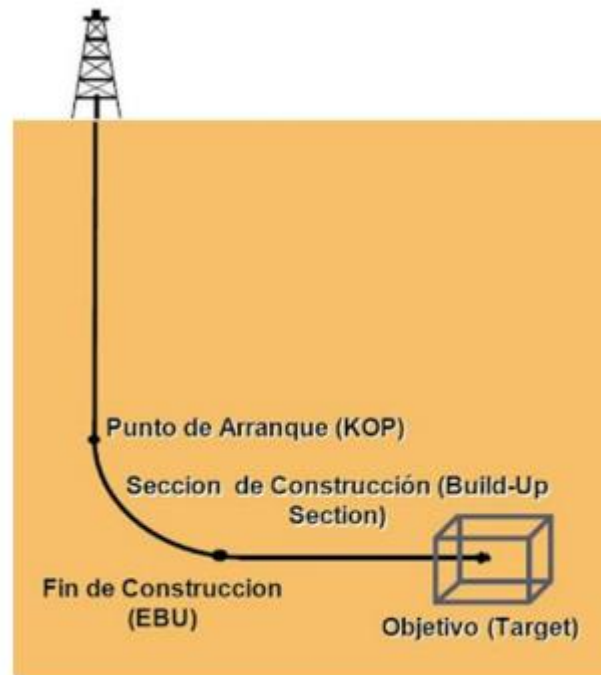


Figura 6. Trayectoria de Pozo Horizontal (Franco Gonzabay Kimberly Dayana & De la Rosa Liriano Óscar Gabriel, 2023)

- ***Partes de la Trayectoria de un Pozo de Tipo Horizontal***

El pozo horizontal sigue una trayectoria específica diseñada para maximizar el contacto con la formación productiva. Esta trayectoria consta de varias fases:

Sección vertical inicial: En un pozo horizontal, la perforación comienza de manera vertical desde la superficie, al igual que el modelo de pozo convencional y los modelos explicados con anterioridad en este capítulo. Esta sesión vertical proporciona estabilidad y permite superar las capas superiores antes de llevar a la profundidad de la formación productora

La sección vertical puede extenderse varios cientos de metros, dependiendo de la geología de la zona y de la profundidad del objetivo. Una vez que se alcanza la profundidad adecuada, comienza la segunda fase: la curva de construcción de ángulo. (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)

Sección de construcción de ángulo: A medida que se perfora a mayor profundidad, se introduce una desviación controlada que convierte la trayectoria vertical en una curva, permitiendo al pozo alcanzar un ángulo que aproxime la trayectoria la horizontal. Esta curva es controlada con precisión utilizando herramientas direccionales especializadas, como motores de fondo steerable. La fase de construcción de ángulo debe ser gradual para evitar tensiones excesivas que puedan comprometer la integridad estructural del pozo. Durante esta fase, se ajusta el ángulo de perforación de forma progresiva hasta alcanzar la dirección horizontal deseada. (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)

Sección horizontal o lateral: Una vez completada la curva de desviación y es alcanzada la inclinación deseada, el pozo entra en la fase de navegación horizontal, que es la más extensa. En esta fase, la perforación se realiza en paralelo al plano de la formación a lo largo de la misma, lo que prolonga el área de contacto entre el pozo y el yacimiento. Esta sección puede extenderse por varios kilómetros dentro del reservorio, esto en dependencia del diseño del pozo y la extensión de la formación. (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)

- ***Escenarios Donde es Apropiado utilizar el Modelo de Pozo Horizontal***

El modelo de pozo horizontal es ampliamente utilizado en situaciones donde el objetivo es maximizar el contacto con la formación productiva o donde un pozo vertical no sería lo suficientemente eficiente para la extracción de hidrocarburos. Este tipo de pozo es especialmente útil en las siguientes situaciones:

Yacimientos de baja permeabilidad: En presencia de yacimientos con una permeabilidad baja, como las lutitas o las arenas compactas, los hidrocarburos no fluyen fácilmente hacia el pozo vertical convencional. Esto significa que un pozo vertical tendría una producción limitada, lo que haría que la extracción sea económicamente viable. En casos similares al descrito, el uso de pozos horizontales permite un contacto significativamente mayor con la arena productora, lo que incrementa la cantidad de hidrocarburos que fluyen al pozo. En yacimientos no convencionales, como el gas de lutita (shale gas), el pozo horizontal se convierte en la técnica principal para permitir una extracción rentable. La perforación horizontal puede exponerse a lo largo de kilómetros de formación, maximizando la eficiencia del drenaje de hidrocarburos. (Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel (France). Commission Exploitation, 1990) (Mitchell & Miska, 2011)

Campos maduros: En yacimientos maduros donde la producción ha disminuido con el tiempo, los pozos horizontales pueden ser utilizados para revitalizar la producción. Al perforar de forma horizontal en las zonas no exploradas del yacimiento, se puede acceder a hidrocarburos que no fueron extraídos por pozos verticales convencionales. (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)

Reservorios de forma o tamaño complejo: En yacimientos donde las capas productivas son delgadas o se distribuyen de manera irregular, la perforación horizontal permite seguir la extensión de la formación, maximizando el contacto entre el pozo y el hidrocarburo almacenado. Esto es particularmente útil en yacimientos con geometrías complejas o reservorios delgados. (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)

- ***Principales Ventajas del Modelo de Pozo Horizontal***

El modelo de pozo horizontal ofrece numerosas ventajas cuando se compara con los pozos verticales convencionales:

- ✓ Mayor contacto con el reservorio. (Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel (France). Commission Exploitation, 1990)
- ✓ Aumento de la producción. (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)
- ✓ Optimización del área de drenaje. (Mitchell & Miska, 2011)

- ***Desventajas del Modelo de Pozo Horizontal***

A pesar de sus múltiples beneficios, los pozos horizontales también presentan algunos desafíos que deben tenerse en cuenta durante la planificación y operación:

- ✓ Mayor complejidad técnica y operativa. (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)
- ✓ Riesgo de inestabilidad del pozo. (Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel (France). Commission Exploitation, 1990)

- ✓ Dificultad en las intervenciones y mantenimiento. (Adam T. Bourgoyne Jr. et al., 1986)

- ***Cálculos a Seguir Para Dimensionar el Modelo de Pozo Horizontal***

Radios de trayectorias a partir de BUR'S seleccionados

$$Ec. 53 R_1 = \frac{1}{BUR}$$

$$Ec. 54 R_2 = \frac{1}{DOR}$$

Cálculo de ángulos

Ángulo GOE (γ)

5. Calcular línea $\overline{EA} \rightarrow \overline{EG}$

$$Ec. 55 \overline{EG} = (V4 - V1) - R_2$$

6. Calcular línea \overline{EO}

$$Ec. 56 \overline{EO} = D3 - R_1$$

$$Ec. 57 \gamma = \text{Arctg} \left(\frac{\overline{EG}}{\overline{EO}} \right)$$

Ángulo GOF (β)

7. Calcular línea \overline{OG}

$$Ec. 58 \overline{OG} = \sqrt{\overline{EG}^2 + \overline{EO}^2}$$

8. Calcular línea \overline{OF}

$$Ec. 59 \overline{OF} = R_1 - R_2$$

$$Ec. 60 \beta = \text{Arctg} \left(\frac{\overline{OF}}{\overline{OG}} \right)$$

Ángulo Máximo

$$Ec. 61 \theta = 180 - \text{ángulo } GOE(\gamma) - \text{ángulo } GOF(\beta)$$

Profundidades

la profundidad vertical real EOB1 (TVD)

$$Ec. 62 EOB1 (TVD) = V2 = V1 + [R \times \sin \theta]$$

la profundidad medida al objetivo EOB1 (MD)

$$Ec. 63 EOB1 (MD) = V1 + \left(\frac{\theta}{BUR_1} \times 100 \right)$$

Desplazamiento EOB1 (D1)

$$Ec. 64 EOB1 (D1) = R_1 - [R_1 \times \cos \theta]$$

Cálculo de EOH (MD)

$$Ec. 65 \overline{OG}^2 = \overline{FG}^2 + \overline{OF}^2$$

$$Ec. 66 \overline{FG} = \sqrt{\overline{OG}^2 - \overline{OF}^2}$$

En donde

$$Ec. 67 \overline{FG} = \overline{BC}$$

$$Ec. 68 EOH (MD) = V1 + \left(\frac{\theta}{BUR} \times 100 \right) + \overline{BC}$$

Cálculo del EOH (TVD)

Triangulo rectangulo BC'

$$Ec. 69 BC' = BC \times \cos \theta$$

Cálculo del EOH (D2)

$$Ec. 70 EOH (D2) = BC^2 = B'C^2 + C'C^2$$

$$Ec. 71 C'C = \sqrt{BC^2 - B'C^2}$$

$$Ec. 72 D2 = D1 + C'C$$

Cálculo de EOB2 (MD)

$$Ec. 73 EOB2 (MD) = V1 + \left(\frac{\theta}{BUR} \times 100 \right) + \overline{BC} + \left(\frac{\theta}{DOR} \times 100 \right)$$

Profundidad total medida TDE (MD)

9. Asumiendo la longitud de la navegación (lateral) esta va a ser igual a 1000

$$Ec. 74 Profundidad total TOE (MD) = TOTAL MDHELL + Longitud de Navegación$$

Cálculo de TOE de desplazamiento

$$Ec. 75 Desplazamiento del TOE = Desplazamiento del EOB (D3) + Sección entre Hell - TOG$$

2.6 DISEÑO DE TRAYECTORIAS

El diseño de trayectorias concierne a todo el proceso relacionado a ubicación de las coordenadas en superficie hasta las coordenadas al objetivo, incluyendo las operaciones necesarias para sortear los obstáculos propios de la estratigrafía en la que se desee perforar.

Teniendo en cuenta lo antes mencionado las trayectorias de pozos no serán exactamente iguales a las estimaciones realizadas por los ingenieros o por las herramientas que se utilizan hoy en día, debido que los propios estratos afectaran la trayectoria, así como las discontinuidades de los mismos.

Otro Punto a tener en consideración son las fallas o domos, los cuales pueden ser causa por la que se debería de usar un determinado modelo de trayectoria, ya que estas permiten tomar el camino más eficiente al objetivo.

Para esto es indispensable tener un conocimiento excepcional del área a perforar, este conocimiento puede ser obtenido de registros efectuados con anterioridad.

2.7 Toma de Decisiones

En el ámbito de la industria petrolera las fases de exploración, perforación, completación, producción y monitoreo son los pilares de la misma, no obstante, este trabajo de investigación se centra en el uso de software para mejorar los procesos de toma de decisiones, en los ámbitos de diseño de trayectorias para pozos donde la perforación convencional no es apta, a su vez la estimación de caudal por efecto de completación que se utilice en el pozo.

Para este caso es indispensable tomar en cuenta las variables como la pérdida por fricción debió a las tuberías, con anterioridad otros autores propusieron modelos para el cálculo de los gradientes de presión en tuberías. (Autores)

2.8 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

El flujo multifásico en tuberías hace referencia al movimiento simultáneo de diferentes fases de fluidos, ya sea gas, líquido (petróleo y/o agua), y en ocasiones sólidos, dentro de una misma tubería. Este tipo de flujo es típico en la producción de petróleo y gas, donde los pozos producen una mezcla de gas, crudo y agua desde el subsuelo. Al ser un proceso complejo, cada una de las fases posee propiedades físicas distintas (densidad, viscosidad, etc.), lo que afecta la forma en que interactúan dentro de la tubería (Fan & Aljasser, 2023)

Dentro del flujo multifásico, el comportamiento de los fluidos varía dependiendo de factores como la velocidad, la inclinación de la tubería y las propiedades de los fluidos involucrados. Estas características derivan en patrones de flujo, resultados de las velocidades de cada fluido. Como lo pueden ser, el flujo estratificado, que es resultado de que el gas se desplace por la parte superior de la tubería y el líquido por la parte baja, el flujo en tapones que resulta de la alternación del líquido y el gas en segmentos, el flujo en burbujas dispersas que se genera cuando el gas se distribuye a lo largo del líquido en forma de pequeñas burbujas. (Brown E. Kermit et al., 1980)

El manejo adecuado del flujo multifásico es importante en la optimización de la producción de hidrocarburos, ya que las variaciones en las tasas de flujo o las condiciones de operación pueden alterar la eficiencia de transporte. (Fan & Aljasser, 2023)

2.8.1 Gradiente De Presión

El gradiente de presión hace referencia a los cambios que se presentan en la presión de los fluidos. Al ser más complejos, van a depender de una serie de factores tales como las velocidades, interacción entre líquido y el gas, propiedades de los fluidos y la inclinación de las tuberías en las que se encuentran. (Israel Yagual, 2023).

Para realizar el cálculo se tomaron en cuenta los factores de aceleración y pérdidas de energía que se daban por la fricción en la tubería, teniendo en cuenta que la pérdida de energía por fricción en las tuberías ha sido uno de los factores más importantes que se ha visto ya que al afectar directamente a la energía, que permite que el fluido sea transportado del pozo a superficie. (Israel Yagual, 2023).

La mejor practica que se puede obtener para la predicción del gradiente, se ha visto en aplicar correlaciones empíricas, es así como la correlación de Hagedorn y Brown, que incluyen las fases líquidas y de gas, dado paso al cálculo que se dan en el cambio de presiones que se encuentran en la tubería. Al permitir el cálculo, la correlación ha sido eficiente en el diseño adecuado para transportar el fluido y a su vez conocer la productividad del pozo. (Fan & Aljasser, 2023)

2.8.2 Propiedades Y Características A Tomar En Consideración

Cuando se habla de flujo multifásico, es esencial entender las propiedades de las fases involucradas. Cada fase tiene su propia densidad, viscosidad y capacidad de transportarse, lo que

afecta la distribución de las fases en la tubería. Por ejemplo, los líquidos tienden a posicionarse en la parte inferior de la tubería debido a su mayor densidad, mientras que el gas, al tener una densidad menor, tiende a moverse hacia la parte superior.(Martín I et al., 2011).

Otro aspecto importante es la fricción entre las fases y las paredes de la tubería, la cual es determinante en la dinámica del flujo. La interacción entre el gas y el líquido puede aumentar la resistencia al flujo, lo que afecta la eficiencia del transporte. En tuberías inclinadas, esta fricción puede ser más pronunciada, ya que el líquido tiende a adherirse más a las paredes internas de la tubería.(Martín I et al., 2011)

- ***Patrones de flujo***

Uno de los aspectos más importantes del flujo multifásico es los patrones de flujo, que dependen de la velocidad de las fases, la proporción entre ellas y las características de la tubería. Los patrones más comunes en las tuberías con flujo multifásico incluyen:

- ✓ **Flujo de burbuja (Bubble flow):** La característica principal de este patrón es que el gas este disperso en forma de pequeñas burbujas dentro de una fase líquida continua. Esto ocurre cuando la tasa de flujo de gas es relativamente baja en comparación a la del líquido. Es común en sistema donde la fase líquida domina.(Brown E. Kermit et al., 1980)

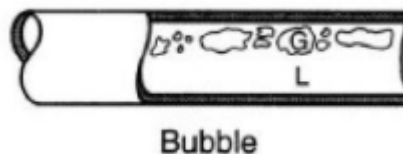


Figura 7. Patrón de circulación tipo burbuja (Martín I et al., 2011)

- ✓ **Flujo en pistones o tapones (Plug flow):** Cuando el flujo de gas aumenta, las burbujas de gas se unen lo que forma grandes bloques o tapones que viajan a lo largo de la tubería. Este patrón se caracteriza por la alteración de segmentos de gas y líquido, y suele ocurrir en tuberías horizontales cuando no hay un equilibrio entre las fases. (Brown E. Kermit et al., 1980)

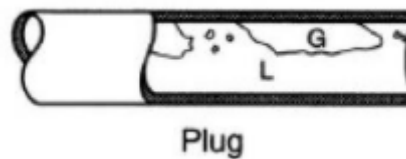


Figura 8. Patrón de circulación tipo tapón (Martín I et al., 2011)

- ✓ **Flujo estratificado (Stratified flow):** En tuberías horizontales, este patrón ocurre cuando el gas y el líquido se separan completamente, con el gas fluyendo por encima del líquido. Este patrón es común en condiciones donde la velocidad del gas es baja y la densidad de la fase líquida es significativamente mayor, permitiendo que ambos fluyan a diferentes velocidades sin mezclarse. (Brown E. Kermit et al., 1980)



Figura 9. Patrón de circulación tipo estratificado (Martín I et al., 2011)

- ✓ **Flujo anular (Annular flow):** En el caso en el que la velocidad del gas es extremadamente alta, el gas puede formar una fase continua situada en el centro de la tubería, mientras que el líquido se mueve como una película delgada en las paredes de la tubería. Este patrón se presenta con frecuencia en tuberías verticales, debido a que el gas tiene suficiente energía para empujar el líquido hacia las paredes de la tubería.(Vicente et al., 2014a)

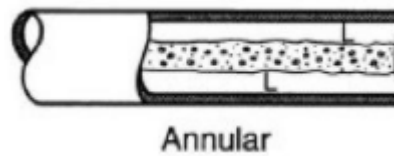


Figura 10. Patrón de circulación tipo anular (Martín I et al., 2011)

- ✓ **Flujo slug (Slug flow):** En este patrón, se alternan grandes burbujas de gas con segmentos de líquido, generando fluctuaciones de presión y caudal a lo largo de la tubería. Es uno de los patrones más inestables y se presenta en tuberías inclinadas o con transiciones bruscas de flujo.(Santiago et al., 2016)

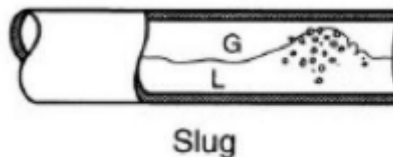


Figura 11. Patrón de circulación tipo slug (Martín I et al., 2011)

2.8.3 Método de Beggs & Brill

El método al ser amplio es reconocido y se utiliza en las industrias petroleras para la predicción de la caída de presión de los líquidos los cuales son transportados por medio de las tuberías. El método desarrollado por H. Dale Beggs y Janes P. Bill, sobresalido en la industria lo

que al pasar del tiempo se vio como método amplio e innovador permitiendo conocer el diseño y permitir el estudio de las producciones de petróleo y gas.

Al ser un método que permite conocer el comportamiento del flujo en las tuberías inclinadas se ha visto como la parte clave y a principal. Las características que lo hacen diferentes de los otros, es que ha sido eficaz y fiable para la predicción del gradiente de caída de presión.

El método de Beggs y Brill tiene la capacidad de manejar flujos multifásicos, incluyendo el de segregado, distribuido y el intermitente. De tal manera que se tienen en consideración las propiedades de los fluidos, el ángulo de inclinación y las velocidades de superficie de los líquidos, teniendo en cuenta estos parámetros, se podrá tener mejores resultados exactos y adaptables en situaciones reales que se presenten en el campo.

- ***Desarrollo del método***

Mediante el desarrollo del método de Beggs & Brill la correlación tiene como objetivo dar a conocer cómo se comporta el gradiente de presión en las tuberías con inclinación. Se detallarán los procesos que se debe seguir.

Como primer paso a seguir se denomina el patrón de flujo que va a predominar en la formación, tal que se calculara la velocidad promedio de la mezcla, velocidad del líquido y la relación que existe entre los líquidos, numero de Fraude, aquel utilizado en mecánica de fluidos, permitiendo conocer la relación de las energías cinéticas, y para finalizar calcular los efectos de segregación gravitacional.

$$Ec. 76 \quad V_m = V_{sl} + V_{sg}$$

$$Ec. 77 \lambda_L = \frac{V_{sl}}{V_m}$$

$$Ec. 78 N_{FR} = \frac{V_m^2}{g*d}$$

A su vez es necesario calcular L_1, L_2, L_3, L_4 .

$$Ec. 79 L_1 = 316 * (\lambda_L)^{0,302}$$

$$Ec. 80 L_2 = 0,0009252 * (\lambda_L)^{-2,4684}$$

$$Ec. 81 L_3 = 0,10 * (\lambda_L)^{-1,4516}$$

$$Ec. 82 L_4 = 0,5 * (\lambda_L)^{-6,738}$$

Esto con el fin de identificar el patrón de flujo haciendo uso de las siguientes condiciones.

Patrón de flujo	Condiciones
Segregado	$\lambda_L < 0,01$ y $N_{FR} < L_1$ Ó $\lambda_L \geq 0,01$ y $N_{FR} < L_2$
Intermitente	$0,01 \leq \lambda_L < 0,4$ y $L_3 < N_{FR} \leq L_1$ O $\lambda_L \geq 0,4$ y $L_3 < N_{FR} < L_4$
Distribuido	$\lambda_L < 0,4$ y $N_{FR} \geq L_1$ Ó $\lambda_L \geq 0,4$ y $N_{FR} > L_4$
Transición	$\lambda_L \geq 0,01$ y $L_2 \leq N_{FR} \leq L_3$

Tabla 1. Condiciones para determinar el patrón de flujo predominante. Fuente: (Brown E. Kermit, 1980)

Una vez identificado el patrón de flujo se debe calcular las pérdidas por fricción con la expresión:

Patrón de flujo	Condiciones
Segregado	$H_L(0) = \frac{0,98 * (\lambda_L)^{0,4846}}{(N_{FR})^{0,0868}}$
Intermitente	$H_L(0) = \frac{0,854 * (\lambda_L)^{0,5351}}{(N_{FR})^{0,0173}}$
Distribuido	$H_L(0) = \frac{1,065 * (\lambda_L)^{0,5824}}{(N_{FR})^{0,0609}}$
Transición	$H_L(0) = A \left(\frac{0,98 * (\lambda_L)^{0,4846}}{(N_{FR})^{0,0868}} \right) + B \left(\frac{0,854 * (\lambda_L)^{0,5351}}{(N_{FR})^{0,0173}} \right)$ $A = \frac{L_3 - N_{FR}}{L_3 - L_2} ; B = 1 - A$

Tabla 2. Fórmula para las pérdidas por fricción según el patrón de flujo (Brown E. Kermit et al., 1980)

Hasta ahora hemos calculado las pérdidas por fricción en el contexto en el que se desarrolla este trabajo es indispensable corregir $H_L(0)$, ya que este represente el flujo en tuberías verticales.

Para la corrección es necesario hallar ψ , mediante

$$Ec. 83 \quad \psi = 1 + C [\text{Sen}(1,8\theta) - 0,333 * \text{Sen}^3(1,8\theta)]$$

Donde C, se obtiene de

$$Ec. 84 \quad C = (1 - \lambda_L) * \text{Ln} \left((D * \lambda_L^E) * (NLV^F) * (N_{FR}^G) \right)$$

Las constantes D, E, F, G, Pueden encontrarse en la siguiente tabla, es importante mencionar que estas en función de la operación a realizarse, si se inyecta fluido o se produce, o lo que es lo mismo si el flujo es hacia arriba o hacia abajo.

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 necesita corrección (C=0)			

Tabla 3. Constantes según el sentido de circulación, hacia arriba (Brown E. Kermit et al., 1980)

Patrón de flujo	D	E	F	G
Segregado	4,70	-0,3692	0,1244	-0,5056
Intermitente				
Distribuido				

Válido solo si $C \geq 0$

Tabla 4. Constantes según el sentido de circulación, hacia abajo (Brown E. Kermit et al., 1980)

Ahora corregimos $H(0)_L$, teniendo en cuenta la inclinación de la tubería usando

$$Ec. 85 \quad H(\Phi)_L = H(0)_L * \psi$$

Usando $H(\Phi)_L$, Podemos hallar la densidad de la mezcla bifásica valiéndonos de:

$$Ec. 86 \quad \rho_{tp} = \rho_L H(\Phi)_L + (\rho_g * (1 - H(\Phi)_L))$$

Procedemos a con el cálculo del gradiente de presión por efecto de la elevación tal que:

$$Ec. 87 \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_E = \frac{\rho_{tp} * \text{Sen}(\theta)}{144}$$

Ahora para el cálculo del gradiente de presión por efecto de fricción, seguiremos los siguientes cálculos.

$$Ec. 88 \quad \rho_{ns} = \rho_L \lambda_L + (\rho_g * (1 - \lambda_L))$$

De forma similar calculamos la viscosidad de la mezcla, valiéndonos de:

$$Ec. 89 \quad \mu_{ns} = \mu_L \lambda_L + (\mu_g * (1 - \lambda_L))$$

$$Ec. 90 \quad N_{Re} = \frac{1488 * d * \rho_{ns} * V_m}{\mu_{ns}}$$

Haciendo uso del número de Reynolds podemos obtener el factor de fricción no estático, para hallar el factor de fricción bifásico denotado por:

$$Ec. 91 \quad f_{ns} = \left[2 * \text{Log} \left(\frac{N_{Re}}{4,5223 * \text{Log}(N_{Re}) - 3,8215} \right) \right]^{-2}$$

Para realizar cálculo de f_{tp} , debemos conocer el valor de s , Ilustraremos el cálculo de s con un flujograma

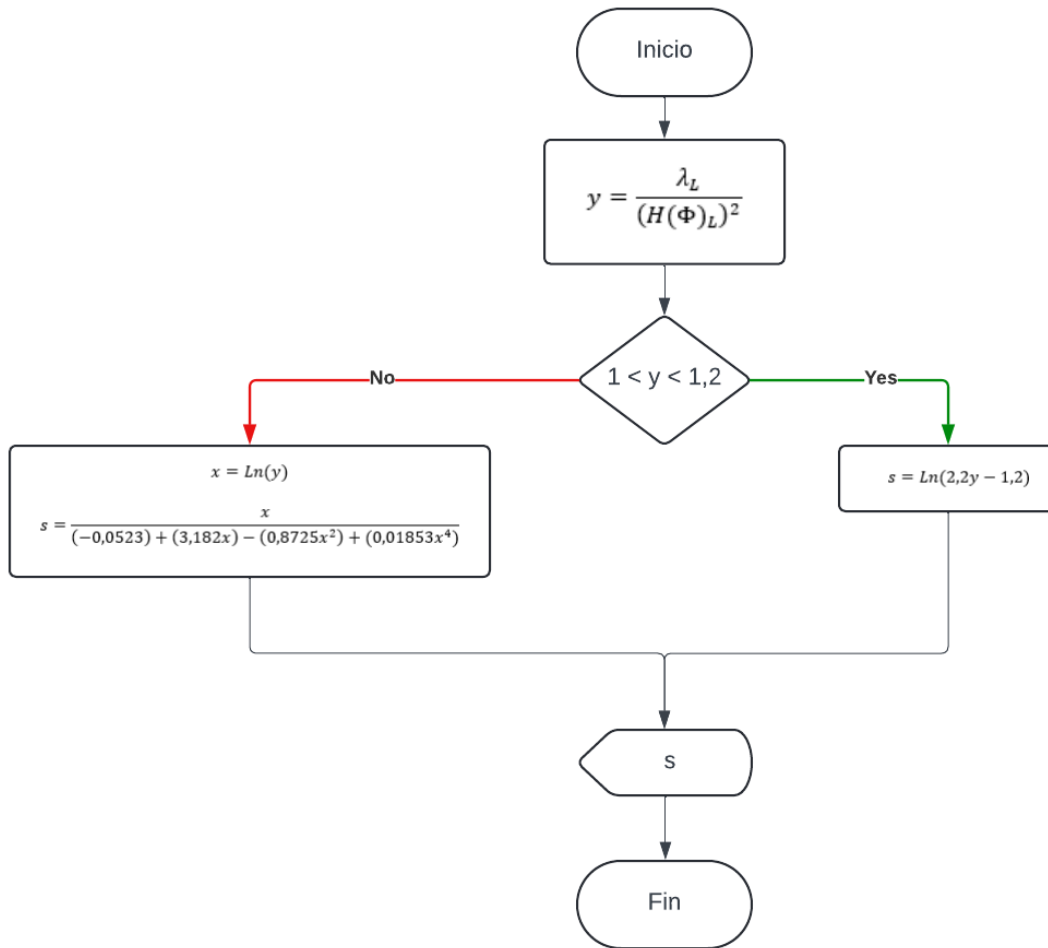


Figura 12. Flujograma del cálculo para hallar el valor de S

Ahora podemos calcular el factor de fricción bifásico.

$$Ec. 92 \quad f_{tp} = f_{ns} * e^s$$

Finalmente podemos estimar de gradiente de caída de presión total mediante.

$$Ec. 93 \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_F = \frac{f_{tp} * \rho_{ns} * V_m^2}{144 * (2 * g) * d}$$

$$Ec. 94 EK = \frac{f_{tp} * V_{sg} * V_m}{144 * g * P}$$

$$Ec. 95 \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_E + \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_F [Lpc]}{(1 - EK) [ft]}$$

2.8.4 Método Orkiszweski

La correlación de Orkiszewski, desarrollado por Jan M. Orkiszewski en 1967, se utiliza con frecuencia en el ámbito petrolero para estimar la caída de presión en pozos de petróleo, este método resulta adecuado si se trata de pozos verticales o ligeramente inclinados. Se basa en el modelo empírico que combina la identificación de patrones de flujo con ecuaciones específicas para calcular el gradiente de caída de presión en función del patrón predominante dentro de la tubería. Orkiszewski basó su correlación en los trabajos de Griffith y Wallis (1961), Duns y Ros (1963), Hagedorn y Brown (1965). (Autores, 2024)

- **Desarrollo del método**

1. Patrón Burbuja y sus limitaciones

Condición:

$$Ec. 96 \frac{V_{sg}}{V_m} < LB$$

donde

$$Ec. 97 V_m = V_{sc} + V_{sg}$$

$$Ec. 98 LB = 1.071 - \frac{0.2218 V_m^2}{d} \quad ; \quad LB \geq 0.13$$

$$Ec. 99 V_{sL} = \frac{5.615(q_o f_o B_o + q_w f_w B_w)}{86400 A_t}$$

$$Ec. 100 \quad V_{sg} = \frac{(q_L RGL - q_o R_s) B_g}{86400 A_t}$$

Gradiente de presión total

$$Ec. 101 \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_E + \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f}{144}$$

Gradiente de presión por elevación

$$Ec. 102 \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_E = \rho_m$$

$$Ec. 103 \quad V_s = 0.8 \frac{f^t}{s} \quad \text{según Griffith}$$

$$Ec. 104 \quad H_L = 1 - 0.5 \left[1 + \frac{V_m}{V_s} \sqrt{\left(1 + \frac{V_m}{V_s}\right)^2 - 4 \left(\frac{V_{sg}}{V_s}\right)} \right]$$

$$Ec. 105 \quad \rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)$$

Gradiente de presión por fricción

$$Ec. 106 \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f = \frac{f \rho_L \left(\frac{V_{sL}}{H_L}\right)^2}{2 g_c d}$$

Donde

f : Factor de fricción de Moody, el cual funciona con la rugosidad relativa $\frac{\xi}{d}$ y el número de Reynolds N_{RE} se obtiene mediante

$$Ec. 107 \quad N_{RE} = \frac{1488 d \rho_L V_{sL}}{\mu_L H_L}$$

El gradiente de presión por aceleración (efecto de la energía cinética) se considera despreciable por ser la fase líquida, la predominante en el patrón burbuja

2. Patrón Tapón y sus limitaciones

Condición

$$Ec. 108 \quad \frac{V_{sg}}{V_m} > LB \quad ; \quad NGV < LS$$

donde

$$Ec. 109 \quad V_m = V_{sc} + V_{sg}$$

$$Ec. 110 \quad LB = 1.071 - \frac{0.2218V_m^2}{d}$$

$$Ec. 111 \quad NVL = 1.938V_{sL} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{\frac{1}{4}}$$

$$NGV = 1.938V_{sg} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{\frac{1}{4}}$$

Gradiente de presión total

$$Ec. 112 \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_E + \left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_f$$

$$Ec. 113 \quad V_b = C_1 C_2 \sqrt{gd}$$

V_b , se halla mediante un procedimiento de ensayo y error, ya que V_b es función de C_1 y C_2 , además C_2 es función de V_b . El procedimiento es el siguiente:

En donde se supone un valor de V_{ba}

$$Ec. 114 \quad V_{ba} = 0.5\sqrt{gd}$$

Se calcula N_{Re_b} y N_{Re_L}

$$Ec. 115 \quad N_{Re_b} = \frac{1488V_{ba}d\rho_L}{\mu_L}$$

$$Ec. 116 \quad N_{Re_L} = \frac{1488V_m d \rho_L}{\mu_L}$$

Se obtiene un valor de V_{bc} :

Condición

1. Si $N_{Re_b} \leq 3000$, entonces:

$$Ec. 117 \quad V_{bc} = (0.546 + 8.74 \times 10^{-6} N_{Re_b}) \sqrt{gd}$$

2. Si $N_{Re_b} \geq 8000$, entonces:

$$Ec. 118 \quad V_{bc} = (0.35 + 8.74 \times 10^{-6} N_{Re_L}) \sqrt{gd}$$

1. Si $3000 < N_{Re_b} < 8000$, entonces:

$$Ec. 119 \quad V_{bc} = \frac{1}{2} \left[\theta + \sqrt{\theta^2 + \frac{13.5\mu_L}{\mu_L \sqrt{d}}} \right] ;$$

$$Ec. 120 \quad \theta = (0.251 + 8.74 \times 10^{-6} N_{Re_L}) \sqrt{gd}$$

El procedimiento concluye cuando:

$$Ec. 121 \quad |V_{bc} - V_{ba}| < 0.02$$

Caso contrario

Si $|V_{bc} - V_{ba}| > 0.02$, reemplazamos V_{bc} por V_{ba} para obtener el nuevo valor de N_{Re_b} , y siendo el caso de que $N_{Re_b} \leq 3000$, entonces el valor a tomar va a ser de V_{bc} como V_b .

Gradiente de presión por elevación

Para hallar el gradiente de presión por elevación se tienen que considerar la fase líquida continua y el valor de velocidad mezcla, de acuerdo a ello se consideran las ecuaciones correspondientes para cada condición presentada a continuación:

Condiciones		Fórmulas
Fase líquida continua	Valor de V_m (pie/seg)	
Agua $RAP \geq 4$	< 10	$\delta = \frac{0.013 \log(u_L)}{d^{1.38}} - 0.681 + 0.232 \log(V_m) - 0.428 \log(d)$
Agua $RAP \geq 4$	≥ 10	$\delta = \frac{0.045 \log(u_L)}{d^{0.799}} - 0.709 - 0.162 \log(V_m) - 0.888 \log(d)$
Petróleo $RAP < 4$	< 10	$\delta = \frac{0.0127 \log(u_L + 1)}{d^{1.415}} - 0.284 + 0.167 \log(V_m) + 0.113 \log(d)$
Petróleo $RAP < 4$	≥ 10	$\delta = \frac{0.0274 \log(u_L + 1)}{d^{1.371}} - 0.161 + 0.569 \log(V_m) + X$

Para hallar el valor de X se utiliza la siguiente ecuación:

$$X = -\log(V_m) \left(\frac{0.01 \log(u_L + 1)}{d^{1.571}} \right) + 0.397 + 0.63 \log(d)$$

Tabla 5. Fórmulas para hallar valor de δ (Brown E. Kermit et al., 1980)

De acuerdo a al valor obtenido de δ , se dice que:

1. Si $V_m < 10$, y $\delta \geq -0.065V_m$, el valor de δ será correcto, caso contrario

$$\text{Ec. 122} \quad \delta = -0.065V_m$$

$$\text{Ec. 123} \quad \text{Si } V_m \geq 10, \text{ y } \delta \geq -\frac{V_b}{V_m+V_b} \left(1 - \frac{\rho_m}{\rho_L}\right), \text{ entonces el valor de } \delta \text{ será correcto, caso contrario } \delta = -\frac{V_b}{V_m+V_b} \left(1 - \frac{\rho_m}{\rho_L}\right)$$

Ya obtenido el valor correcto de δ hallamos ρ_m

$$\text{Ec. 124} \quad \rho_m = \frac{\rho_L(V_{sL}+V_b)+\rho_g V_{sg}}{V_m+V_b} + \delta \rho_L$$

Reemplazamos en la ecuación y obtenemos el gradiente de presión por elevación

$$\text{Ec. 125} \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_E = \frac{\rho_m}{144}$$

2. Patrón Neblina

$$\text{Ec. 126} \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_E + \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f}{144(1-EK)}$$

En donde

$$\text{Ec. 127} \quad EK = V_{sg} \frac{(\rho_L V_{sL} + \rho_g V_{sg})}{144 * 2g_c P}$$

Gradiente de presión por elevación

$$\text{Ec. 128} \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_E = \rho_m = \rho_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda)$$

Gradiente de presión por fricción

$$\text{Ec. 129} \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f = \frac{f \rho_g V_{sg}^2}{2g_c d}$$

f se halla por medio del número de Reynolds, utilizando la siguiente formula:

$$\text{Ec. 130} \quad N_{Re_b} = \frac{1488d\rho_L V_{sL}}{\mu_L}$$

si el número de Reynolds es menor a 2100 es un flujo turbulento, y si es mayor es laminar.

Por medio de los experimentos realizados por Duns & Ros se notó un proceso el cual es gobernado por el Número de Weber.

$$Ec. 131 \quad N_{we} = 454 \times \xi \times \left(\frac{\rho g V_{sg}^2}{\sigma_L} \right)$$

✓ En donde $\frac{\xi}{d}$ no debe ser menor a que 10^{-3}

De acuerdo al valor de N_{we} , tenemos las siguientes condiciones:

1. Si $N_{we} * NL < 0.005$, entonces:

$$Ec. 132 \quad \frac{\xi}{d} = \frac{0.0749\sigma_L}{d\rho g V_{sg}^2}$$

2. Si $N_{we} * NL < 0.005$, entonces:

$$Ec. 133 \quad \frac{\xi}{d} = \frac{0.386\sigma_L(N_{we}*NL)^2}{d\rho g V_{sg}^2}$$

✓ En caso contrario de que $10^{-3} < \frac{\xi}{d} < 0.05$, f lo obtendremos de la gráfica de Moody.

Si $\frac{\xi}{d} \geq 0.05$, f va a representarse por medio de la fórmula:

$$Ec. 134 \quad f = \frac{1}{4 \log(0.27\frac{\xi}{d})^2} + 0.267 \left(\frac{\xi}{d} \right)^{1.73}$$

4. Patrón Transición

Gradiente de presión total

$$Ec. 135 \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_E + \left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_f$$

$$Ec. 136 \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_E = A \left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_{ETapón} + B \left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_{ENebolina}$$

En donde A y B se calculan mediante

$$Ec. 137 \quad A = \frac{L_S - NGV}{L_m - L_S}$$

$$Ec. 138 \quad B = \frac{NGV - L_S}{L_m - L_S}$$

$$Ec. 139 \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_f = A \left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_{fTapón} + B \left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_{fNebolina}$$

2.8.5 Método de Duns & Ross

Harlan H. Duns y Wilfried Ros, nos ofrecen una correlación empírica ampliamente utilizada en la industria petrolera para la estimación de la caída de presión en tuberías, La metodología propuesta, desarrolla que se división de regímenes de flujo, según la presencia de gas, si es baja, media o alta. Dando como resultado los patrones de burbuja, tapón y neblina respectivamente. Esto en pozos de gas húmedo, en pozos con gas seco, esto no es aplicable.(Vicente et al., 2014a)

La correlación para estimación se realizó en función a un diámetro de tuberías entre 1 a 3 pulg, una gravedad API del petróleo de 13 a 56 °API, para relaciones de gas líquido no mayores a 5000 PCS/BF.(Vicente et al., 2014b)

- ***Desarrollo del método***

La correlación de Duns & Ros se clasifica en cuatro patrones diferentes: burbuja, tapón, neblina y transición. Cada patrón cuenta con una ecuación empírica detallada basada en datos experimentales. Esta correlación se implementa para calcular la caída de presión mediante los gradientes de presión por elevación y fricción. Para cada patrón de flujo presente en esta correlación, se aplica un amplio rango y se consideran limitaciones. Estas son:(Vicente et al., 2014b)

Gradiente de presión total

$$\text{Ec. 140} \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_E + \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f}{1 - EK}$$

En donde

$$\text{Ec. 141} \quad EK = \frac{V_{sg} \rho_{ns} V_m}{144 g_c P}$$

De acuerdo a ello se debe calcular lo siguiente:

$$\text{Ec. 142} \quad V_m = V_{sc} + V_{sg}$$

$$\text{Ec. 143} \quad NVL = 1.938 V_{sL} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_o}\right)^{\frac{1}{4}}$$

$$\text{Ec. 144} \quad NGV = 1.938 V_{sg} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_o}\right)^{\frac{1}{4}}$$

$$\text{Ec. 145} \quad ND = 120.872 d \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{\frac{1}{2}}$$

$$\text{Ec. 146} \quad NL = 0.1572 u_L \left(\frac{1}{\sigma_L^3 \rho_L}\right)^{\frac{1}{2}}$$

$$\text{Ec. 147} \quad LS = 50 + 36(NLV)$$

$$\text{Ec. 148} \quad LM = 75 + 84(NLV)^{0.75}$$

Al obtener los resultados con el valor que nos dio ND hallamos L_1 y L_2 correspondiente a la gráfica

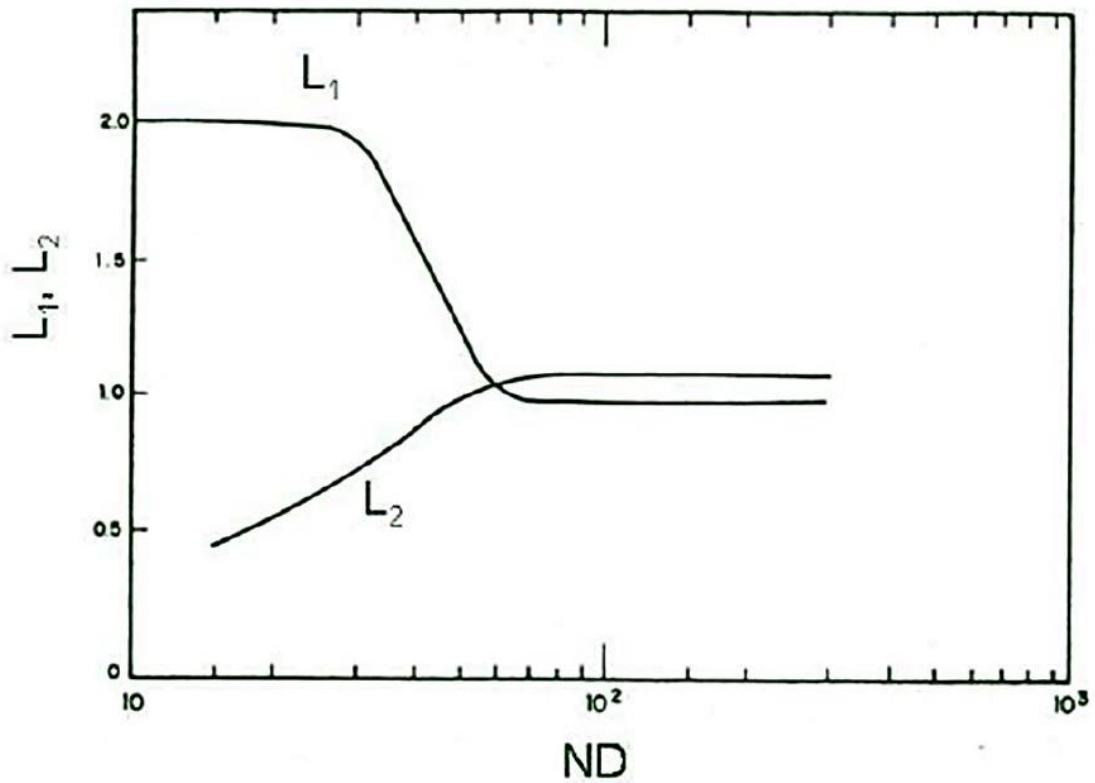


Figura 13. Ilustración de L_1 y L_2 con respecto al número dimensional

(Brown E.Kermit et al.,1980)

Una vez obtenido estos valores, para determinar el tipo de patrón en el que nos encontramos, tenemos las siguientes condiciones:

Patrón de flujo	Condiciones
Burbuja	$0 \leq NGV \leq L_1 + L_2NLV$
Tapón	$L_1 + L_2NLV < NGV \leq LS$
De Transición	$LS < NGV \leq LM$
Neblina	$NGV > LM$

Tabla 6. Condiciones para determinar el patrón de flujo predominante(Brown E. Kermit et al., 1980)

Una vez identificado el patrón de flujo se debe calcular los gradientes de presión correspondientes.

1. Patrón Burbuja

Gradiente de presión total

$$Ec. 149 \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_E + \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f$$

Gradiente de presión por elevación

$$Ec. 150 \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_E = \frac{\rho_m}{144}$$

La fórmula para hallar el gradiente de presión por elevación se debe calcular ρ_m , realizamos los siguientes cálculos:

Con el valor de ND nos dirigimos a la gráfica de F_1, F_2, F_3, F_4

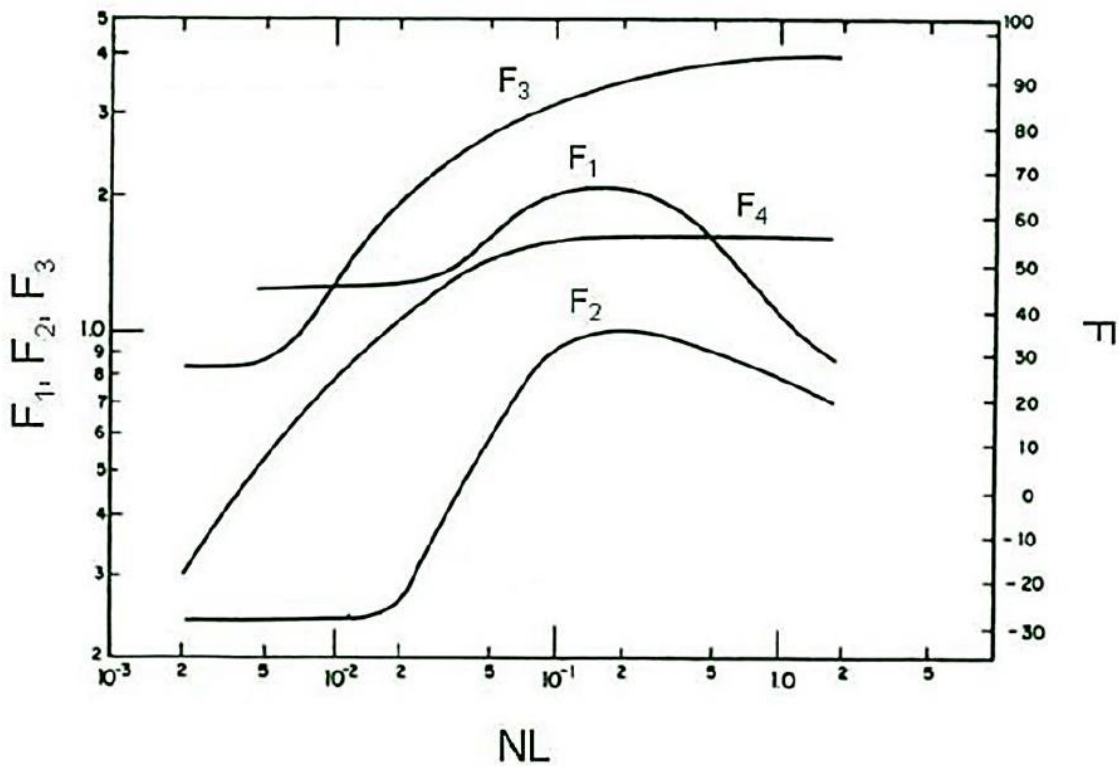


Figura 14. Ilustración NL en función de F_1, F_2, F_3, F_4

(Brown E. Kermit et al., 1980)

Hallamos F_1, F_2, F_3, F_4 y calculamos:

$$Ec. 151 \quad F'_3 = F_3 - \frac{F_4}{ND}$$

$$Ec. 152 \quad S = F_1 + (F_2 NVL) + \left[F'_3 \left(\frac{NGV}{(1+NLV)^2} \right) \right]$$

$$Ec. 153 \quad V_s = \frac{S}{1.938 \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{\frac{1}{4}}}$$

$$Ec. 154 \quad H_L = \frac{-(V_m - V_s) + \sqrt{(V_m - V_s)^2 + 4V_s V_{sL}}}{2V_s}$$

$$Ec. 155 \quad \rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)$$

Con el valor ρ_m , reemplazamos en la formulación del gradiente de presión por elevación.

Gradiente de presión por fricción

$$Ec. 156 \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_f = \frac{f_m \rho_L V_m V_{sL}}{144 \times 2 g_c d}$$

Calculamos

$$Ec. 157 \quad f_m = f_1 \left(\frac{f_2}{f_3} \right)$$

En donde f_1 es el factor de fricción de Moody y este se obtiene por medio de la gráfica y para hallar el número de Reynolds es:

$$Ec. 158 \quad N_{Re_b} = \frac{1488d\rho_L V_{sL}}{\mu_L}$$

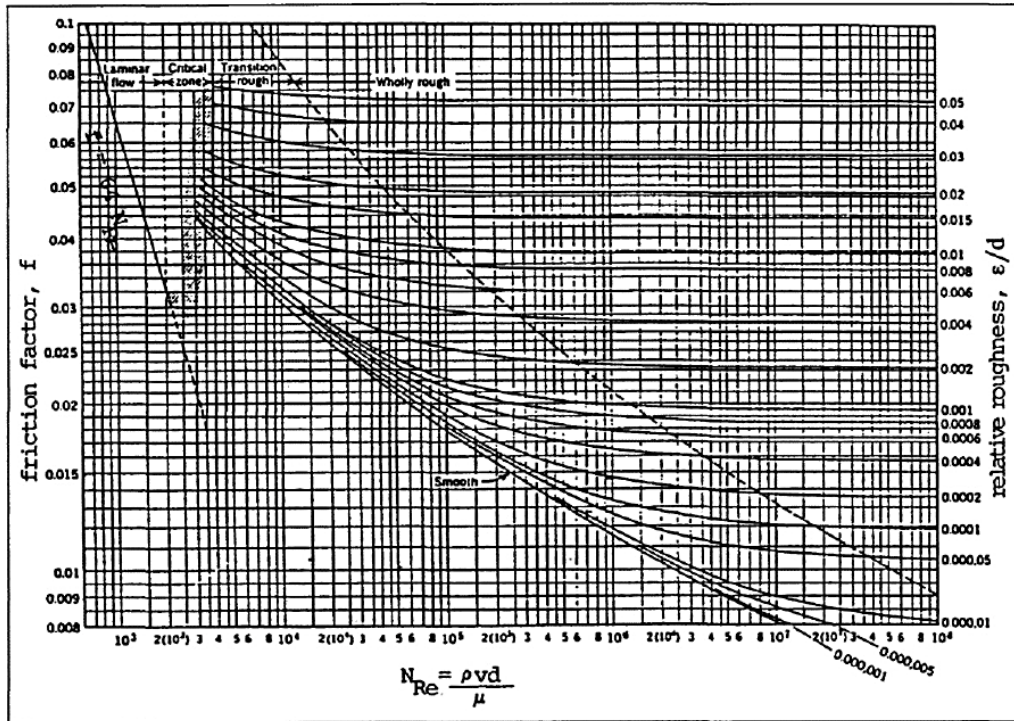


Figura 15. En función a la rugosidad y el NRE se determina el factor de fricción (Brown E. Kermit et al., 1980)

Obtenemos f_2 de la siguiente gráfica utilizando la fórmula $\frac{f_1 V_{sg} ND^{\frac{2}{3}}}{V_{sL}}$

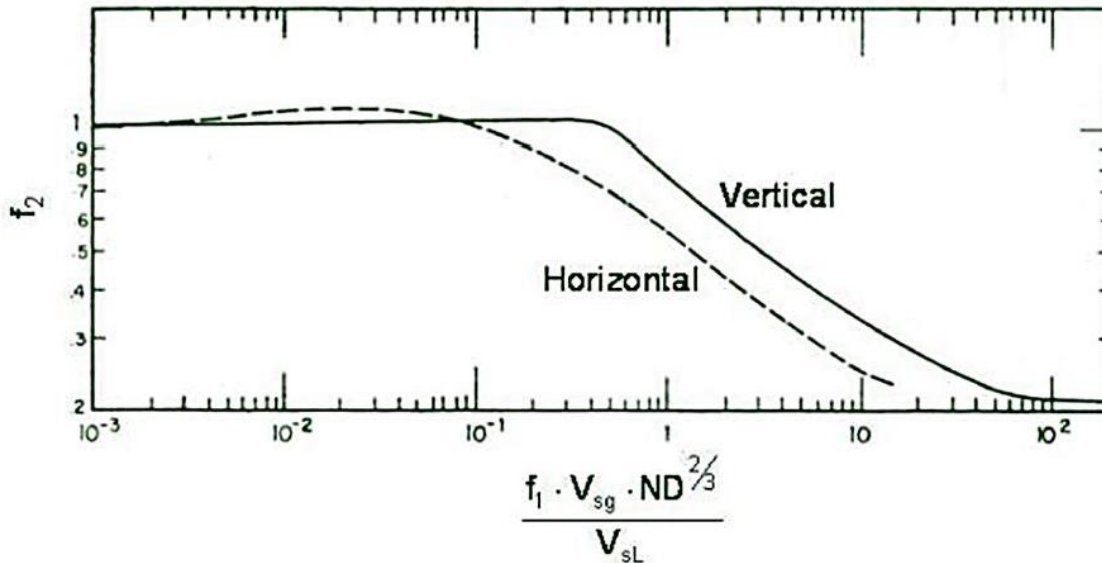


Figura 16. Relación de f_3 con respecto $\frac{f_1 V_{sg} ND^{\frac{2}{3}}}{V_{sL}}$ para flujo Horizontal y Vertical (Brown E. Kermit et al., 1980)

f_3 se obtiene mediante

$$Ec. 159 \quad f_3 = 1 + f_1 \sqrt{\frac{V_{sg}}{50V_{sL}}}$$

Se reemplaza valores y se obtiene el gradiente de presión por fricción, con los que se obtuvieron de los gradientes se puede calcular el valor del gradiente de presión total.

2. Patrón Tapón

Gradiente de presión total

$$Ec. 160 \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_E + \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f$$

Gradiente de presión por elevación

$$Ec. 161 \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_E = \frac{\rho_m}{144}$$

$$Ec. 162 \quad ND = 120.872d \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{\frac{1}{2}}$$

$$Ec. 163 \quad NL = 0.1572u_L \left(\frac{1}{\sigma_L^3 \rho_L}\right)^{\frac{1}{2}}$$

Por medio de la gráfica hallamos F_5, F_6, F_7

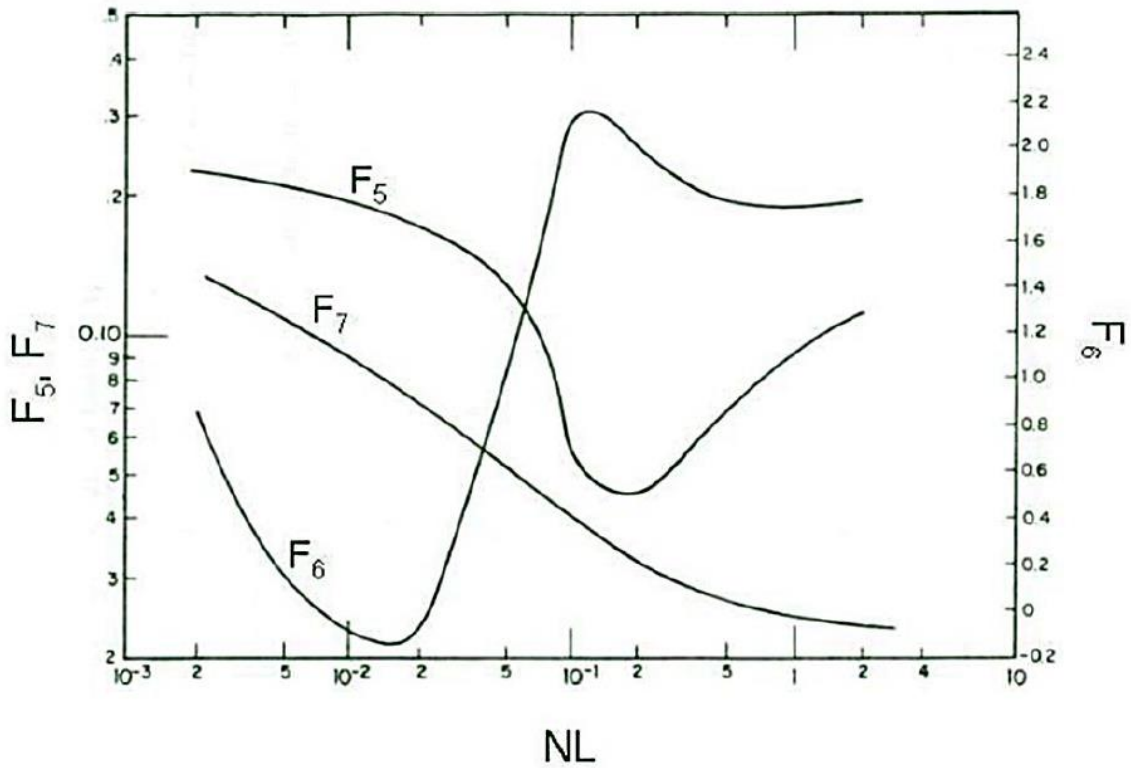


Figura 17. Ilustración NL en función de F_5, F_6, F_7 ,

Con estos valores calculamos

$$Ec. 164 \quad F'_6 = 0.0029 + F_6$$

$$Ec. 165 \quad S = \frac{(1+F_5)(NGV^{0.982}+F'_6)}{(1+F_7NLV)^2}$$

$$Ec. 166 \quad V_s = \frac{S}{1.938 \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{\frac{1}{4}}}$$

$$Ec. 167 \quad H_L = \frac{-(V_m - V_s) + \sqrt{(V_m - V_s)^2 + 4V_s V_{sL}}}{2V_s}$$

$$Ec. 168 \quad \rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)$$

Con el valor ρ_m , reemplazamos en la formulación del gradiente de presión por elevación.

Gradiente de presión por fricción

$$Ec. 169 \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_f = \frac{f_m \rho_L V_m V_{sL}}{144 \times 2g_c d}$$

Calculamos

$$Ec. 170 \quad f_m = f_1 \left(\frac{f_2}{f_3} \right)$$

En donde f_1 es el factor de fricción de Moody y este se obtiene por medio de la gráfica y para hallar el número de Reynolds es:

$$Ec. 171 \quad N_{Re_b} = \frac{1488d\rho_L V_{sL}}{\mu_L}$$

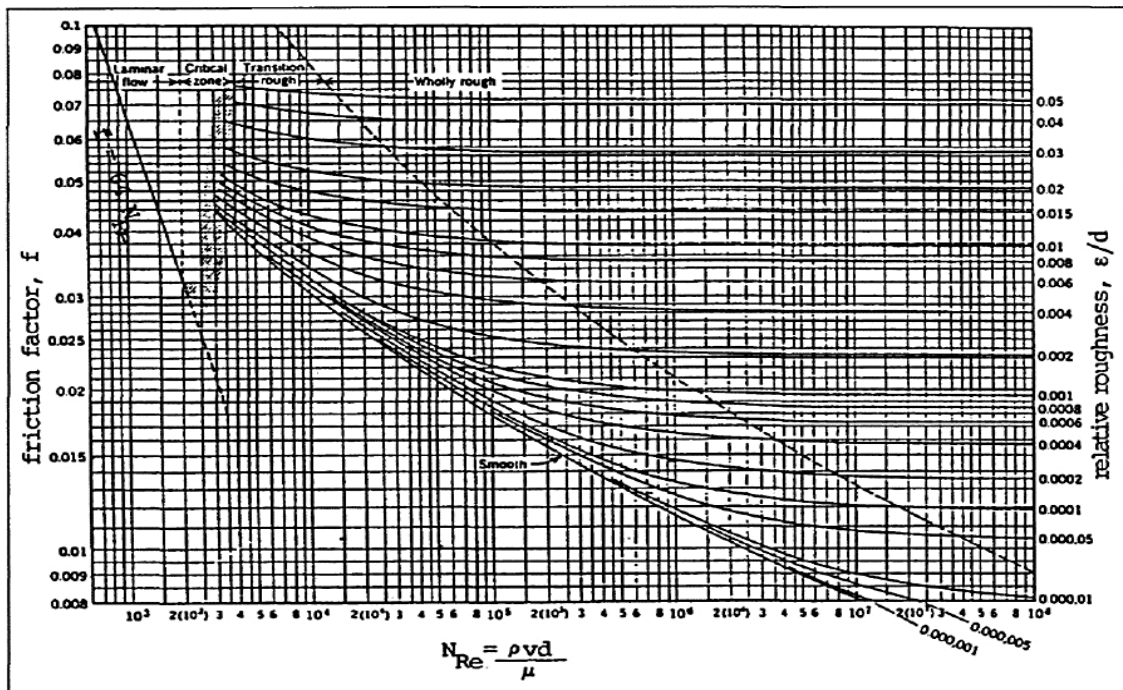


Figura 18. En función a la rugosidad y el NRE se determina el factor de fricción (Brown E. Kermit et al., 1980)

Obtenemos f_2 de la siguiente gráfica utilizando la fórmula $\frac{f_1 V_{sg} N D^{\frac{2}{3}}}{V_{sL}}$

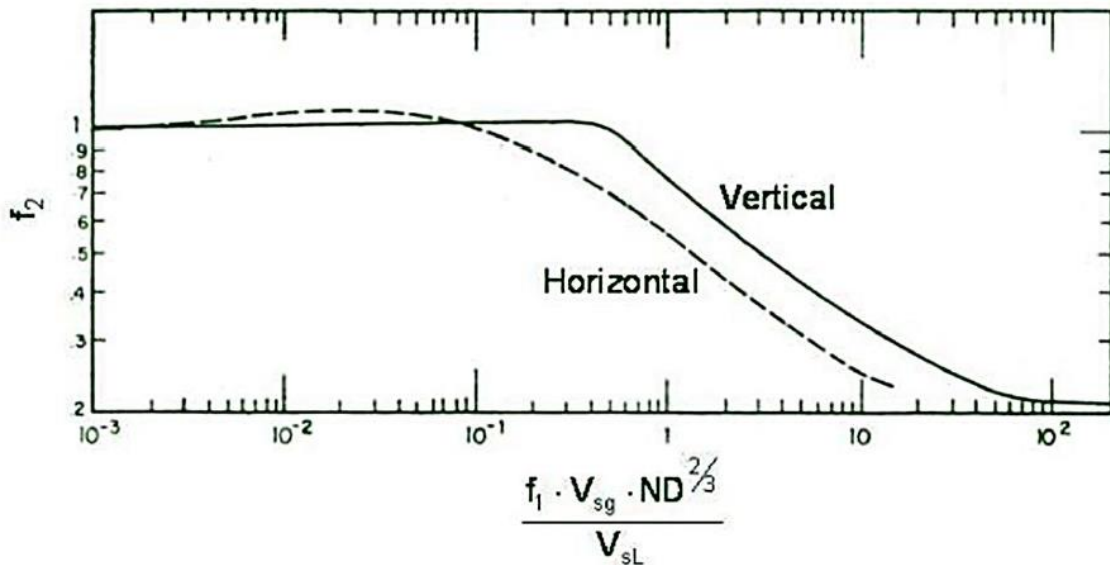


Figura 19. Relación de f_3 con respecto $\frac{f_1 \cdot V_{sg} \cdot ND^{\frac{2}{3}}}{V_{sL}}$ para flujo Horizontal y Vertical (Brown E. Kermit et al., 1980)

f_3 se obtiene mediante

$$Ec. 172 \quad f_3 = 1 + f_1 \sqrt{\frac{V_{sg}}{50V_{sL}}}$$

Se reemplaza valores y se obtiene el gradiente de presión por fricción, con los que se obtuvieron de los gradientes se puede calcular el valor del gradiente de presión total.

3. Patrón Neblina

$$Ec. 173 \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_E + \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f}{144(1-EK)}$$

En donde

$$Ec. 174 \quad EK = V_{sg} \frac{(\rho_L V_{sL} + \rho_g V_{sg})}{144 * 2g_c P}$$

Gradiente de presión por elevación

$$Ec. 175 \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_E = \rho_m = \rho_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda)$$

Gradiente de presión por fricción

$$Ec. 176 \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f = \frac{f \rho_g V_{sg}^2}{2g_c d}$$

El f se halla por medio del número de Reynolds, utilizando la siguiente formula:

$$Ec. 177 \quad N_{Re_b} = \frac{1488d\rho_L V_{sL}}{\mu_L}$$

si el número de Reynolds es menor a 2100 es un flujo turbulento, y si es mayor es laminar.

Por medio de los experimentos realizados por Duns & Ros se notó un proceso el cual es gobernado por el Número de Weber.

$$Ec. 178 \quad N_{we} = 454 \times \xi \times \left(\frac{\rho_g V_{sg}^2}{\sigma_L}\right)$$

✓ En donde $\frac{\xi}{d}$ no debe ser menor a que 10^{-3}

De acuerdo al valor de N_{we} , tenemos las siguientes condiciones:

3. Si $N_{we} * NL < 0.005$, entonces:

$$Ec. 179 \quad \frac{\xi}{d} = \frac{0.0749\sigma_L}{d\rho_g V_{sg}^2}$$

4. Si $N_{we} * NL < 0.005$, entonces:

$$Ec. 180 \quad \frac{\xi}{d} = \frac{0.386\sigma_L(N_{we}*NL)^2}{d\rho_g V_{sg}^2}$$

✓ En caso contrario de que $10^{-3} < \frac{\xi}{d} < 0.05$, f lo obtendremos de la gráfica de Moody.

Si $\frac{\xi}{d} \geq 0.05$, f va a representarse por medio de la fórmula:

$$Ec. 181 \quad f = \frac{1}{4 \log\left(0.27 \frac{\xi}{d}\right)^2} + 0.267 \left(\frac{\xi}{d}\right)^{1.73}$$

4. Patrón Transición

Gradiente de presión total

$$Ec. 182 \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_E + \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f$$

$$Ec. 183 \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_E = A \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_{ETapón} + B \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_{ENebolina}$$

En donde A y B se calculan mediante

$$Ec. 184 \quad A = \frac{L_S - NGV}{L_m - L_S}$$

$$Ec. 185 \quad B = \frac{NGV - L_S}{L_m - L_S}$$

$$Ec. 186 \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f = A \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_{fTapón} + B \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_{fNebolina}$$

2.9 CAUDAL POR EFECTO DE COMPLETACIÓN

El caudal por efecto de completación, hace referencia a la tasa de producción de hidrocarburos presentes en el yacimiento, después de incorporar un determinado equipo para la adecuación del pozo para futura producción, por tal motivo se debe tener conocimiento de la eficiencia de dicho equipo.(Díaz et al., 2007)

Es por ello que al realizar la completación se deberá analizar factores importantes como la permeabilidad del yacimiento, volumen poroso, grado de consolidación de la arena de interés, las tensiones a la que está sometida dicha arena, y de acuerdo a ello se realizara una selección de los materiales, los métodos a utilizar y las técnicas, es así como se estima que tipo de completación es favorable.(Díaz et al., 2007)

2.9.1 Completación Por Grava

Uno de los desafíos que se presentaban a l ahora de realizar las perforaciones fueron las arenas, lo que provocaba retrasos por los daños que se ocasionaban, es por ello que se implementó una nueva técnica la cual fue el empaque con gravas. Al paso de los años la tecnología avanzo, a su vez el método aplicado que antes era sencillo también consiguió sobresalir al punto de que disminuyera los daños que se puedan presentarse en la formación, dando lugar a que aumentara la producción y se permitiera una rentabilidad alta en los campos petroleros con la presencia de las arenas no consolidadas. (Díaz et al., 2007).

- ***Componentes de la completación con empaque de grava***

Para comprender un poco más el empaque con grava se debe tomar en cuenta que esta va a incluir empacador y filtros ranurados, permitiendo que la formación sea estable para asegurar la estabilidad del empaque. El filtro al tener ranuras, va a colocarse cerca de la parte productora mientras pasa el flujo impidiendo el ingreso de las arenas, mitigando el ingreso de ciertas partículas aparte de las arenas. Otros aspectos importantes para que el empaque de grava se vea beneficioso para el pozo, es que el pozo al tener un sistema de circulación y válvulas de producción permiten que sea eficiente al colocar el empaque en la parte productora del pozo. (Br. Simancas Segovia Frank José, 2005).

- ***Procesos de la completación con empaque de grava***

Para tener un buen proceso en la completación con empaque de grava es necesario tener una buena selección de las gravas, aquella que debe ser ajustada de acuerdo a las características en las que se encuentra la formación, después al tener todo incluido el filtro va a bajar mediante cableados y se colocará en el espacio anular, la cual estén alineados con la parte productora. De acuerdo a ello se considerará las características de la formación, con la finalidad de que la grava se encuentre cerca del filtro. Al verse la complejidad de esta completación se requiere que se tenga controlado la presión y el flujo, de tal manera se evitará que el empaque provoque taponamientos al paso del flujo (Br. Simancas Segovia Frank José, 2005).

- ***Consideraciones para la completación por empaque de grava en pozos direccionales***

Teniendo en cuenta las consideraciones que se toman en este aspecto, uno de ellos es importante conocer el ángulo del pozo, ya que al tener una alta desviación puede ocasionar daño a los empaques de gravas si estos no son bien definidos para el ángulo en que se presenta. Teniendo en cuenta que los empaques con grava son importantes para los pozos direccionales, ya que estos están diseñados con filtros, lo que permite que disminuya los riesgos como taponamiento en las tuberías. Para alcanzar el objetivo es necesario considerar una ingeniería de calidad, en la cual tengan detalladamente la petrofísica del pozo y sus características mecánicas. (Díaz et al., 2007).

- ***Desarrollo de la estimación***

Para la estimación de la tasa de producción resultante por la completación nos basaremos en la siguiente expresión:

$$Ec. 187 \quad \Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} = aq^2 + bq$$

Donde a, b, q y β . Pueden ser obtenidas como:

$$Ec. 188 \quad a = \frac{(9,08 \cdot 10^{-13})(\beta)(B_o)(\rho_o)(L)}{A^2}$$

$$Ec. 189 \quad b = \frac{(\mu_o)(B_o)(L)}{(1,127 \cdot 10^{-3})(K_g)(A)}$$

$$Ec. 190 \quad \beta = \frac{1,47 \cdot 10^7}{K_g^{0,55}}$$

Para esto aclararemos que L representa el espacio entre el hoyo perforado y el tubing insertado, comúnmente conocido como el espacio anular. Este espacio anular es crucial en las operaciones

de perforación direccional, ya que permite el flujo de fluidos de perforación y la circulación de recortes.

$$Ec. 191 \quad L = \frac{\phi_{Hoyo} - \phi_{Tubing}}{12}$$

De tal forma que podemos predecir el efecto que tendrá la completación en la tasa de producción, despejando q de la ecuación que describe la variación de presión que llega al cabezal.

$$Ec. 192 \quad \Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} = aq^2 + bq$$

$$Ec. 193 \quad q = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 + 4(a)(\Delta P_c)}}{2a} \left[\frac{bbl}{d} \right]$$

2.9.2 Completación por cañoneo

La completación de pozos mediante cañoneo es una técnica que data de los primeros años de la industria petrolera, cuando se requería un método efectivo para establecer una conexión entre el pozo y el yacimiento. Inicialmente, se utilizaban cargas simples para perforar los revestimientos y crear aberturas en la formación, facilitando la salida de hidrocarburos. Con el tiempo, la tecnología de cañoneo evolucionó hacia sistemas más avanzados, incluyendo la mejora en los diseños de cargas y cañones, lo que permitió aumentar la precisión y eficiencia de los disparos. Este desarrollo ha sido fundamental para optimizar la productividad de los pozos y reducir intervenciones posteriores (Díaz et al., 2007).

- ***Componente de la completación por cañoneo***

Los componentes esenciales de una completación por cañoneo incluyen el cañón, que contiene una serie de cargas explosivas dispuestas en patrones específicos para perforar el revestimiento y la formación. También, se emplean cordones detonantes y detonadores, los cuales inician la secuencia de disparo. Los cañones pueden ser de varios tipos, como los cañones

encapsulados y no encapsulados, que son seleccionados según las características del pozo y los requerimientos de penetración. Otros elementos clave incluyen sistemas de soporte, como cables de control y mecanismos de liberación, que aseguran que el cañón esté correctamente posicionado en la zona productora (Díaz et al., 2007)

- ***Procesos de completación por cañoneo***

El proceso de cañoneo comienza con la selección de la densidad y tipo de carga, que se basa en la permeabilidad de la formación y el tipo de fluido presente. El cañón se baja a la zona objetivo utilizando tubería o cable, y una vez en posición, el detonador inicia la serie de explosiones. Esto perfora el revestimiento y permite la comunicación entre el pozo y la formación. El cañoneo puede realizarse en condiciones de sobre balance o bajo-balance, dependiendo de si se desea expulsar los residuos generados o mantener un control preciso del pozo. En cada caso, el objetivo es maximizar la conectividad y minimizar el daño a la formación para favorecer la producción (Díaz et al., 2007)

- ***Consideraciones para la completación por cañoneo en pozos direccionales***

La aplicación de la técnica de cañoneo en pozos direccionales requiere una evaluación detallada de la orientación del pozo, ya que los ángulos de desviación pueden influir en la efectividad del disparo. En pozos de alta desviación, es fundamental el uso de cañones con capacidad de ajuste de fase para optimizar la dirección de los disparos hacia la formación más productiva. Además, es necesario considerar los efectos de la gravedad en la dispersión de los

residuos, y adaptar el tamaño y tipo de carga para asegurar que los canales de comunicación no se obstruyan. Un análisis de la estabilidad de la formación y de las propiedades del yacimiento también es esencial para asegurar una completación óptima en pozos direccionales (Díaz et al., 2007) (Br. Simancas Segovia Frank José, 2005)

2.9.3 Desarrollo de estimación

Para la estimación de la tasa de producción resultante por la completación nos basaremos en la siguiente expresión:

$$Ec. 194 \quad \Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} = aq^2 + bq$$

Donde a, b, q y β . Pueden ser obtenidas como:

$$Ec. 195 \quad a = \frac{(9,08 \cdot 10^{-13})(\beta)(B_o)(\rho_o)(L)}{A^2}$$

$$Ec. 196 \quad b = \frac{(\mu_o)(B_o)(L)}{(1,127 \cdot 10^{-3})(K_g)(A)}$$

$$Ec. 197 \quad \beta = \frac{1,47 \cdot 10^7}{K_g^{0,55}}$$

Para esto aclararemos que L representa el espacio entre el hoyo perforado y el tubing insertado, comúnmente conocido como el espacio anular. Este espacio anular es crucial en las operaciones de perforación direccional, ya que permite el flujo de fluidos de perforación y la circulación de recortes.

$$Ec. 198 \quad L = \frac{\phi_{Hoyo} - \phi_{Tubing}}{12}$$

De tal forma que podemos predecir el efecto que tendrá la completación en la tasa de producción, despejando q de la ecuación que describe la variación de presión que llega al cabezal.

$$Ec. 199 \quad \Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} = aq^2 + bq$$

$$Ec. 200 \quad q = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 + 4(a)(\Delta P_c)}}{2a} \left[\frac{bbl}{d} \right]$$

2.10 Análisis de datos

La correcta interpretación de los datos es clave en la industria de los hidrocarburos, ya que permite tomar decisiones informadas y eficaces. Hoy en día, el software es un aliado indispensable en este proceso, ayudando a analizar grandes volúmenes de información, detectar patrones y prever situaciones críticas, lo que facilita una gestión más eficiente y segura de los recursos. Un aspecto crucial en este ámbito ha sido la simulación de yacimientos, que comenzó en la década de 1950. En sus inicios, estos simuladores empleaban modelos matemáticos sencillos, limitados por la capacidad de cálculo de las computadoras de la época.

Con el tiempo, la simulación de yacimientos ha experimentado una evolución notable. A medida que las computadoras se volvieron más potentes y accesibles en los años 60 y 70, los modelos de simulación también se hicieron más complejos. Los avances en la modelización numérica y la capacidad para representar de manera más precisa la física de los fluidos en medios porosos permitieron que las simulaciones incluyeran más variables y escenarios. En esta etapa, la incorporación de métodos numéricos como el IMPES (Implicit Pressure, Explicit Saturation) supuso un salto cualitativo, proporcionando a los ingenieros una herramienta más robusta para predecir el comportamiento de los fluidos en yacimientos de petróleo y gas.

Ya en las décadas de 1980 y 1990, la simulación de yacimientos se benefició enormemente del desarrollo de software especializado, como los simuladores comerciales que empezaron a incorporar gráficos tridimensionales y mayores capacidades de resolución. Esto permitió a los ingenieros visualizar las reservas de hidrocarburos de manera más detallada y simular diferentes escenarios de producción, optimizando las estrategias de extracción. A su vez, la integración de

más y mejores datos sísmicos y de producción real a las simulaciones permitió ajustes más precisos y en tiempo real.

Hoy en día, los simuladores de yacimientos son una parte integral del desarrollo y gestión de proyectos petroleros, utilizando tecnologías avanzadas como el aprendizaje automático y la inteligencia artificial para optimizar aún más la toma de decisiones. Esto no solo ha permitido mejorar la eficiencia operativa, sino también reducir costos y minimizar el impacto ambiental, lo que hace que la simulación de yacimientos sea una herramienta imprescindible en la industria energética moderna.

La capacidad de predecir cómo se comportará un yacimiento bajo diferentes condiciones de producción sigue siendo clave para maximizar la recuperación de hidrocarburos y prolongar la vida útil de los yacimientos. Así, la evolución de los simuladores ha transformado la forma en que los ingenieros diseñan, planifican y ejecutan las operaciones de extracción, integrando cada vez más datos complejos y mejorando la precisión de las decisiones estratégicas.

2.10.1 Implementación de software

En la actualidad, el sector petrolero ha adoptado ampliamente herramientas sofisticadas de análisis de datos como parte integral de sus operaciones. Entre estas herramientas destacan los simuladores avanzados, que desempeñan un papel crucial al modelar con precisión el comportamiento complejo de los fluidos tanto en el interior del pozo como durante las diversas etapas del proceso de producción. Estos simuladores permiten a los ingenieros y técnicos obtener una comprensión más profunda y detallada de las dinámicas de los fluidos en tiempo real.

El presente trabajo se enfoca en la exploración minuciosa del diseño y la estimación precisa de la tasa de producción, un factor crítico en la industria petrolera. Además, se aborda el análisis detallado de los gradientes de caída de presión, otro aspecto fundamental para la optimización de la extracción. Para lograr estos objetivos, se ha desarrollado una herramienta computacional innovadora y altamente especializada. Esta herramienta no solo facilita los cálculos complejos asociados con estos parámetros, sino que también está diseñada para aumentar significativamente la eficiencia en la realización de estos análisis cruciales. Al automatizar y agilizar estos procesos de cálculo, la herramienta permite a los profesionales del sector concentrarse en la interpretación de los resultados y la toma de decisiones estratégicas, mejorando así la productividad general en las operaciones petroleras.

2.10.2 Python

Python es un lenguaje de programación relativamente nuevo, desarrollado en 1991 por Guido Van Rossum. Fue diseñado para ser fácil de leer y escribir, como alternativa para la resolución de problemas complejos, en contraste con otros lenguajes cuyas estructuras son complejas y requieren de un grado de conocimiento de para entenderse.

Python está basado en los mecanismos de java script, esto lo vuelve fácil de aprender para la mayoría de programadores. Cabe recalcar que el punto fuerte de este lenguaje es la ciencia de datos y el desarrollo de mecanismos de autoaprendizaje o dicho de otra manera inteligencia artificial.

En este trabajo, se optó por python por su manejo de datos, y sus tiempos de ejecución, esto apoyándose en las distintas librerías con las que cuenta python de forma nativa, como lo

pueden ser NumPy, Matplotlib y Scipy, estas son solo algunas de las librerías que serán abordadas en el capítulo 3.

En cuanto a simulación respecta, Python ha demostrado ser una herramienta valiosa debido a su capacidad de gestionar grandes volúmenes de datos, ejecutar modelos numéricos complejos. Esto brinda la oportunidad de modelar flujo en tuberías, distribución de mallas, predicciones en la producción, entre otros.

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1 Metodología de investigación empleada

En este capítulo desarrollaremos el análisis del software, para ello emplearemos una metodología de carácter investigación experimental, el lenguaje que se va a implementar es Python en el entorno de ejecución de Visual Studio Code, siendo este la herramienta primordial para el desarrollo del programa.

La unión del lenguaje Python con el programa de Visual Studio Code facilitará a los desarrolladores maniobrar a la hora de consolidar las mecánicas básicas como el manejo de entradas de datos, dinámicas interactivas de manera organizada Esta característica guarda y presenta los resultados de forma automatizada, permitiendo que el software desarrollado obtenga datos exactos para la demostración de los resultados.

En síntesis, fortaleza la validación y la robustez de los resultados a partir de datos sintéticos, proporcionando una base sólida para las conclusiones del trabajo de titulación, de tal manera que contribuye al desarrollo del software.

3.2 Tipo de investigación

Como se mencionó anteriormente, la investigación será de carácter aplicada y experimental, enfocándose en el desarrollo de un software en Visual Studio Code. Lo que se busca es optimizar los procesos de diseño de trayectoria de los modelos de pozo mencionados a lo largo de este proyecto.

Para la validación del software se llevarán a cabo investigaciones a profundidad con modelos de software ya existentes, con las cuales se mejorará la calidad de los cálculos. Como se mencionó la unión de las dos herramientas son adecuadas para la ejecución del programa al tener una amplia escala bibliotecaria disponible permite que sean flexibles y apropiada.

El lenguaje Python al tener una serie de bibliotecas y a su vez ser flexible, da la posibilidad de desarrollar y permitir la creación de soluciones a problemas que se presenten, de esta manera ser más eficiente. En otras palabras, al combinar Visual Studio con Python, no solo facilito el desarrollo del software de manera rápida y eficaz, sino que proporciono un entorno ideal para el aprendizaje y la aplicación de conceptos complejos en el campo de perforación direccional.

3.3 Diseño de la investigación

Debido a la amplia complejidad de la investigación, la estructura a seguir ha sido específica y bien definida, de tal manera que se ha abordado de manera sistemática y exhaustiva los aspectos relevantes del estudio. La estructura que se ha diseñado cuidadosamente se presentará a continuación:

3.3.1 Definición de requerimiento

Visual Studio ha permitido, a través de su estructura, al ser altamente innovadora facilita que cada función específica en el transcurso del desarrollo del software se implemente de manera independiente en sus recesivos módulos, de acuerdo a ello lo que se quiere es una organización en el código, proporcionando una flexibilidad significativa a los desarrolladores.

3.3.2 Análisis Y Diseño

Visual Studio ha permitido, a través de su estructura un diseño modular altamente eficiente, en la cual cada función es implementada independientemente en un módulo respectivo. Las cuales, se incluyen:

- ✓ Diseño de Modelo de Pozos: En este apartado, es fundamental destacar que el lenguaje Python se implementa una serie de casos específicos y bien diseñados, de esta forma permitiendo el diseño de trayectorias de pozos direccionales, de tal manera que el usuario pueda interactuar con el software de manera dinámica.
- ✓ Selección de Estratos: Este apartado fue creado para permitir al usuario la selección o incluir los estratos de acuerdo al lugar en que se encuentren ubicados, a su vez se muestran en las gráficas con sus respectivos colores.
- ✓ Estimación de Potencial: Hace referencia a la tasa de producción que se obtiene después de la completación del pozo, por cualquiera de los dos métodos ya antes mencionados en el capítulo dos.

3.4 Herramienta y lenguaje de programación

En cuanto a la creación del programa se optó por Python, dado que es un lenguaje orientado a objetos, destaca por su capacidad para el manejo de data lo que es una oportunidad para lograr nuestro objetivo. Gracias a su vasta colección de bibliotecas enfocadas en procesar datos, las mismas que serán abordadas en el siguiente punto.

Teniendo en cuenta el objetivo final de este trabajo de titulación, hay la necesidad de generar una interfaz, si bien es cierto este no es el principal enfoque del lenguaje seleccionado, aún así, ofrece

opciones para construir interfaces haciendo uso de bibliotecas para el manejo de elementos visuales tales como botones, textbox, imágenes, etc.

3.4.1 Bibliotecas empleadas

En el momento de construir la mecánica de la herramienta, Python el lenguaje principal a utilizar, gracias a sus extensas librerías que están a disposición. Las bibliotecas que fueron seleccionadas con cuidado para el desarrollo del software y que permitieron tener una accesibilidad adecuada, fueron:

- ✓ **NumPy:** Esta biblioteca permite realizar cálculos matemáticos. Se escogió esta biblioteca porque permite que las operaciones matemáticas sean más precisas y eficaces.
- ✓ **Tkinter:** Esta biblioteca fue utilizada para el desarrollo y diseño de pantallas que permiten visualizar gráficas, se utilizó esta biblioteca ya que es más accesibles y practicas a la hora en que se realiza el ingreso de datos, permitiendo al usuario observar cómo actúan los resultados luego de que ingresen los datos.
- ✓ **Matplotlib:** Esta biblioteca permite visualizar los resultados de los cálculos realizados, es decir, una vez que el usuario ha ingresado los datos tiene la finalidad de mostrar los resultados al final del proceso, detallados y profesionales, permitiendo la toma de decisiones basados en los resultados que se obtuvieron a partir de datos ingresados.
- ✓ **ScyPy:** Aquella biblioteca científica que nos brinda una extensión de módulos, estas a su vez contienen otros módulos o también llamadas sublibrerías, aquellas que integran cálculos matemáticos avanzados, permitiendo al usuario maniobrar los datos y visualizarlos.

- ✓ **Sci-kit learning:** Al ser una biblioteca de código abierto y contener una serie de algoritmos de última generación, fue utilizada para el aprendizaje automático, es decir, Sklearnr permite clasificar, agrupar y seleccionar, es el comienzo para programar e incluir inteligencia artificial.

3.5 Flujogramas

3.5.1 Flujograma de S.E.T.D

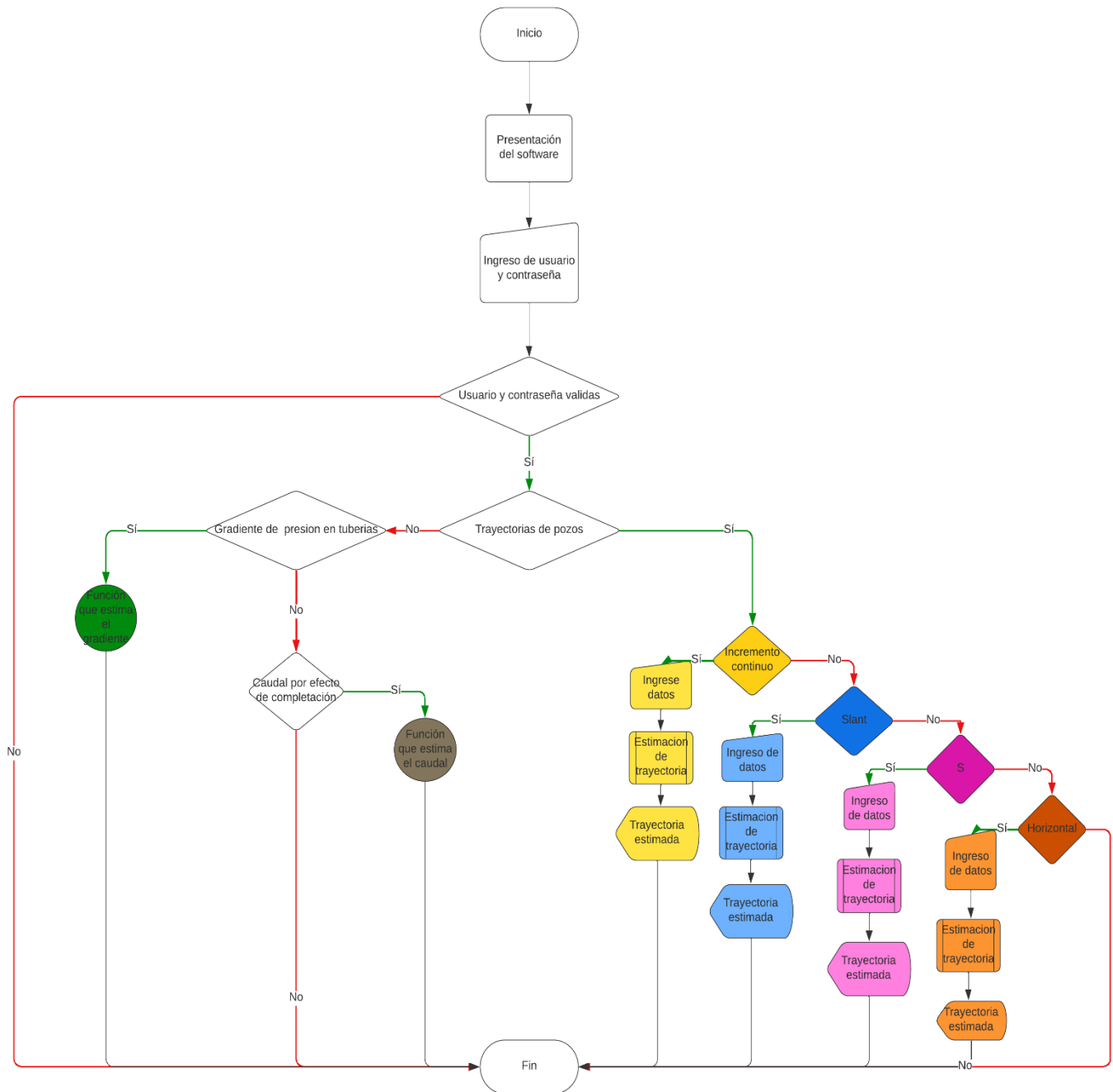


Figura 20. Flujograma general que explica la estructura de la herramienta. Fuente: (Autores, 2024)

3.5.2 Flujograma módulo de incremento continuo

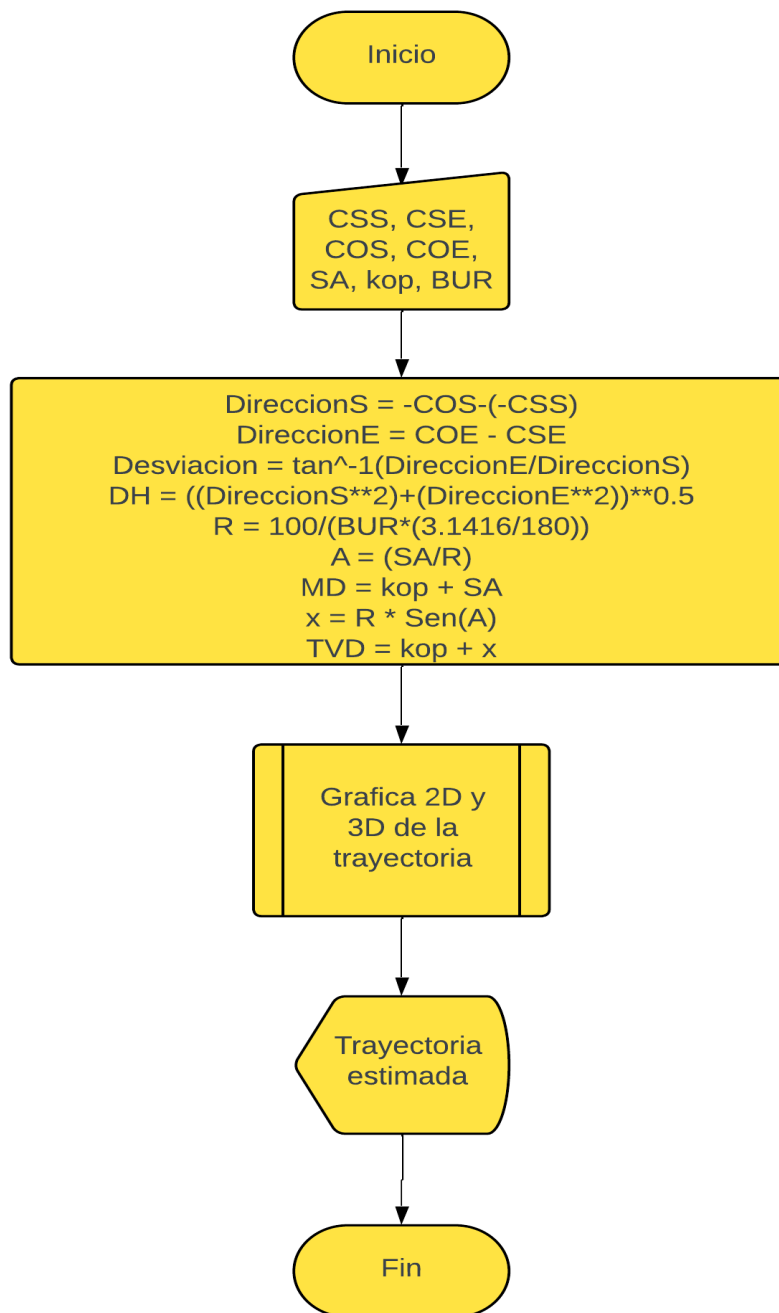


Figura 21. Diagrama de flujo que explica los mecanismos empleados en la construcción de este modelo. Fuente: (Autores, 2024)

3.5.3 Flujograma módulo tipo Slant

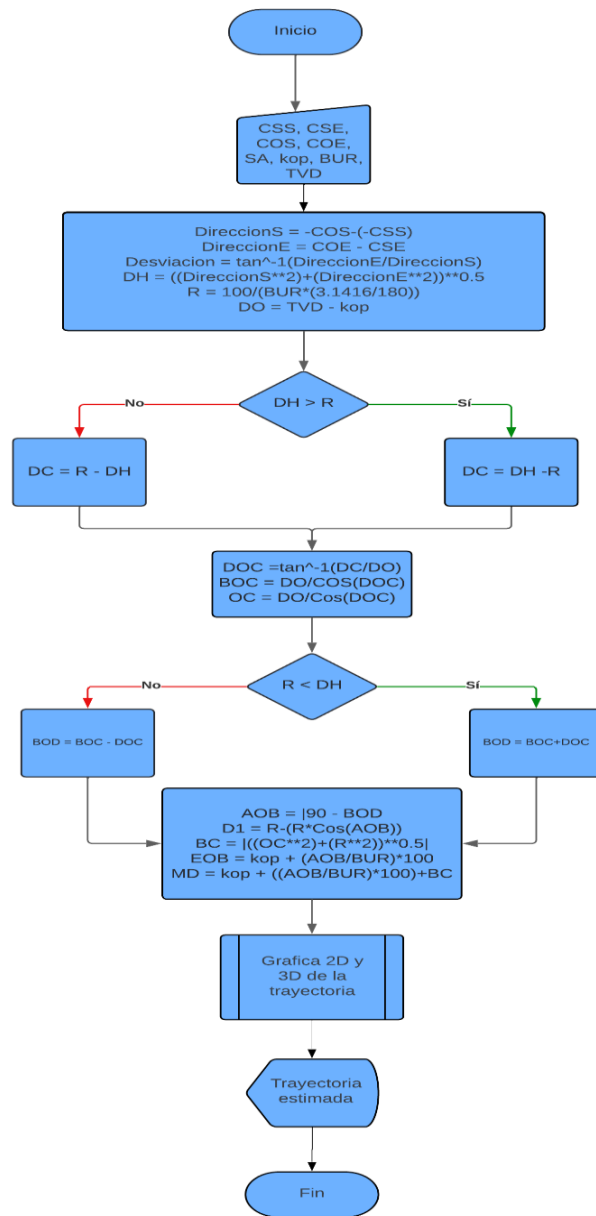


Figura 22. Diagrama de flujo que explica los mecanismos empleados en la construcción de este modelo. Fuente: (Autores, 2024)

3.5.4 Flujograma modulo tipo “S”

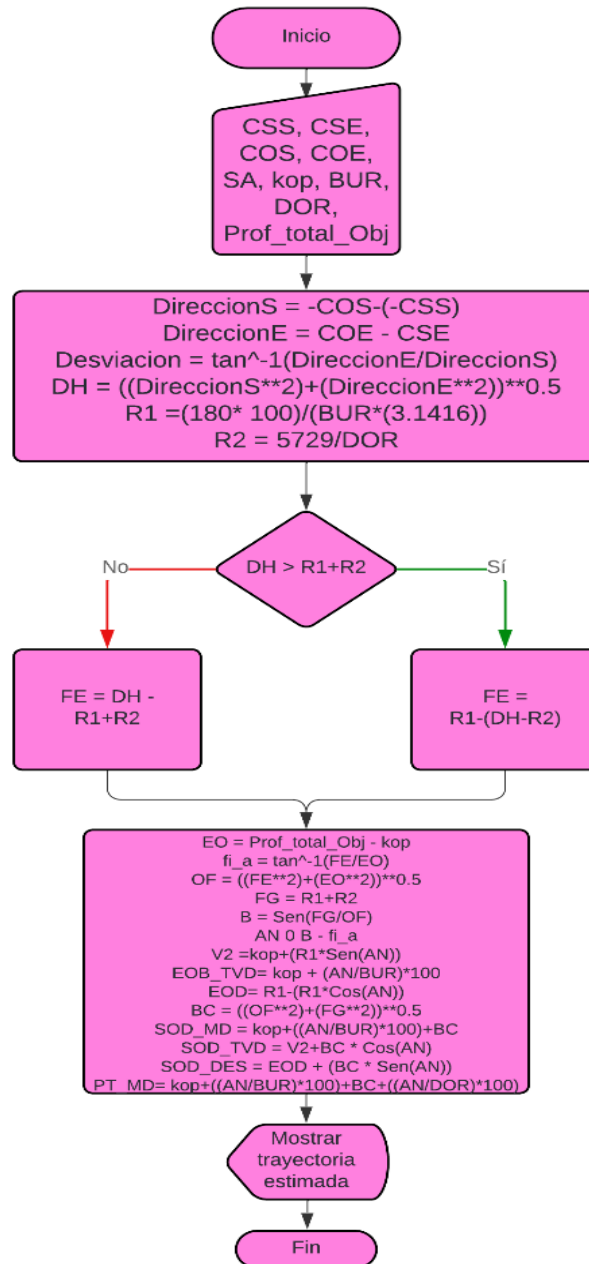


Figura 23. Diagrama de flujo que explica los mecanismos empleados en la construcción de este modelo. Fuente: (Autores, 2024)

3.5.5 Flujograma módulo horizontal

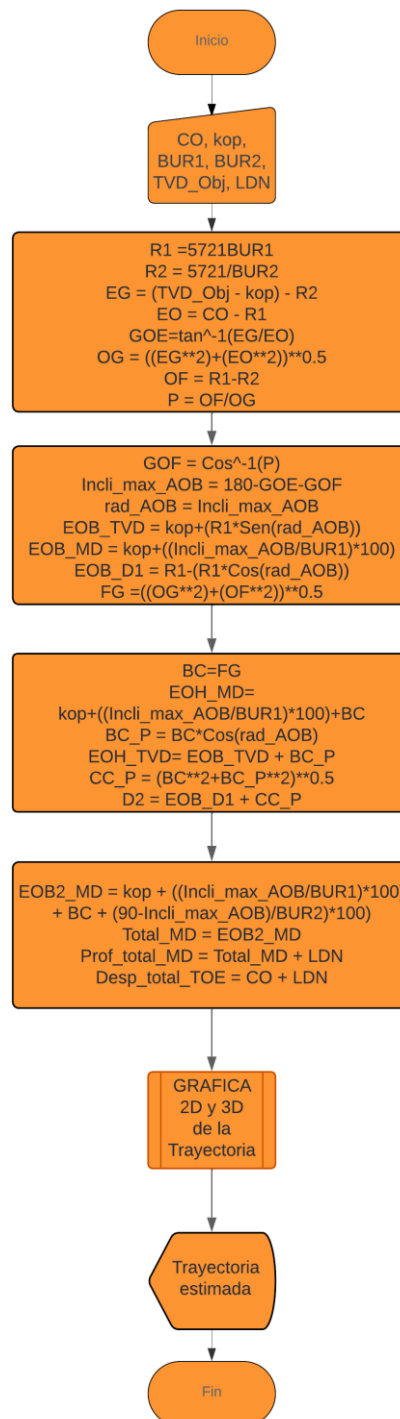


Figura 24. Diagrama de flujo que explica los mecanismos empleados en la construcción de este modelo. Fuente: (Autores, 2024)

3.5.6 Flujograma Método Beggs

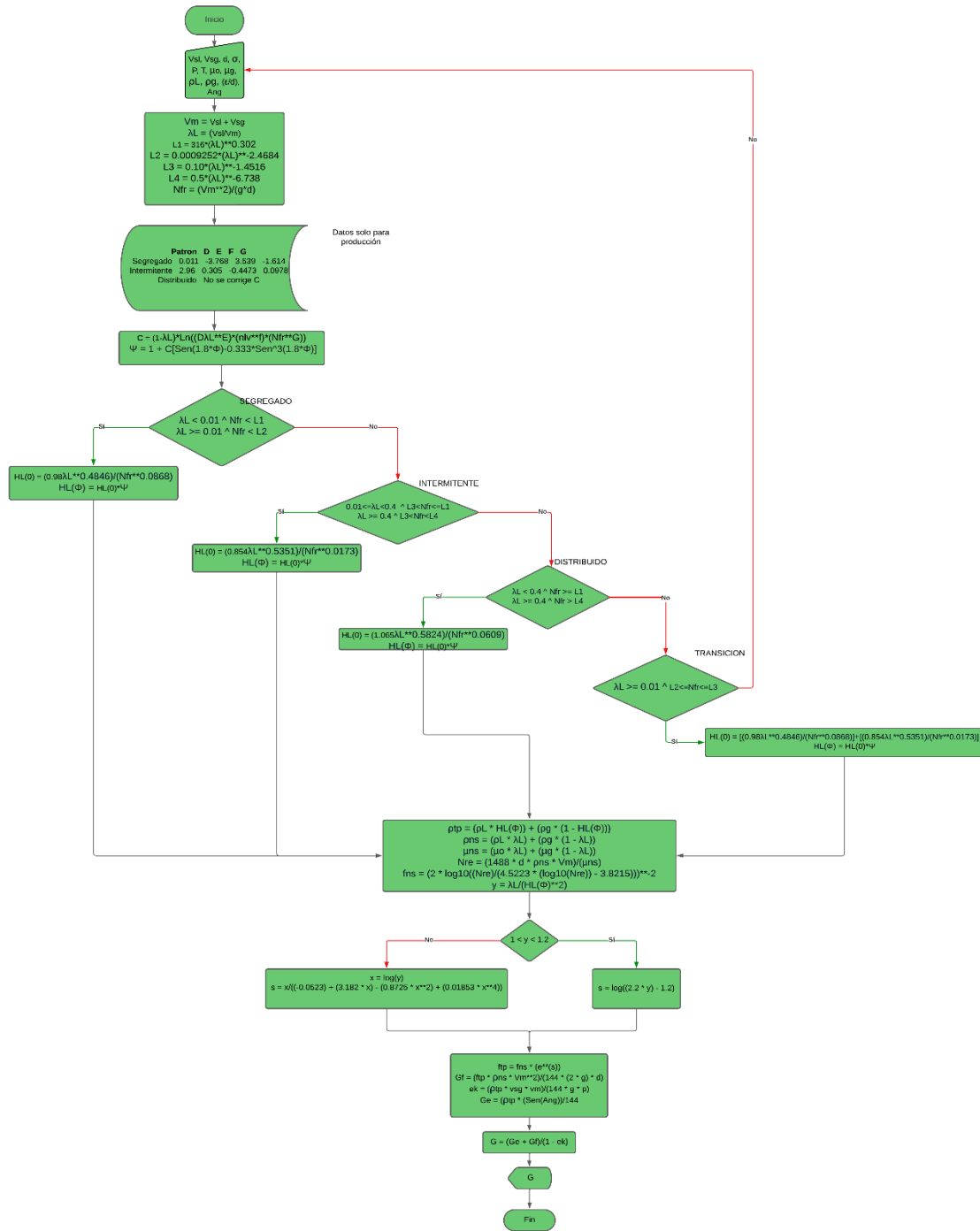


Figura 25. Diagrama de flujo que muestra la metodología usada para el

módulo de caída de presión según Beggs & Brill. Fuente: (Autores,

2024)

3.5.7 Flujograma Método Orkiszweski

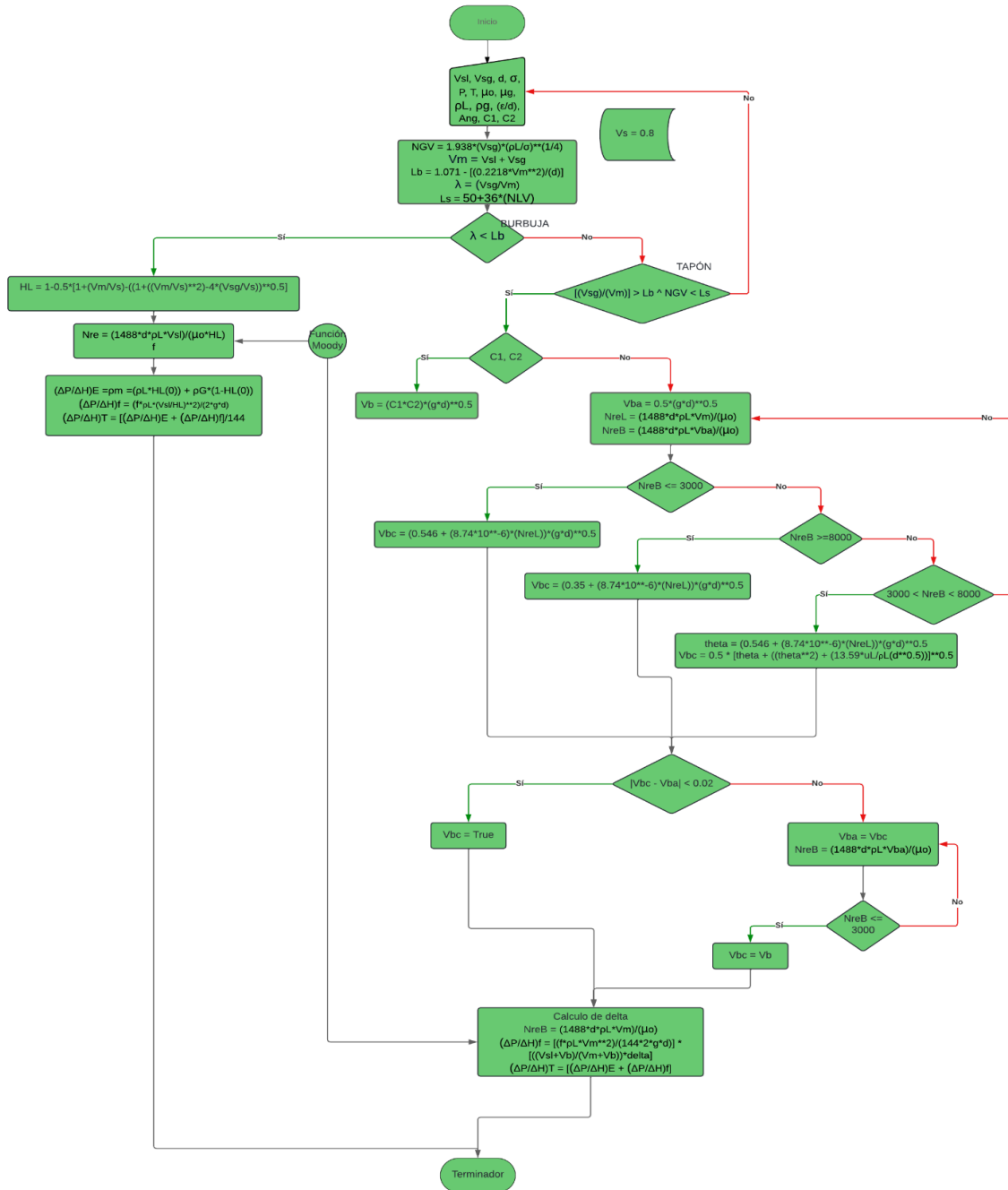


Figura 26. Diagrama de flujo que muestra la metodología usada para el módulo de caída de presión según Orkiszweski. Fuente: (Autores, 2024)

3.5.8 Flujograma Método de Duns & Ros

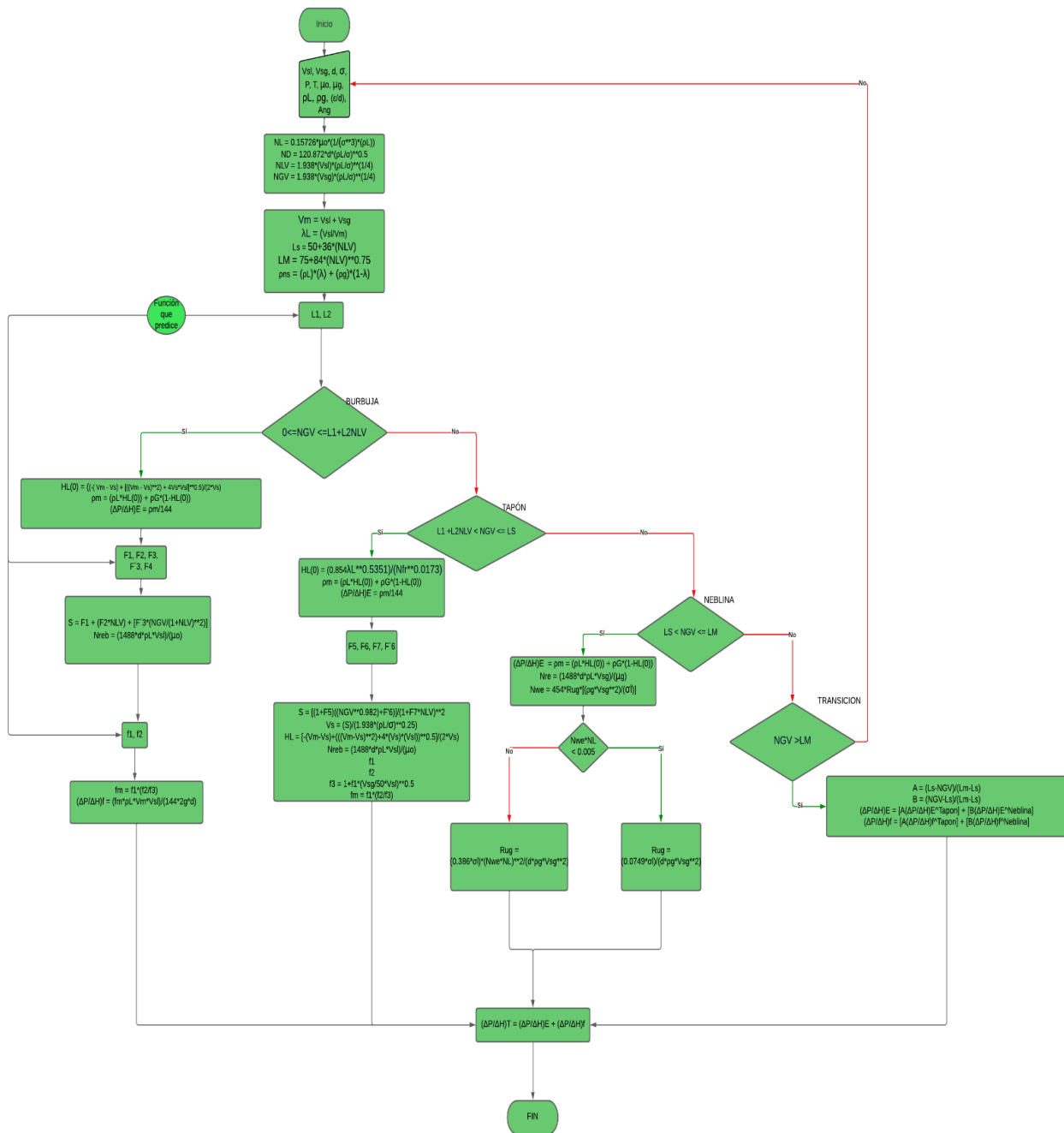


Figura 27. Diagrama de flujo que muestra la metodología usada para el módulo de caída de presión según Beggs & Brill. Fuente: (Autores, 2024)

3.5.9 Flujoograma Tasa de Producción por Efecto de la Completación (Grava)

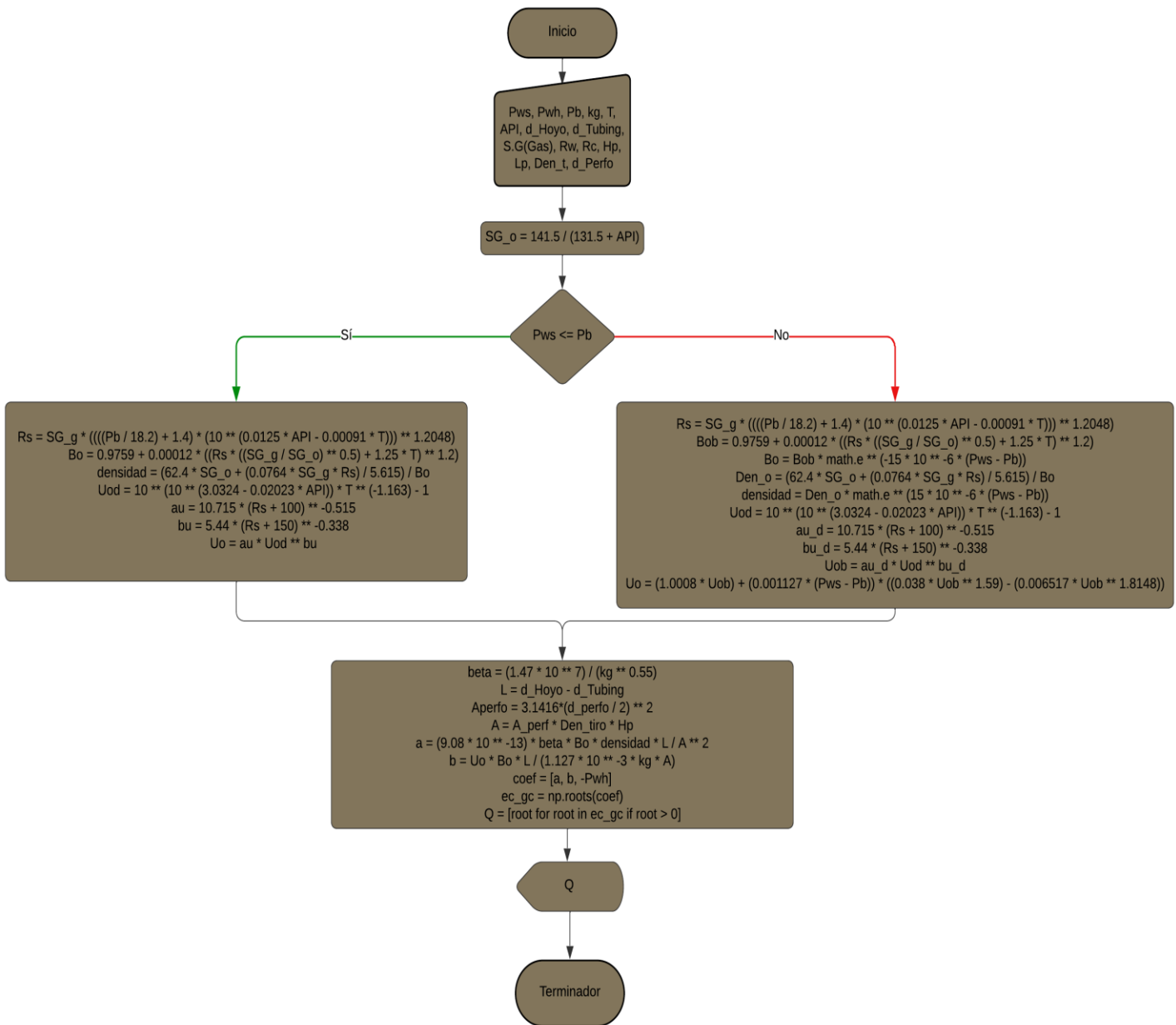


Figura 28. Diagrama de flujo que muestra la metodología usada para el cálculo de la Completación por Grava. Fuente: (Autores, 2024)

3.5.10 Flujograma Tasa de Producción por Efecto de la Completación (Cañoneo)

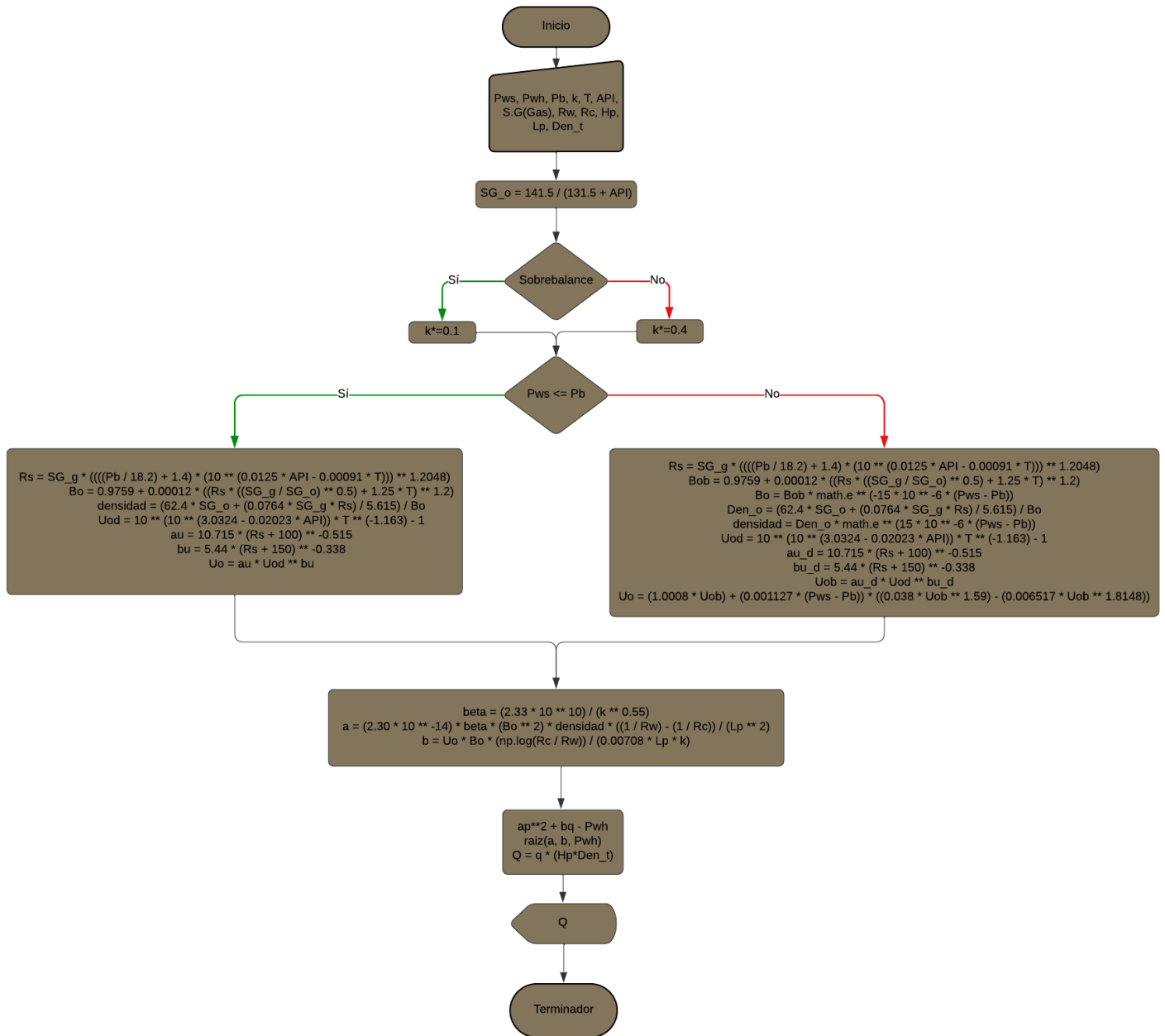


Figura 29. Diagrama de flujo que muestra la metodología usada para el cálculo de la Completación por Cañoneo. Fuente: (Autores, 2024)

3.6 Interfaz del software S.E.T.D

El software que se desarrollo tiene las siguientes componentes:

1. Al ingresar a SETD, se abre una ventana la cual le pedirá al usuario nombre y contraseña para poder acceder a la pantalla principal



Figura 30. Panel de inicio al software S.E.T.D. Fuente: (Autores, 2024)

1. Al colocar los datos en el panel de inicio de sesión, se dará paso a la ventana principal del software.

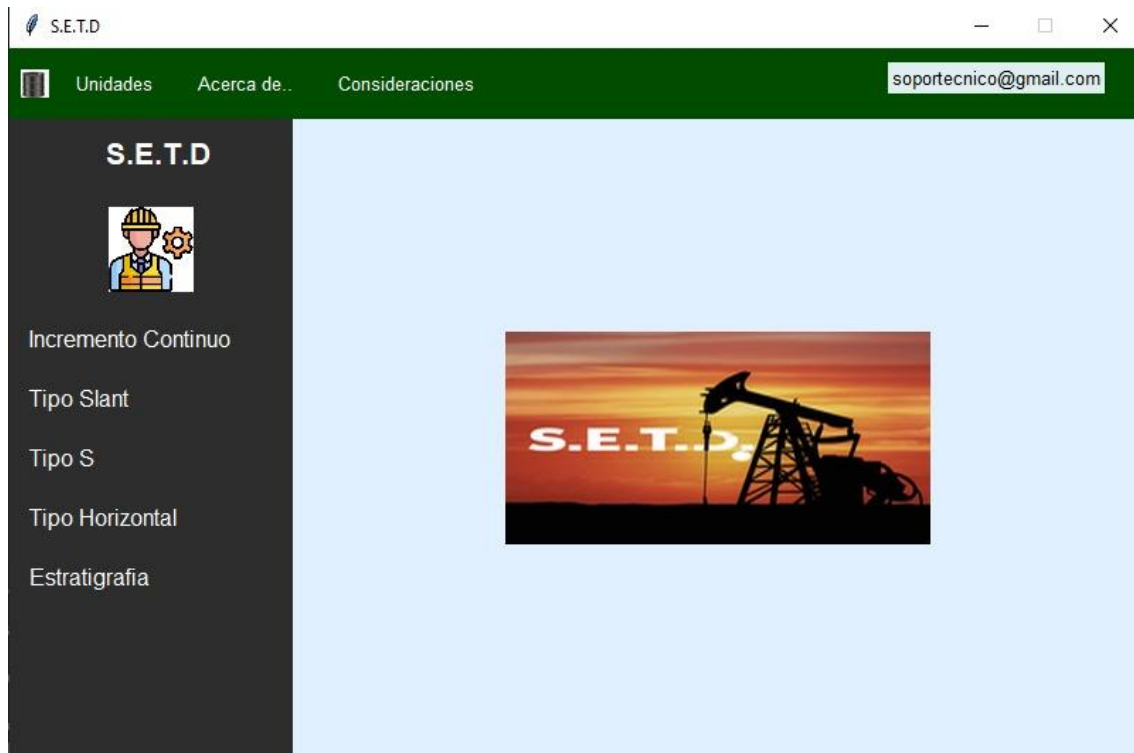


Figura 31. Interfaz gráfica principal del Software. Fuente: (Autores, 2024)

1. En el menú superior se visualiza lo siguiente:



Figura 32. El menú superior contiene información del programa.

Fuente: (Autores, 2024)

Definición de cada menú superior:

- En el menú de unidades se podrán realizar el cambio de las unidades de acuerdo a lo que el usuario necesite.

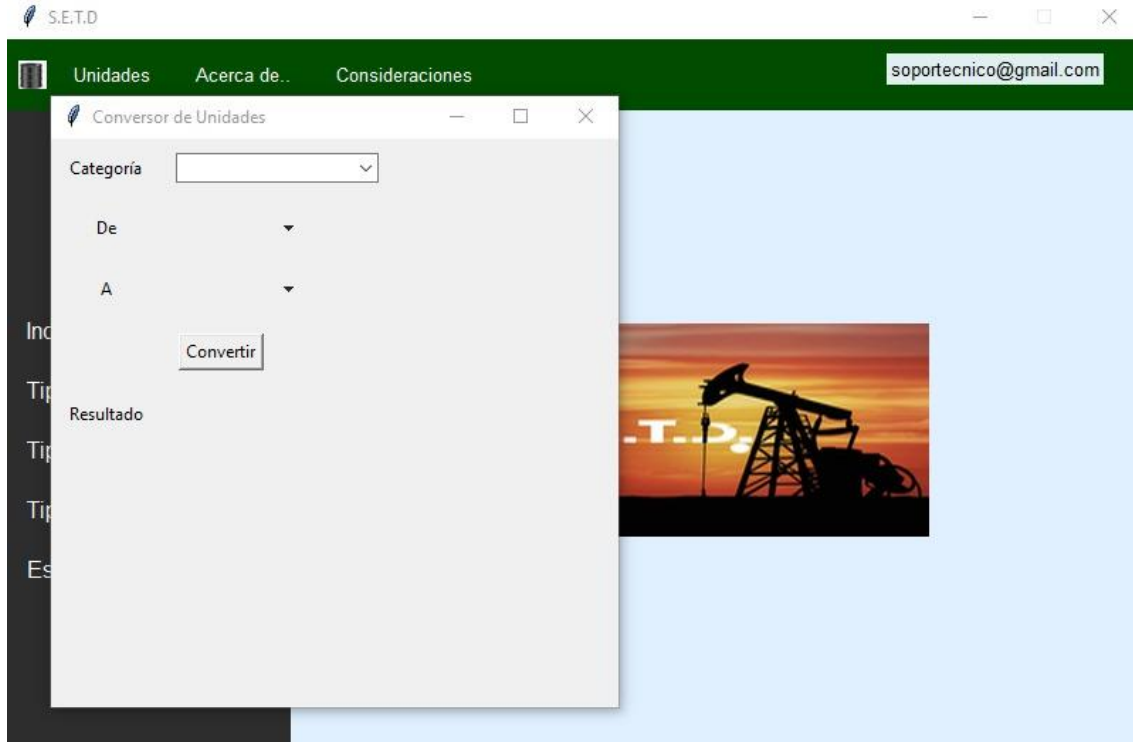


Figura 3.5.10.1 Convertidor de unidades

Figura 33. La interfaz permite el cambio de las unidades. Fuente:

(Autores, 2024)

En las categorías para el cambio de menú tenemos:

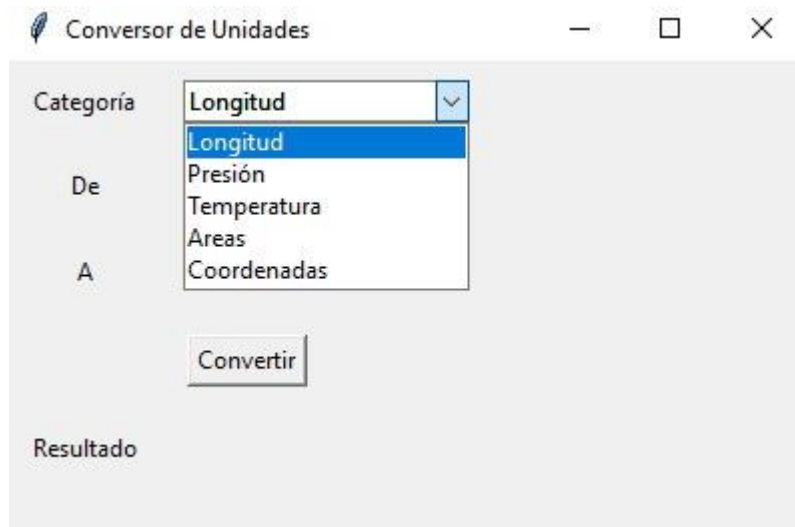


Figura 34. Categorías de las cuales el usuario puede escoger dependiendo de sus unidades presentes. Fuente: (Autores, 2024)

- En este apartado se da a conocer el software SETD, y los cuatro tipos de pozos direccionales.

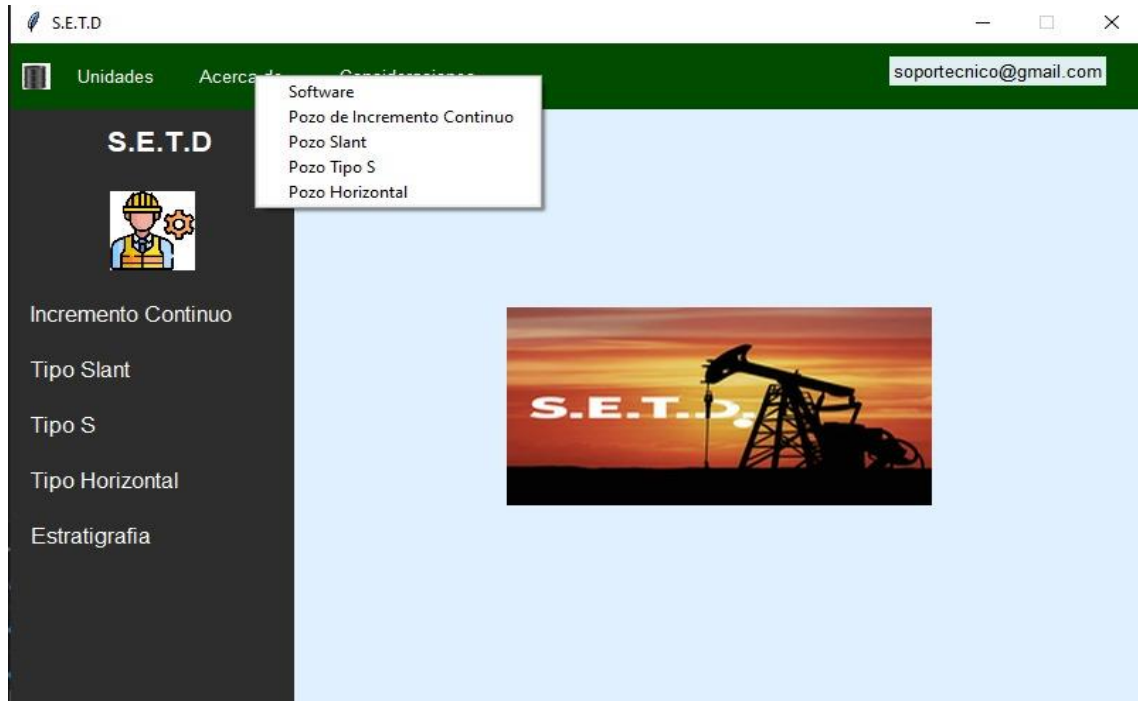


Figura 35. Contenido del software y sus respectivos pozos direccionales. Fuente: (Autores, 2024)

- En menú consideraciones tenemos

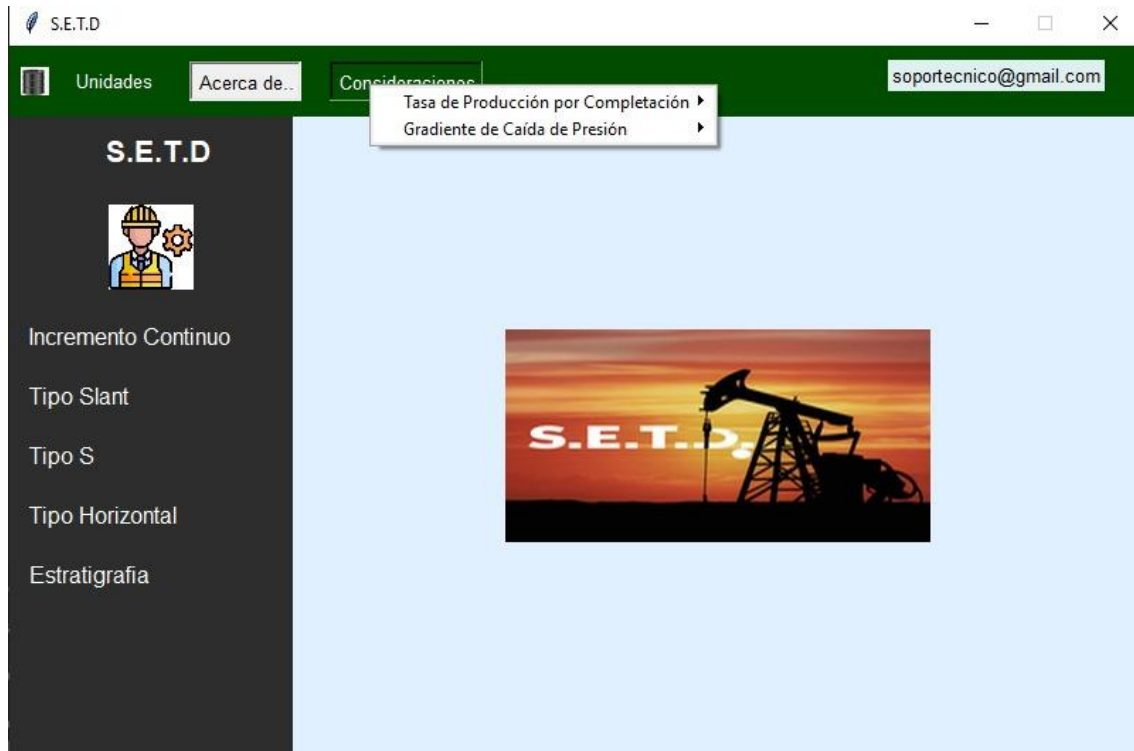


Figura 36. Menú de cálculos pertinentes a consideraciones del Pozo.

Fuente: (Autores, 2024)

- En el menú de consideraciones se realizaron dos submenús:

- Por completación,

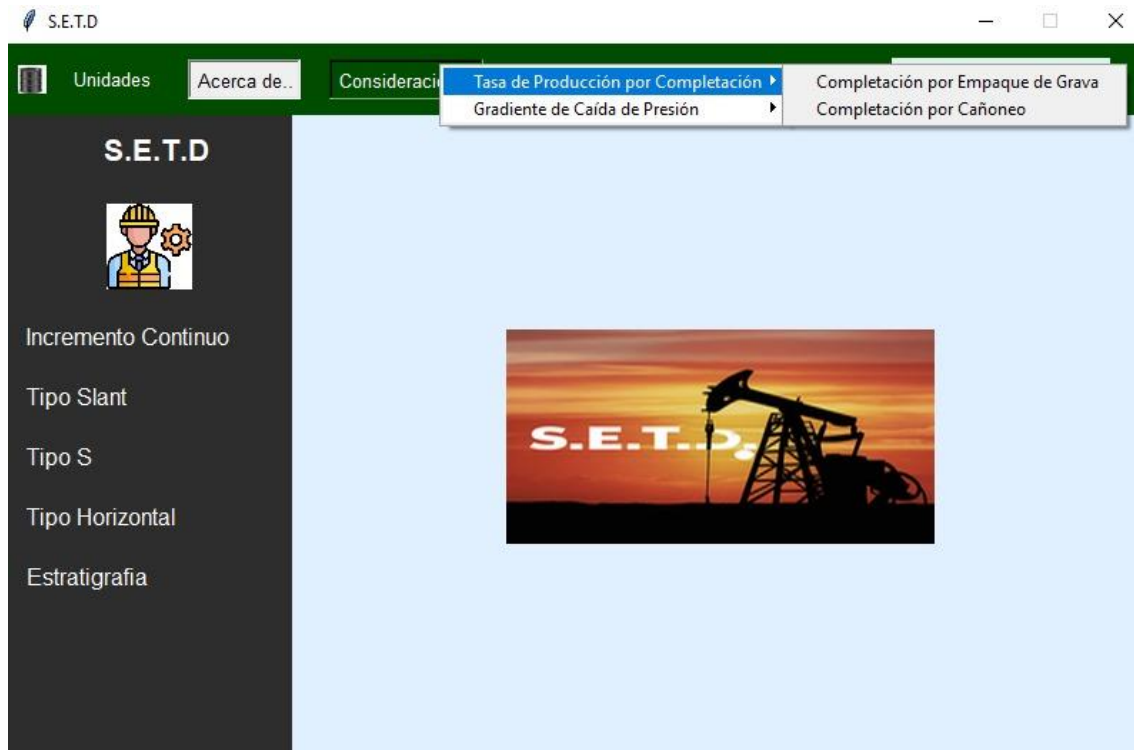


Figura 37. Menú de la Tasa de Producción. Fuente: (Autores, 2024)

- En este menú se encuentran un submenú el cual contiene los cálculos de completación por grava.

Tasa de producción por efecto de completación (grava)

Pws:

Pwh:

Pb:

Tamaño de grava (kg):

Temperatura (°F):

API:

S.G(Gas):

Radio del pozo:

Ø Hoyo (ft):

Ø Tubing (ft):

Hp (ft):

Densidad de tiro:

Ø Perforaciones:

Figura 38. Cálculo de la tasa de producción por completación con grava. Fuente: (Autores, 2024)

- En este menú se encuentran un submenú el cual contiene los cálculos de completación por cañoneo.

Tasa de producción por efecto de completación (cañoneo)

Pws:

Pwh:

Pb:

Permeabilidad (md):

Temperatura (°F):

API:

S.G(Gas):

Radio del pozo (ft):

Radio del casing (ft):

Hp (ft):

Lp (ft):

Densidad de tiro (tpp):

Sobrebalance

Figura 39. Cálculo de la tasa de producción por completación por cañoneo. Fuente: (Autores, 2024)

- Para el gradiente de caída de presión

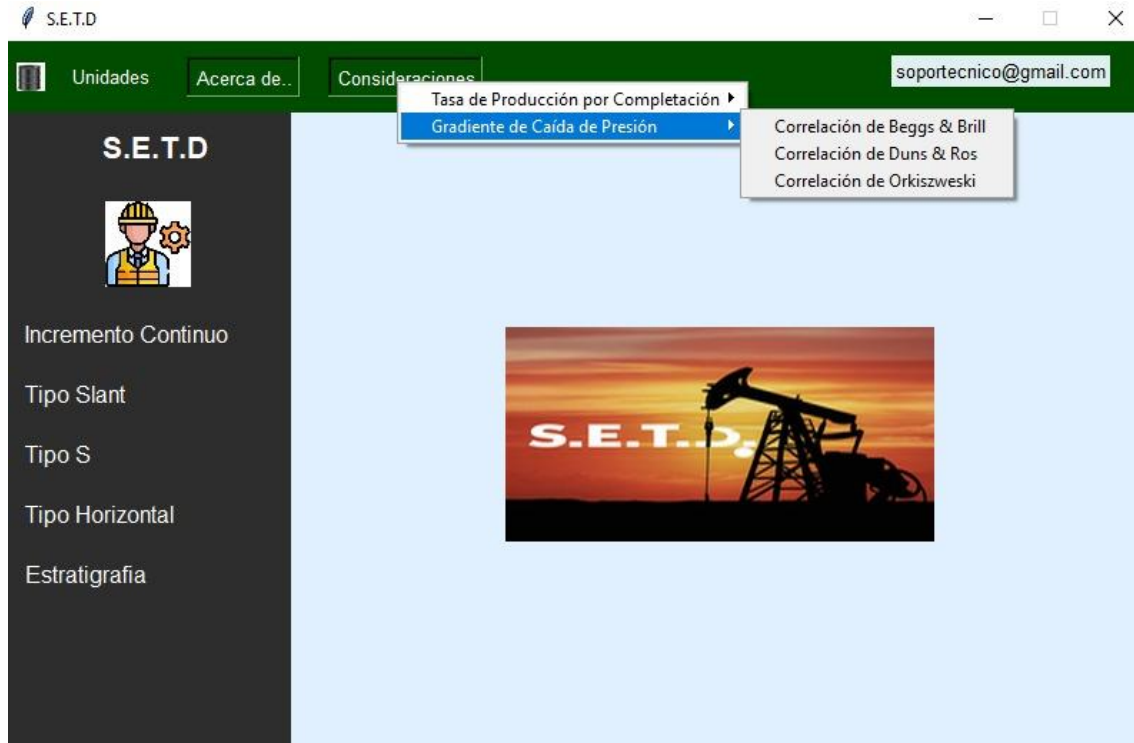


Figura 40. Ilustración de los métodos utilizados para el cálculo del Gradiente de presión. Fuente: (Autores, 2024)

- se obtienen como submenú los cuatro tipos de métodos a utilizar, cada uno con sus respectivos cálculos:

Metodo Beggs & Bill

Velocidad del liquido (ft/seg):

Velocidad del gas (ft/seg):

Diametro (ft):

Φ (dinas/cm):

Presión (Lpc):

Temperatura (°F):

Viscosidad de liquido (Cp):

Viscosidad del gas (Cp):

Densidad de liquido (lb/ft³):

Densidad de gas (lb/ft³):

Rugosidad relativa:

Gravedad

Angulo:

Calcular gradiente de presión

Figura 41. Interfaz para realizar los debidos cálculos por el Método de Beggs & Bill. Fuente: (Autores, 2024)

- Este panel nos muestra las textbox para el ingreso de datos necesarios para el método de Duns & Ros

Metodo de Duns & Ros

Velocidad del liquido (ft/seg):

Velocidad del gas (ft/seg):

Diametro (ft):

ΦI (dinas/cm):

Presión (Lpc):

Viscosidad de liquido (Cp):

Viscosidad del gas (Cp):

Densidad de liquido (lb/ft³):

Densidad de gas (lb/ft³):

Rugosidad relativa:

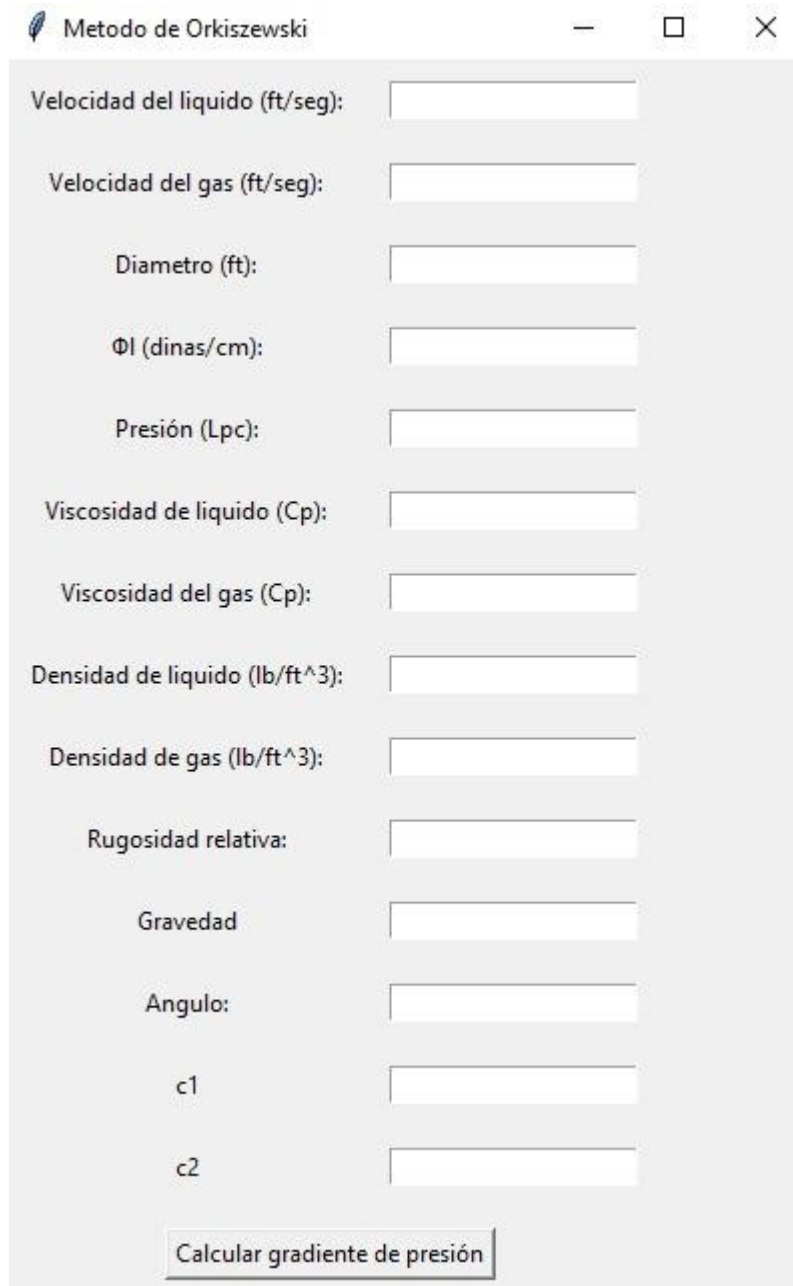
Gravedad

Angulo:

Calcular gradiente de presión

Figura 42. Interfaz para realizar los debidos cálculos por el Método de Duns & Ros. Fuente: (Autores, 2024)

- Este panel nos muestra las textbox para el ingreso de datos necesarios para el método de Orkiszewski.



The image shows a software window titled "Metodo de Orkiszewski" with standard window controls (minimize, maximize, close). The interface contains the following input fields and a button:

- Velocidad del liquido (ft/seg):
- Velocidad del gas (ft/seg):
- Diametro (ft):
- Φ (dinas/cm):
- Presión (Lpc):
- Viscosidad de liquido (Cp):
- Viscosidad del gas (Cp):
- Densidad de liquido (lb/ft³):
- Densidad de gas (lb/ft³):
- Rugosidad relativa:
- Gravedad:
- Angulo:
- c1:
- c2:

At the bottom of the form is a button labeled "Calcular gradiente de presión".

Figura 43. Interfaz para realizar los debidos cálculos por el Método de Orkiszewski. Fuente: (Autores, 2024)

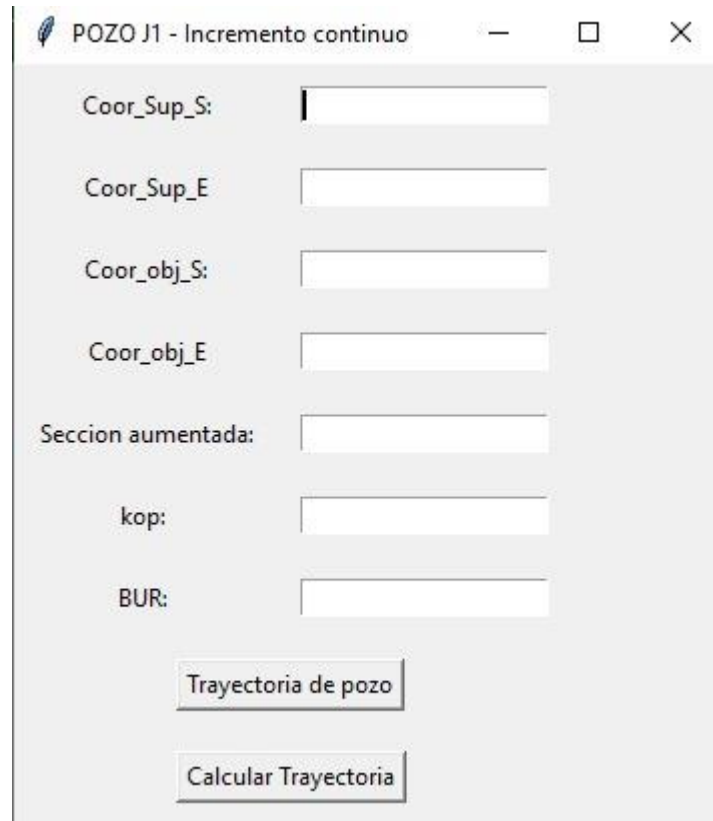
2. En el menú superior se visualiza lo siguiente:



Figura 44. Interfaz lateral que lleva a los cálculos de Pozos
Direccionales. Fuente: (Autores, 2024)

- En el menú lateral, tenemos los siguientes tipos de pozos direccionales:

- En el menú del Pozo de Incremento continuo se visualizan los respectivos datos a ingresar para hallar la trayectoria y a su vez visualizarla:



The image shows a software window titled "POZO J1 - Incremento continuo". The window contains several input fields and two buttons. The input fields are labeled as follows:

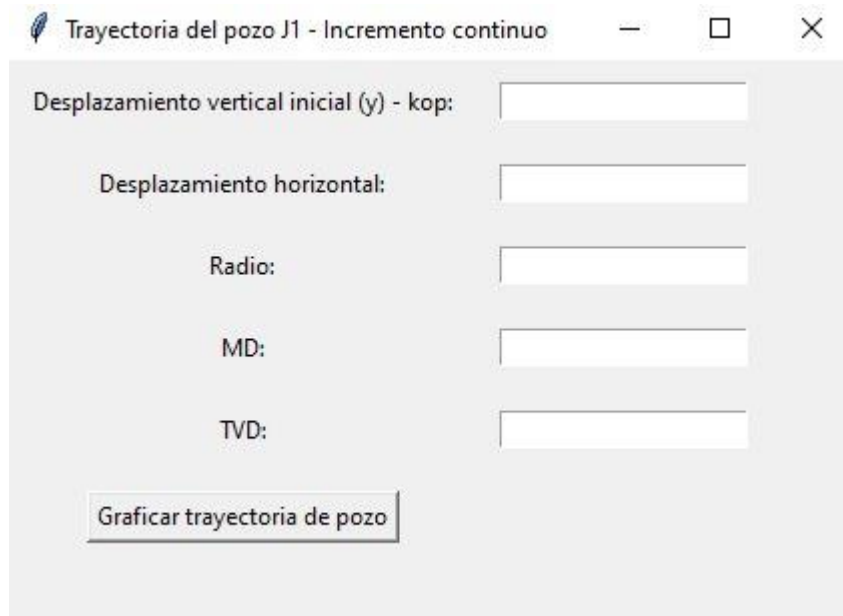
- Coor_Sup_S: [input field]
- Coor_Sup_E: [input field]
- Coor_obj_S: [input field]
- Coor_obj_E: [input field]
- Seccion aumentada: [input field]
- kop: [input field]
- BUR: [input field]

Below the input fields, there are two buttons:

- Trayectoria de pozo
- Calcular Trayectoria

Figura 45. Interfaz para realizar cálculos del Pozo de Incremento Continuo. Fuente: (Autores, 2024)

- En el menú de la trayectoria del pozo de incremento continuo se visualizan los respectivos datos a ingresar para visualizar la trayectoria diseñada.



Trayectoria del pozo J1 - Incremento continuo

Desplazamiento vertical inicial (y) - kop:

Desplazamiento horizontal:

Radio:

MD:

TVD:

Graficar trayectoria de pozo

Figura 46. Cálculo de la trayectoria de Pozo de Incremento Continuo.

Fuente: (Autores, 2024)

- En el menú del Pozo Slant se visualizan los respectivos datos a ingresar para hallar la trayectoria y a su vez visualizarla:

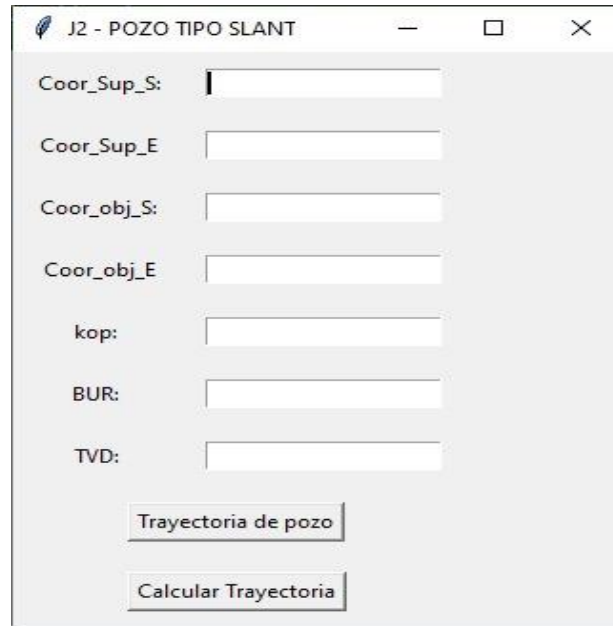


Figura 47. Interfaz para realizar cálculos del Pozo Tipo Slant. Fuente:
(Autores, 2024)

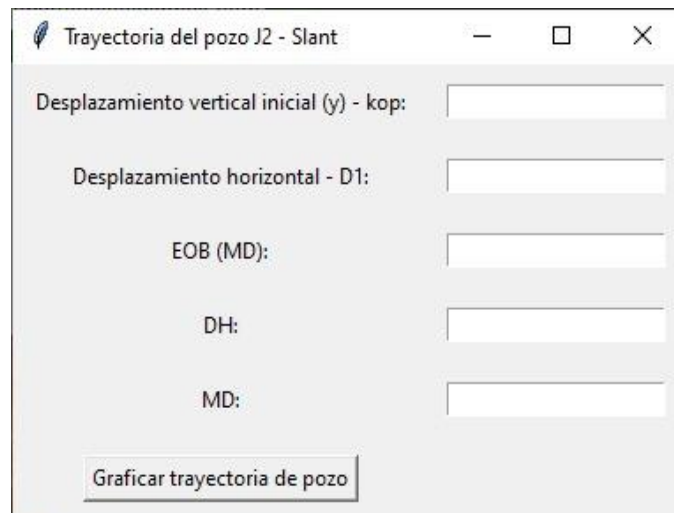
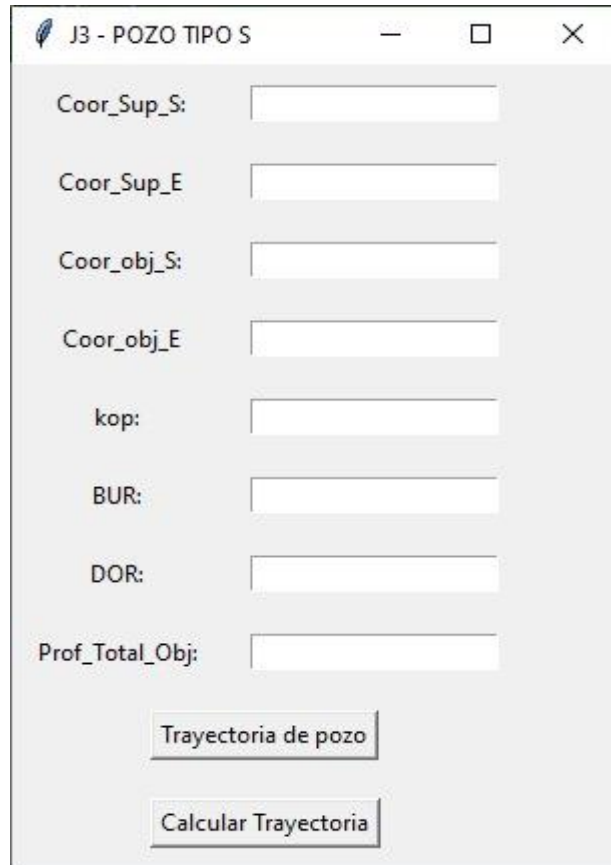


Figura 48. Cálculo de la trayectoria de Pozo tipo Slant. Fuente:
(Autores, 2024)

- En el menú del Pozo tipo S se visualizan los respectivos datos a ingresar para hallar la trayectoria y a su vez visualizarla:



The image shows a software window titled "J3 - POZO TIPO S" with standard window controls (minimize, maximize, close). The window contains several input fields for data entry:

- Coor_Sup_S: [input field]
- Coor_Sup_E: [input field]
- Coor_obj_S: [input field]
- Coor_obj_E: [input field]
- kop: [input field]
- BUR: [input field]
- DOR: [input field]
- Prof_Total_Obj: [input field]

At the bottom of the window, there are two buttons:

- Trayectoria de pozo
- Calcular Trayectoria

Figura 49. Interfaz para realizar cálculos del Pozo Tipo S. Fuente:

(Autores, 2024)

- En el menú del Pozo tipo S se visualizan los respectivos textbox para el ingreso de los datos que permitirán la visualización de la trayectoria diseñada:

Trayectoria del pozo J3 - Tipo S

Desplazamiento vertical inicial (y) - kop:

Desplazamiento horizontal - EOB:

EOB (TVD):

SOD - Desplazamiento:

SOD(MD):

DH:

Profundidad total (MD):

Graficar trayectoria de pozo

Figura 50. Cálculo de la trayectoria de Pozo Tipo S. Fuente: (Autores, 2024)

- En el menú del Pozo de tipo Horizontal se visualizan los respectivos datos a ingresar para hallar la trayectoria y a su vez visualizarla:



Figura 51. Interfaz para realizar cálculos del Pozo Tipo Horizontal.

Fuente: (Autores, 2024)

- En el menú del Pozo tipo S se visualizan los respectivos textbox para el ingreso de los datos que permitirán la visualización de la trayectoria diseñada

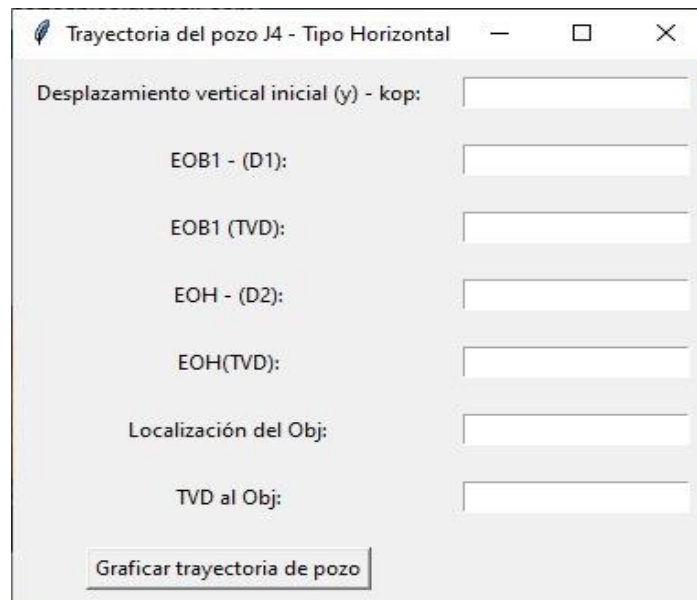


Figura 52. Cálculo de la trayectoria de Pozo Tipo Horizontal. Fuente:

(Autores, 2024)

- En el último menú se tiene a estratigrafía, en ella consta las regiones Costa, Oriente y Personalizar la cual está incluida para que tengan la oportunidad de incluir y visualizar en las gráficas la estratigrafía ya sea del Ecuador o de otro país.

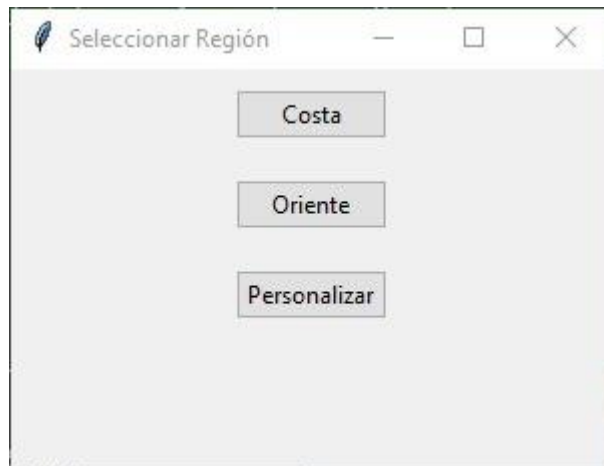


Figura 53. Panel de selección de las regiones del Ecuador y una opción para personalizar. Fuente: (Autores, 2024)

- Al escoger ya sea entre una de las dos regiones o personalizar, se puede visualizar que se abre una ventana en la cual da la opción a que el usuario ingrese el número de estrato.

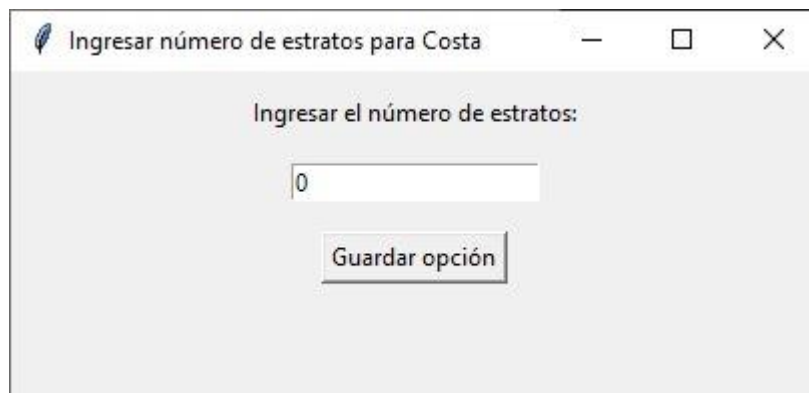


Figura 54. Selección de estratos de acuerdo a su litología. Fuente: (Autores, 2024)

- Al colocar el número de estratos, aparecerá la ventana en donde van a marcar los estratos, cabe recalcar que si no señala los estratos que se ingresó en la ventana anterior se mostrara un mensaje que le indica que señale el número de estratos correctos, y a su vez le dará a conocer cuántos estratos ingreso para que marque correctamente.



Figura 55. Selección de estratos según litología. Fuente: (Autores, 2024)

- Ya una vez que el usuario marcó los estratos y los guarda, se mostrará la ventana de resultados en donde se visualiza los estratos señalados.

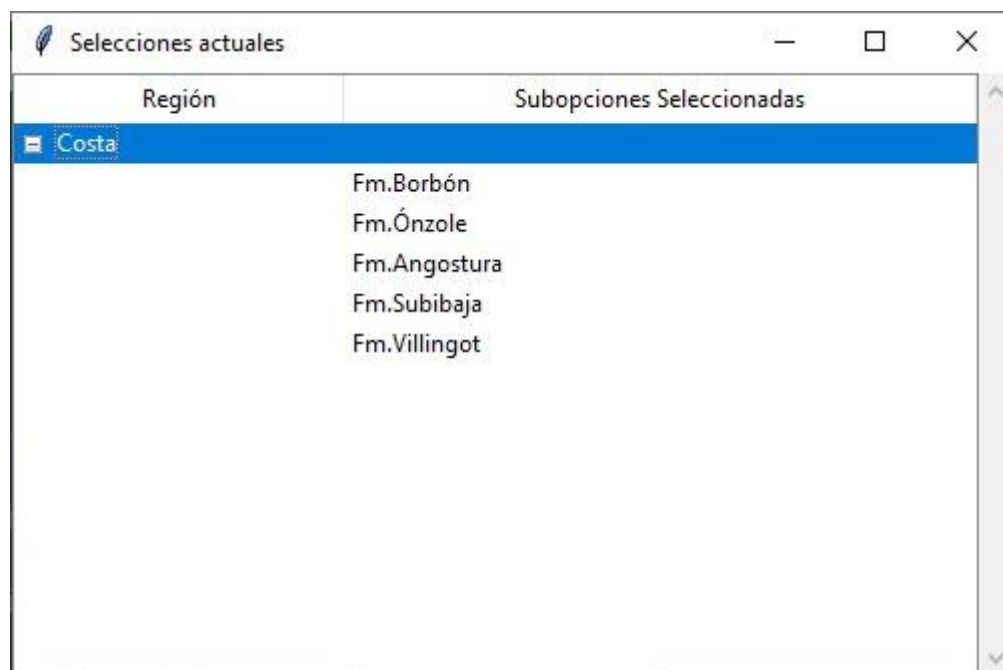


Figura 56. Panel de selecciones de los estratos escogidos. Fuente:

(Autores, 2024)

CAPÍTULO IV: RESULTADOS

4.1 Resultados generales del software

El software S.E.T.D fue diseñado para el desarrollo de la estimación de trayectorias de los pozos direccionales además del potencial productor en base al gradiente de caída de presión en tubería y la tasa de producción según la completación del pozo, ha demostrado el cumplimiento de los objetivos planteados tanto en la eficiencia y optimización de cálculos que se realizaron para obtener la trayectorias y tasas de producción. Seguidamente se mencionarán los resultados que se obtuvieron en la implementación del software (Autores, 2024)

4.1.1 Módulo de cálculo de parámetros

En este apartado los resultados obtenidos por S.E..TD, muestra los cálculos de manera eficiente, es decir, los parámetros más importantes como el cálculo de trayectorias de los pozos tipo: Incremento Continuo, Slant, Tipo S y Horizontal. (Autores, 2024)

4.1.2 Grado de confiabilidad

Tras la creación de la herramienta los resultados obtenidos fueron satisfactorios, basándonos en los principios del error relativo se determinó el grado de confiabilidad de la herramienta desarrollada. Tras realizar pruebas, se observó que el error relativo oscila entre el 1% y el 2%, Este rango indica una precisión aceptable, lo que permite concluir que la herramienta proporciona estimaciones acertadas. (Autores, 2024)

Valor real	Valor estimado	Error relativo
0.234	0.231	$\frac{0.231 + 0.234}{0.234} * 100\% = 1.28\%$

Tabla 7. Obtención del error relativa para demostrar el grado de confiabilidad

4.2 Módulo de visualización de datos

En el diseño de S.E.D.T con el uso de la biblioteca Matplotlib nos ofrece una visualización de las gráficas, en las cuales se presenta la profundidad, los desplazamientos verticales y horizontales.

La validación de los resultados visuales que se obtuvieron es considerada de manera claras y eficientes, ya que han permitido la interpretación de los resultados. (Autores, 2024)

4.2.1 Actualización en forma instantánea

El usuario podrá visualizar en forma instantánea las gráficas de manera automática en cuanto cambie los valores ingresados en la ventana al calcular la trayectoria de cada pozo direccional. (Autores, 2024)

4.2.2 Facilidad de interpretación

Al generarse las gráficas de las trayectorias, el usuario facilitará la toma de decisiones, esto se dará por la visualización que se presente en las gráficas. (Autores, 2024)

4.3 Módulo de interfaz gráfica (GUI)

S.E.D.T al incluir Tkinter, permite un ámbito interactivo y accesible al usuario, en donde se pueden ingresar datos para la estimación de la posible trayectoria de pozo, tales como las coordenadas superiores e inferiores, KOP, BUR, DOR, Sección Aumentada y longitud de navegación, de esta manera se obtendrán resultados visuales. A continuación, se afirma las pruebas realizadas: (Autores, 2024)

4.3.1 Tiempo de respuesta

El tiempo de ejecución de la herramienta oscila entre 0.7 y 1.3 segundos, una vez ingresados los datos, lo cual demuestra la eficiencia de S.E.T.D. (Autores, 2024)

4.3.2 Interactividad y usabilidad

Al ser un espacio interactivo, permite al usuario navegar en las diferentes ventanas, con funciones para graficar o conocer las dimensiones de las secciones de las trayectorias. (Autores, 2024)

4.4 Evaluación de rendimiento

El rendimiento de la herramienta S.E.T.D. se ajusta a lo esperado, basando esto en los siguiente puntos claves, consumo de recursos, exactitud, velocidad. A continuación, exploraremos algunos de estos puntos. (Autores, 2024)

4.4.1 Consumo de memoria

Haciendo uso de la librería tracemalloc es posible constatar el consumo de memoria de la herramienta, como lo muestra en la sección de anexos, tracemalloc muestra la memoria actual y máxima, refiriéndose a la cantidad de memoria que estaba siendo usada por el programa en el momento en que se llamó a `tracemalloc.get_traced_memory()`, para el momento el programa consumía 61865.99 KB lo que sería alrededor de 60.4 MB, algo manejable para cualquier equipo de la actualidad. (Autores, 2024)

Mientras que la memoria máxima, es el mayor uso de memoria registrado desde que se inició el seguimiento con `tracemalloc start()`. En este caso, el pico de consumo de memoria alcanzado fue de 61949.36 KB lo aproximadamente corresponde a 60.5 MB. Demostrando que S.E.T.D no necesita una cantidad exorbitante de memoria para funcionar. (Autores, 2024)

4.4.2 Carga de datos

Debido a la naturaleza simplificada de la interfaz gráfica usada para este proyecto, los datos son proporcionados por el usuario, mediante textos, las cuales recogen los valores y los llevan a los distintos módulos. Para este propósito se optó por organizar los módulos según sus funciones como se muestra en los anexos, así se importan los datos ingresados por teclado a todas las funciones.

Con el fin de garantizar el correcto funcionamiento de la herramienta, se implementó un control de error, esto le impide a S.E.T.D proceder a los cálculos, a menos que todos los inputs del usuario sean valores numéricos, mostrando el mensaje “Formato de dato no soportado por S.E.T.D”.

4.5 Resultados de las pruebas de usuario

4.5.1 Facilidad de uso

La interfaz gráfica de S.E.T.D. fue diseñada teniendo como enfoque la simplicidad y la intuición, garantizando que el usuario pueda interactuar con ella de forma fácil. Cabe mencionar que la interfaz está organizada de manera lógica, con botones y menús etiquetados con descripciones claras, como “Pozo tipo S” o “Gradiente de Caída de Presión”. Esto facilita que el usuario comprenda sus funciones. (Autores, 2024)

4.6 Análisis de resultados

Pozo tipo Incremento Continuo

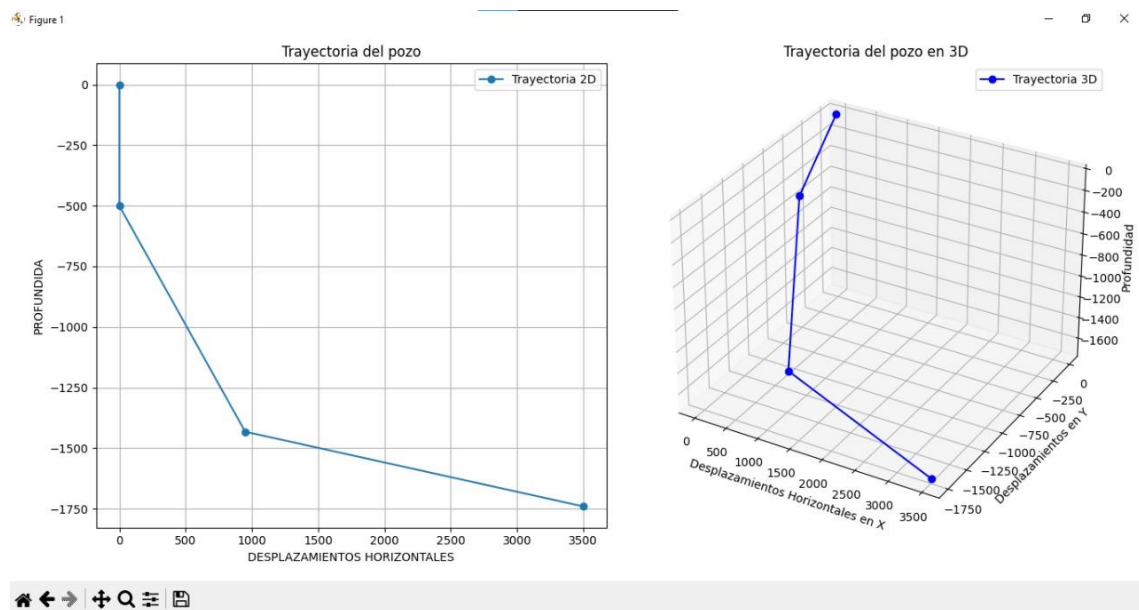


Figura 57. Visualización de los resultados obtenidos mediante la

trayectoria del Pozo de Incremento Continuo en 2D y 3D. Fuente:

(Autores, 2024)

Pozo tipo Slant

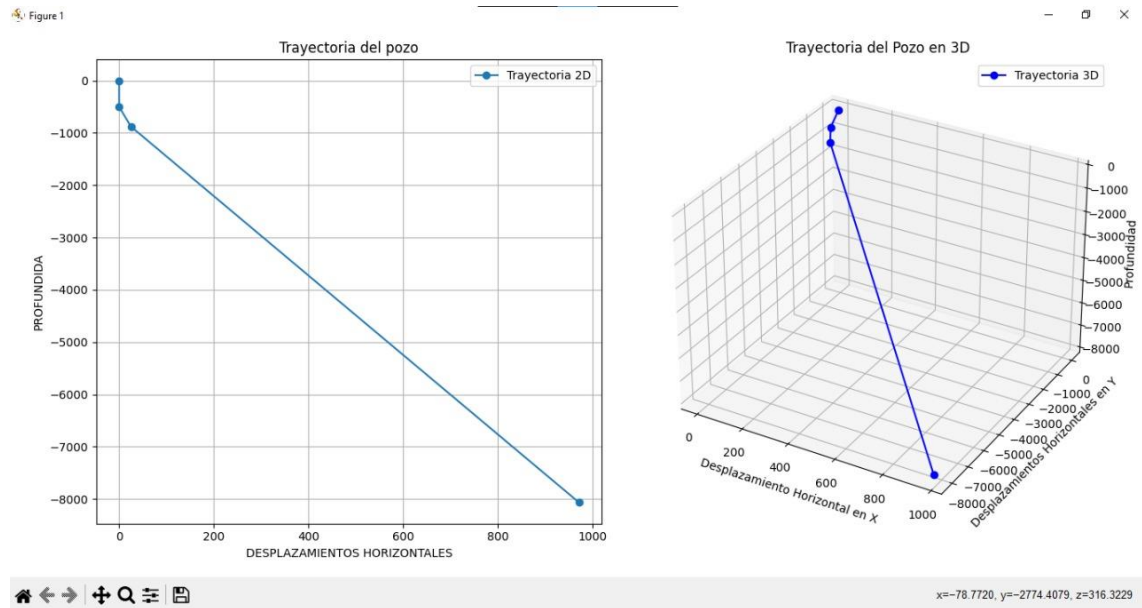


Figura 58. Visualización de los resultados obtenidos mediante la trayectoria del Pozo Slant 2D y 3D. Fuente: (Autores, 2024)

Pozo tipo S

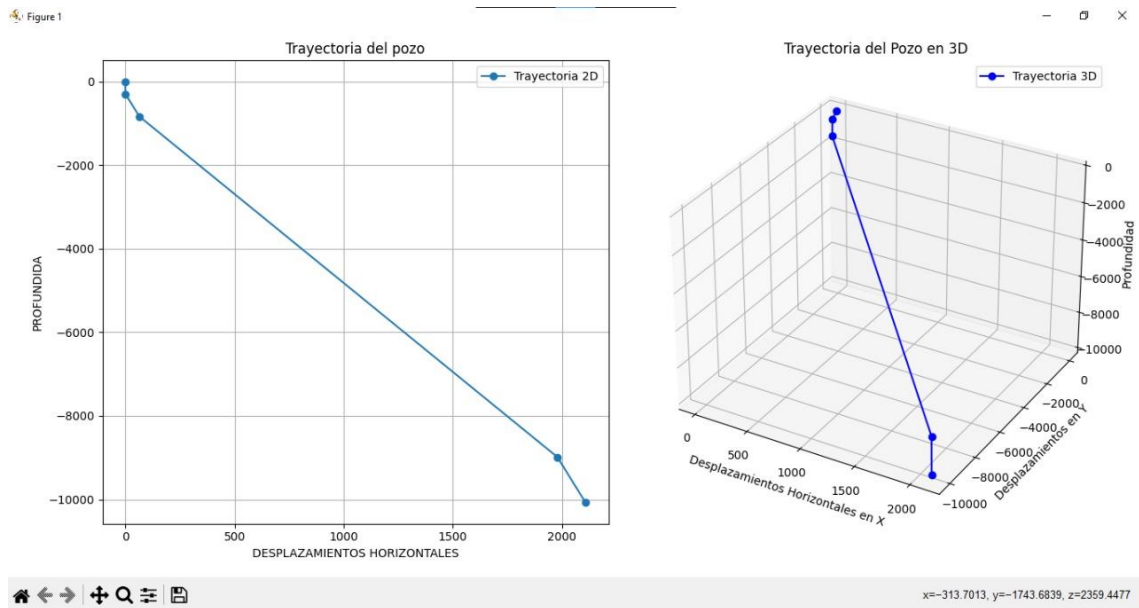


Figura 59. Visualización de los resultados obtenidos mediante la trayectoria del Pozo Tipo 2D y 3D. Fuente: (Autores, 2024)

Pozo tipo Horizontal

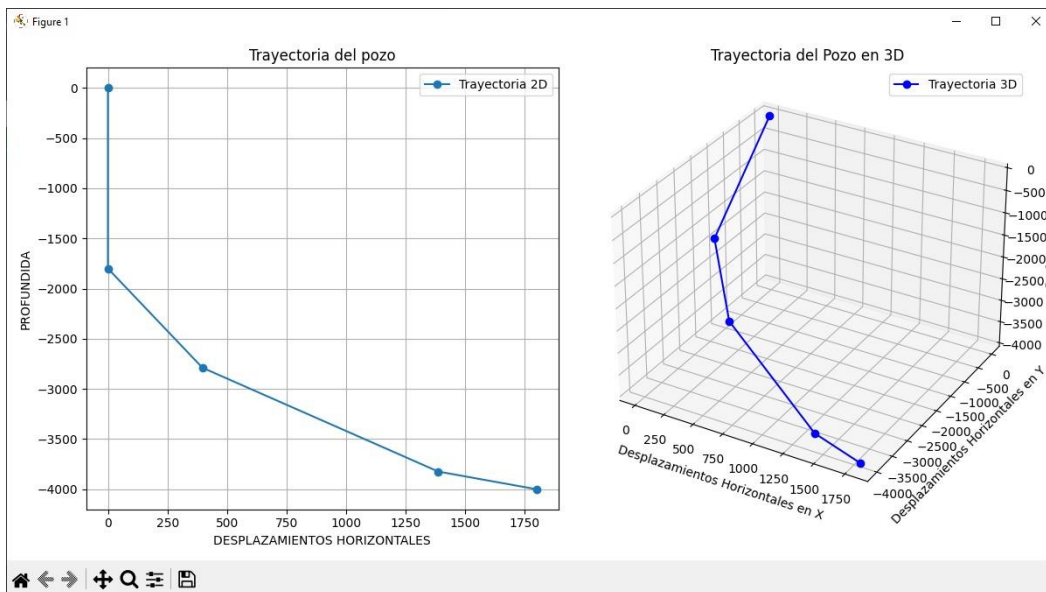


Figura 60. Visualización de los resultados obtenidos mediante la trayectoria del Pozo Tipo Horizontal 2D y 3D. Fuente: (Autores, 2024)

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

- El diseño de la herramienta desarrollada, permite su fácil uso para los usuarios, esto es un factor importante en la creación de simuladores o aplicaciones en general, debido a que al ser intuitiva el usuario centrará sus esfuerzos en desarrollar su trabajo en lugar de destinar tiempo a descifrar la mecánica del programa.
- En el presente trabajo de titulación se buscó presentar funcional y demostrar que la implementación de algoritmos matemáticos y métodos numéricos específicos que podrían abrir nuevas líneas de investigación académica en optimización.
- El uso de inteligencia artificial en la industria petrolera avanza a pasos agigantados, en el presente trabajo, el uso de esta fue fundamental para la optimización de la predicción de las curvas utilizadas en la correlación de Duns & Ros.
- La facilidad para manejar una herramienta como lo son los softwares de estimación, es fundamental para la eficiencia en la toma de decisiones, es con este enfoque que se diseñó la interfaz de S.E.T.D, lo que ayudará al usuario a familiarizarse con la interfaz de la herramienta creada.
- Aunque las correlaciones de Duns y Orkiszweski, resultan útiles para flujo multifásico en vertical, la correlación de Beggs y Brill demostró modelar mejor el flujo en tubería inclinadas, lo que permite una mejor apreciación de la caída de presión en pozos direccionales.

5.2 Recomendaciones

- Conectar la herramienta con una base de datos, para permitir guardar los datos ingresados, así como los resultados de los cálculos de forma que los usuarios puedan retomar su trabajo en cualquier momento, a la par añadir una función para emitir reportes en formato pdf.
- Añadir una conexión con la nube, esta adición beneficiará a los usuarios, dándoles la oportunidad de importar y/o exportar datos, esto les permitiría a los usuarios acceder a su trabajo de forma remota en cualquier lugar o compartir sus resultados con colegas.
- Implementar a futuro nuevas ideas de funcionalidades en el software como el dimensionamiento de tuberías, con el fin de complementar y crear una sinergia entre la planificación de la perforación y planificación de las facilidades.
- Implementar a futuro una actualización en el módulo de trayectoria tipo “S”, con el fin cubrir todos los escenarios posibles y brindar la opción de simular una trayectoria que pueda satisfacer las necesidades del usuario.

BIBLIOGRAFIA

Ávila Macías, & Marisa Noemí. (n.d.). *Desarrollo de una aplicación informática para operaciones básicas relacionadas a la perforación de pozos de petróleo*. Retrieved December 7, 2021, from <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/6623>

Br. Simancas Segovia Frank José. (2005). *MANUAL TEÓRICO-PRÁCTICO DE INGENIERÍA DE COMPLETACIÓN Y REHABILITACIÓN DE POZOS*.
<http://saber.ucv.ve/bitstream/10872/3115/1/TEG%20MANUAL.pdf>

Brown E. Kermit. (1980). *The Technology Artificial Lift Methods Vol 2B. Petroleum Publishing Co., 2B(The University of Tulsa)*.

Brown E. Kermit, Day J. John, Byrd P. Joe, Mach Joe, Davis B. Jerry, Richards Bill, Gómez Victor, Hong Harry, Marin Hugo, Eslait Felix, Rehnault Pedro, DeMoss Ed, Faustinelli Jaun, Mitchell Victor, Pacheco Jesus, Canalizo Carlos, & Thrash J. Purvis. (1980). *The Technology Artificial Lift Methods Vol 2A. PennWellBooks Publishing Company, 2B(The University of Tulsa)*.

Díaz, J., Christian, R., & Rodríguez, S. (2007). *Análisis Técnico-Económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por Petroproducción*.
<http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/3329>

Díaz Pablo E. (2018). *DISEÑO DE SOFTWARE DE SIMULACIÓN DE CONTROL DE POZOS PETROLEROS DIDÁCTICO*. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/<https://ciateq.repositorioinstitucional.mx/jsp/ui/bitstream/1020/263/1/GonzalezDiazPabloE%20MMANAV%202018.pdf>

Fan, Y., & Aljasser, M. (2023). Unified Modeling of Pseudo-Slug and Churn Flows for Liquid Holdup and Pressure Gradient Predictions in Pipelines and Wellbores. In *SPE Production & Operations* (Vol. 350). <http://onepetro.org/PO/article-pdf/38/02/350/3110182/spe-212863-pa.pdf/1>

Franco Gonzabay Kimberly Dayana, & De la Rosa Liriano Óscar Gabriel. (2023). *ANÁLISIS COMPARATIVO DEL DISEÑO DE TRAYECTORIAS DE POZOS HORIZONTALES Y EVALUACIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA EN EL CAMPO SACHA DEL ORIENTE ECUATORIANO.*

Herrera Herbert, J. (2020). Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas. Vol. IV: Técnicas de perforación direccional de pozos. In *Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas. Vol. IV: Técnicas de perforación direccional de pozos.* Universidad Politécnica de Madrid. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía. <https://doi.org/10.20868/upm.book.62722>

Mitchell, R. F., & Miska, S. Z. (2011). *Fundamentals of Drilling Engineering* (Robert F. Mitchell & Stefan Z. Miska, Eds.; Vol. 2). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/9781555632076>

Vicente, H., Torres, A., Cristina, A., & Montero, C. (2014a). *DESARROLLO DE ALGORITMOS PARA ANÁLISIS INTEGRAL DE POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE Y BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET.*

Vicente, H., Torres, A., Cristina, A., & Montero, C. (2014b). *DESARROLLO DE ALGORITMOS PARA ANÁLISIS INTEGRAL DE POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE Y*

BOMBEO

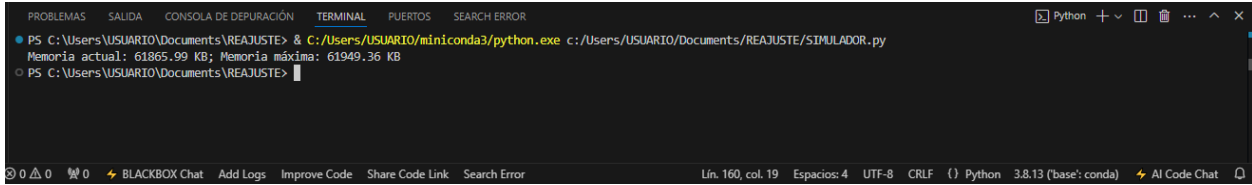
HIDRÁULICO

TIPO

JET.

<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/8724/3/CD-5863.pdf>

ANEXOS

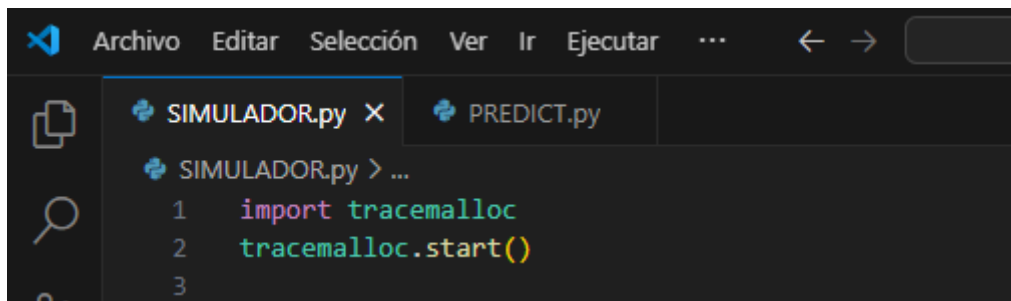


PROBLEMAS SALIDA CONSOLA DE DEPURACIÓN TERMINAL PUERTOS SEARCH ERROR

```
PS C:\Users\USUARIO\Documents\REAJUSTE> & C:/Users/USUARIO/miniconda3/python.exe c:/Users/USUARIO/Documents/REAJUSTE/SIMULADOR.py
Memoria actual: 61865.99 KB; Memoria máxima: 61949.36 KB
PS C:\Users\USUARIO\Documents\REAJUSTE>
```

0 0 0 BLACKBOX Chat Add Logs Improve Code Share Code Link Search Error Lín. 160, col. 19 Espacios: 4 UTF-8 CRLF Python 3.8.13 ('base': conda) AI Code Chat

Anexo. 1 Terminal que presenta el uso de memoria de la herramienta, mediante Tracemalloc



Archivo Editar Selección Ver Ir Ejecutar ...

```
SIMULADOR.py x PREDICT.py
```

```
SIMULADOR.py > ...
1 import tracemalloc
2 tracemalloc.start()
3
```

Anexo. 2 Importación de la librería tracemalloc para obtener el consumo de memoria de la herramienta

```
# Función para predecir y dado un valor de x
def predecir_y(x_val, y_val, x_predict, max_iter=2000, learning_rate_init=0.001):

    x_vals = np.array(x_val).reshape(-1,1)
    y_vals = np.array(y_val)

    scaler = StandardScaler()
    x_vals_scaled = scaler.fit_transform(x_vals)
    x_predict_scaled = scaler.transform(np.array([[x_predict]]))

    model = MLPRegressor(hidden_layer_sizes=(10,), max_iter=max_iter, learning_rate_init=learning_rate_init, random_state=1)
    model.fit(x_vals_scaled, y_vals)
    # predicción
    predicted_y = model.predict(x_predict_scaled)

    # Formatear el resultado a 2 decimales
    Leido = round(predicted_y[0], 2)

    return Leido
```

Anexo. 3 Estructura de modelo de predicción con aprendizaje automático