

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



PROYECTO DE GRADO

**“SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE FASE DE FLUIDOS
NANOCONFINADOS EN YACIMIENTOS DE ESQUISTO BOLIVIANOS CON LA
ECUACIÓN DE SOAVE-REDLICH-KWONG MODIFICADO”**

POSTULANTE: UNIV. MARIEL YUDITH MEDRANO QUISPE

TUTOR: M. SC. ING. MARCO ANTONIO MONTESINOS MONTESINOS

La Paz Bolivia

2023



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



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

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

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

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

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

DEDICATORIA

Primeramente a Dios por haberme permitido llegar hasta este momento tan importante de mi formación profesional.

A mi papá Ramiro Medrano Sea , por apoyarme siempre y creer en mi y darme las palabras de aliento para luchar siempre por mis sueños, en que todo es posible con esfuerzo y humildad.

A mi mama Paola Quispe Mestas doy las gracias por que ha sabido formarme con buenos sentimientos estuvo a mi lado siempre, apoyándome en las noches de desvelo para lograr mis metas.

A mi querido hijo Adriel Jhohan Cruz Medrano por ser mi fuente de motivación e inspiración para poder superarme día a día y poder llegar a ser un ejemplo para el.

A mi hermana Jheoseline, por su apoyo incondicional en el transcurso de mi carrera, por los momentos de alegría y tristeza, por demostrarme que siempre podre contar con ella.

A mi sobrino Mathiaz, por siempre llenarme de sonrisas.

A mi abuelo, Paulino Medrano, que Dios lo tiene en su gloria y ahora es un ángel en mi vida y se que se encuentra muy orgulloso de que su nieta lo haya logrado y desde el cielo me bendice.

A mis compañeros y amigos presentes y pasados, quienes sin esperar nada a cambio compartieron alegrías y tristezas, durante todo el tiempo de la carrera estuvieron a mi lado apoyándome.

AGRADECIMIENTO

En principio agradezco a Dios por darme la salud, fortaleza, sabiduría y paciencia en todas las etapas de mi vida, gracias por escucharme siempre y guiar mis pasos.

Agradezco a mi queridísimo tutor Ingeniero Marco Antonio Montesinos Montesinos, quien jamás tuvo inconvenientes en aclarar mis dudas y preocupaciones, brindándome su valioso tiempo en asesorarme siempre de manera oportuna y acertada, lo que me ayudo a culminar con éxito el desarrollo de mi proyecto.

Agradezco a cada uno de los docentes de la carrera de Ingeniería Petrolera, por transmitirme los conocimientos que tienen, por enseñarme a ser una mejor persona y darme las armas necesarias para defenderme en el ámbito profesional y en la vida.

Agradezco de corazón a mis padres, por estar siempre en mis momentos de debilidad, apoyándome en las buenas y en las malas, gracias por toda su paciencia y su amor incondicional.

Finalmente agradezco a todas las personas que han colaborada en forma directa e indirecta en la realización de mi proyecto.

Muchas Gracias.

ÍNDICE

RESÚMEN EJECUTIVO	x
1 CAPÍTULO I: GENERALIDADES	1
1.1 INTRODUCCIÓN.	1
1.2 ANTECEDENTES	4
1.2.1 Antecedentes generales.....	4
1.2.2 Antecedentes académicos	5
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.	5
1.3.1 Identificación del problema.....	5
1.4 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.	6
1.5 OBJETIVOS	6
1.5.1 Objetivo general	6
1.5.2 Objetivos específicos.....	7
1.6 JUSTIFICACIÓN	7
1.6.1 JUSTIFICACIÓN TÉCNICA.....	7
1.6.2 JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA.	8
1.6.3 JUSTIFICACIÓN SOCIO-AMBIENTAL	8
1.7 ALCANCE	8
1.7.1 ALCANCE TEMÁTICO	8
1.7.2 ALCANCE GEOGRÁFICO.	9
1.7.3 ALCANCE TEMPORAL.....	9
2 CAPÍTULO II: RESERVORIOS NO CONVENCIONALES.....	10
2.1 CONCEPTOS GENERALES.....	10
2.1.1 SHALE GAS	10
2.1.2 TIGHT GAS	10

2.1.3	RESERVORIO NO CONVENCIONAL.....	10
2.1.4	RESERVORIO COMPACTO (TIGHT).....	11
2.1.5	RESERVORIO CONVENCIONAL.....	11
2.2	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS RESERVORIOS	12
2.2.1	Efecto de la Presión en el reservorio.....	12
2.2.2	Efecto de la Temperatura en el reservorio	12
2.2.3	Efecto de la porosidad de la roca para la producción.....	13
2.2.4	Efecto de la Permeabilidad de la roca para la producción.....	13
2.3	YACIMIENTOS DE ACUERDO A LA PRESIÓN.....	13
2.3.1	Yacimiento Sub-Saturado.....	14
2.3.2	Yacimiento Saturado	14
2.4	CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO DE ACUERDO CON EL TIPO DE FLUIDOS DE ALMACENAMIENTO.....	14
2.4.1	Petróleo negro ordinario	14
2.4.2	Petróleo volátil.....	15
2.4.3	Gas retrogrado-condensado.....	15
2.4.4	Gas húmedo.....	16
2.4.5	Gas seco	17
2.5	RÉGIMEN DE PRESIÓN DE RESERVORIO.....	17
2.5.1	Gradiente de Presión.....	17
2.6	GAS DE ESQUISTO	18
3	CAPÍTULO III: MODELADO DEL COMPORTAMIENTO DE FASE DE FLUIDOS NANOCONFINADOS EN YACIMIENTOS DE ESQUISTO CON LA ECUACIÓN DE SOAVE-REDLICH-KWONG.....	20
3.1	MODELO CONVENCIONAL DE READLICH KWONG	20
3.2	LA ECUACIÓN DE SOAVE REDLICH KWONG MODIFICADA.....	22

3.2.1	Dependencia con la temperatura de los parámetros de la ecuación de estado	22
3.2.2	Mejora de la descripción de las propiedades volumétricas	26
3.2.3	Reglas de mezcla	28
3.3	MODELO DE SOAVE-REDLICH-KWONG MODIFICADO PARA FLUIDOS NANOCONFINADOS EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	29
3.3.1	Principio	29
3.3.2	Modificación del volumen molar de fluidos nanoconfinados	29
3.3.3	Solución para SRK modificado en fluido Nano confinado	33
3.3.4	Correlación para el espesor de la capa de adsorción	36
3.3.5	Correlación para los cambios de propiedades críticas	37
4	CAPÍTULO IV: INGENIERÍA DEL PROYECTO	40
4.1	DATOS DEL RESERVORIO	40
4.2	PROCESO ANALÍTICO DEL COMPORTAMIENTO DEL NANO CONFINAMIENTO	41
4.2.1	Algoritmo del proceso	41
4.2.2	Características de la mezcla	42
4.2.3	Cálculo del espesor de la capa de adsorción	42
4.2.4	Cálculo del coeficiente de distribución del fluido:	43
4.2.5	Cálculo del coeficiente de volumen molecular efectivo relativo η	44
4.2.6	Cálculo de la variación de la presión crítica y temperatura crítica	46
4.2.7	Cálculo de los factores de arreglo	47
4.2.8	Cálculo de la presión con la ecuación SRK – m del reservorio de esquisto	49
4.3	PROGRAMA PARA LA ECUACION DE REDLICH-KWONG	50
4.4	ANÁLISIS DE RESULTADOS	51

5	CAPÍTULO V: ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO	61
5.1	ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA	61
5.1.1	Análisis FODA	61
5.1.2	Ventajas y Desventajas	62
5.2	ANÁLISIS DE COSTOS	63
5.2.1	Costos fijos	63
5.2.2	Costos variables	64
5.2.3	Depreciación anual del proyecto	65
5.2.4	Inversión inicial del proyecto	65
5.3	Flujo de caja	66
5.3.1	Análisis de sensibilidad	67
5.4	ESTUDIO DE TIR Y VAN	68
5.4.1	Estudio del Van	68
5.4.2	Estudio del TIR	69
5.5	ANÁLISIS DE COSTO Y BENEFICIO	70
6	CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	72
6.1	CONCLUSIONES	72
6.2	RECOMENDACIONES	73
7	GLOSARIO	74
8	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	76
	ANEXOS	80

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 3. 1 DEPENDENCIA DE A CON LA TEMPERATURA REDUCIDA	23
FIGURA 3. 2 DESVIACIONES EN LA PRESIÓN DE VAPOR PARA COMPUESTOS NO POLARES	24
FIGURA 3. 3 DESVIACIONES EN LA PRESIÓN DE VAPOR PARA COMPUESTOS POLARES	25
FIGURA 3. 4 SEGUNDO COEFICIENTE DE VIRIAL (LÍNEA CONTINUA: MC, LÍNEA DISCONTINUA: ECUACIÓN MODIFICADA).....	26
FIGURA 3. 5 DENSIDADES DEL LÍQUIDO SATURADO PARA METANO Y N-OCTANO: VALORES EXPERIMENTALES (CÍRCULOS) Y CALCULADOS CON DESPLAZAMIENTO VOLUMÉTRICO MEDIANTE LA ECUACIÓN SRK (LÍNEA CONTINUA) Y PR (LÍNEA DISCONTINUA).	28
FIGURA 4. 1 CARACTERÍSTICAS DE RESERVAS DE GAS DE ESQUISTO EN BOLIVIA	40
FIGURA 4. 2 D.F. PARA EL ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE FASE DEL RESERVORIO .	41

ÍNDICE DE GRAFICAS

GRÁFICA 4. 1 ESPESOR DE CAPA PRODUCTORA DE LOS MODELOS PLANTEADOS	51
GRÁFICA 4. 2 PESO MOLECULAR Y RELACIÓN DE PRODUCCIÓN.....	52
GRÁFICA 4. 3 CAPACIDAD DE FRACTURAMIENTO.....	53
GRÁFICA 4. 4 VARIACIÓN DE PRESIÓN DE BURBUJA EN FUNCIÓN DE RADIO DE PORO	54
GRÁFICA 4. 5 TEMPERATURA VS PRESIÓN DE YACIMIENTO DE SHALEGAS	54
GRÁFICA 4. 6 RELACIÓN DE OBTENCIÓN DE DATOS ENTRE MODELOS	55
GRÁFICA 4. 7 CURVAS DE FASES RADIOS DE PORO	56

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 4. 1 COMPARACION DE DATOS	55
TABLA 5.1 MATRIZ DE ESTRATEGIAS FODA	61
TABLA 5.2 CUADRO DE VENTAJAS Y DESVENTAJAS	62
TABLA 5.3 COSTOS FIJOS	63
TABLA 1.4 COSTOS VARIABLES	64
TABLA 5.5 DEPRECIACIÓN ANUAL	65
TABLA 5.3 INVERSIÓN INICIAL.....	66
TABLA 5.7 FLUJO DE 3 AÑOS	66
TABLA 5.8 FLUJO DE CAJA POR AÑO PARA DEMOSTRAR EL VAN	68
TABLA 5.9 INTERPRETACIÓN DE COSTO Y BENEFICIO.....	71

SIMBOLOGÍA

a	Parámetro de energía en los modelos de gases reales
b	Parámetro de co-volumen en los EOS
i y j	Componente i y componente j
Kij	Parámetro de interacción binaria
L	Longitud del poro cilíndrico, nm
PM	Peso molecular, g/mol
Na	Cantidad de moléculas adsorbidas
NA	Número de Avogadro
Nt	Cantidad total de moléculas de fluido
O, p y q	Parámetros correlacionados del espesor de la capa de adsorción
Pc	Presión crítica, Pa
Pr	Presión reducida
Pc'	Presión crítica de fluidos nanoconfinados, Pa
ΔP_c	Cambio de presión crítica
rp	Radio de poro, nm
R	Constante del gas ideal
T	Temperatura, K
Tc'	Temperatura crítica de fluidos nanoconfinados, K
Tc	Temperatura crítica, K
Tr	Temperatura reducida
ΔT_c	Cambio de temperatura crítica
Vm	Volumen molar de moléculas de fluido a granel, m ³
Vp	Volumen total de poros, m ³ /mol
Vm'	Volumen molar de moléculas de fluido nanoconfinadas, m ³

Vmol	Volumen molecular real, m ³ /mol
Va-eff	Volumen molecular efectivo de por molécula adsorbida, m
Vf-eff	Volumen molecular efectivo de por molécula libre, m ³
Vf	Volumen total de la capa molecular libre, m ³
Xi	Fracción molar de la componente i
Xi' y yi'	Fracción molar del componente i en fase líquida y vapor

RESÚMEN EJECUTIVO

En el proyecto se logró describir los conceptos fundamentales de los reservorios no convencionales. Se pudo describir eficazmente los conceptos fundamentales de ecuaciones de estado.

Por otra parte, se ha generado modelos matemáticos de evaluación de comportamiento de cambios de fase con la ecuación de Soave Redlich Kwong y ecuación de Soave Redlich kwong modificado. Se determinó los valores máximos y mínimos de Presión y Temperatura comparando entre ambos modelos para el reservorio de Cuenca madre de Dios.

Se realizó un análisis de factibilidad técnica y económica del proyecto propuesto. Se ha podido realizar la simulación del comportamiento de fase de fluidos nanoconfinados en yacimientos de esquisto bolivianos con la ecuación de soave-redlich-kwong modificado.

En el capítulo de análisis de actividad pudo demostrar que hace proyecto de factible ya que no se realiza mucho análisis en laboratorio y turismo de los que puede producir variables de manera indirecta y con un alto rendimiento

CAPÍTULO I: GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN.

Bolivia contaría con “aproximadamente 48 Trillones de Pies Cúbicos de gas de esquisto que puede ser recuperable con la tecnología actual disponible para estos yacimientos. El informe fue elaborado por la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés) indica que Bolivia ocupa el quinto lugar en Sudamérica con potencial de reservorios no convencionales (shale gas), después de Argentina, Brasil, Chile y Paraguay¹. Las rocas madre de gas no convencional tendrían presencia en el Subandino norte, centro y sur; en la llanura Chaco beniana y en el Altiplano. En estas zonas estarían ubicados los más importantes “manaderos” (áreas con emanación de este tipo de hidrocarburos) o reservas gas de esquisto.

Éstos yacimientos de esquisto tienen una porosidad y una permeabilidad muy bajas como resultado de la presencia de poros a escala nanométrica y la heterogeneidad de las estructuras de los poros (Liu & Chapman, 2019). La matriz de esquisto se compone principalmente de microporos (menos de 2 nm) y mesoporos (2–50 nm) (Kuila & Prasad, 2013). Por otra parte, en este tipo de yacimientos se forma una capa de adsorción cerca de las paredes de los poros y ejerce un impacto en el comportamiento de la fase fluida (Travalloni, Castier & Tavares, 2014).

Los poros nanoconfinados siempre absorben capas de moléculas de hidrocarburo, lo que depende del tamaño del poro y la composición del aceite. Generalmente, las moléculas de hidrocarburo más pesadas exhiben una mayor afinidad de adsorción y una adsorción preferencial a medida que el radio de poro disminuye debido al

¹ La información fue proporcionada por el anterior viceministro de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, Eduardo Alarcón, ante la consulta de si en Bolivia existían reservorios de gas no convencional.

efecto de empaquetamiento (Wang, Feng, Javadpour, Xia & Li, 2015). La intensa interacción intermolecular y de la pared de la molécula en los nanoporos confinados puede alterar las propiedades termofísicas del fluido, como las propiedades críticas, distribución de la densidad, viscosidad y tensión interfacial de la pared del fluido (Salahshoor, Fahes & Teodoriu, 2018). Por lo tanto, el mecanismo de almacenamiento y las características de flujo de los fluidos nanoconfinados difieren de los fluidos de reservorios convencionales (Tsukahara, 2012).

Por estas anteriores características citadas, los modelos de caracterización del comportamiento de fase de fluidos, no se aplican. El estudio de comportamiento de fases en este tipo de reservorios necesita de otros modelos más específicos. Por lo tanto, otros autores propusieron diferentes métodos de modelado basados en principios termodinámicos clásicos para explorar la influencia del efecto de confinamiento en el comportamiento de la fase fluida (Cui, Yang & Song, 2018).

Por otra parte como solución a esto, varios autores sugieren la simulación del comportamiento molecular basado en el comportamiento termodinámico (S.K. Singh & J.K. Singh, 2011). Singh (Singh, Sinha, Deo & J.K. Singh, 2009), realizó simulaciones de Monte Carlo (MC) para investigar propiedades termofísicas de alcanos confinados. Pitakbunkate (Pitakbunkate, Balbuena, Moridis & Blasingame, 2016), determinó mediante simulación estadística molecular, que la densidad del metano y el etano confinados se desvía significativamente de los modelos convencionales.

Aunque las simulaciones moleculares son eficientes para modelar el comportamiento de fase de los fluidos nanoconfinados, el proceso computacional es costoso y requiere mucho tiempo. No es factible explorar las características de distribución del fluido en medios porosos a gran escala empleando estas herramientas (Nasrabadi, Moortgat & Firoozabadi, 2016).

Como uno de los métodos más eficientes y robustos para modelar las propiedades volumétricas y el equilibrio de fase de los fluidos convencionales dentro de un marco termodinámico unificado, las ecuaciones de estado de gases reales clásicas se han convertido en el enfoque de los investigadores para establecer el modelo de predicción del comportamiento de fase de los fluidos nanoconfinados (Yan, Varzandeh & Stenby, 2015).

En general, solo se considera la fuerza intermolecular de atracción de largo alcance para el cálculo del equilibrio de fase de fluidos a granel en ecuaciones de estado cúbicas clásicas (Wang, Feng, Javadpour, Xia & Li, 2015). Pero, debido a la intensa interacción de la pared molecular en los nanoporos, la interacción repulsiva de corto alcance no se puede despreciar (Zhang, Li, Liu, Y. Liu, Cai, Wang & Cheng, 2021)².

En las ecuaciones de gases reales clásicas, el parámetro de energía “a” y el parámetro de co-volumen “b”, representan la interacción intermolecular y el tamaño finito de las moléculas, respectivamente (Yang, Fan & Li, 2019). Dado que la interacción molécula-pared es más intensa que la interacción molécula-molécula, se debe utilizar un nuevo término de interacción molécula-pared en el término de atracción para modificar la presión interna.

En este proyecto se definirán e introducirán, el coeficiente de distribución de fluidos, el coeficiente de volumen molecular efectivo relativo y el índice nanoconfinado en el modelo SRK convencional para modificar la variación del volumen molar de fluidos nanoconfinados inducidos por adsorción. Luego, para resolver el SRK modificado, se proponen las nuevas fórmulas empíricas del espesor de la capa de adsorción y el cambio de temperatura crítica correlacionando los valores calculados. Finalmente, se obtendrán fórmulas analíticas para calcular el cambio de propiedades críticas inducido por la adsorción. Además, el efecto del confinamiento

² También, la densidad de los fluidos nanoconfinados no es uniforme y es esencial para simular el comportamiento de la fase del fluido, precisando de modelos más exactos.

en el comportamiento de la fase fluida se analiza utilizando el coeficiente de volumen molecular efectivo relativo y el índice nano-confinado.

1.2 ANTECEDENTES

1.2.1 Antecedentes generales

Las cuencas Madre de Dios, Ucayali, Marañón, presentan secuencias sedimentarias, cuyas edades se distribuyen desde el Paleozoico hasta el Cenozoico.

La sedimentación, la conductividad de la roca y la posición del basamento (altos y bajos) son factores que van a controlar los parámetros térmicos (flujo de calor, conductividad, gradiente geotérmica y temperatura) de las cuencas subandinas.

Las cuencas subandinas distribuyeron a los sistemas petroleros desde el paleozoico superior hasta el paleógeno. Las cuencas Madre de Dios y Ucayali, tienen a las rocas de los grupos Cabanillas, Ambo, Tarma/ Copacabana y de la formación Ene, como principales generadoras de hidrocarburos; en la cuenca marañón las rocas generadoras están presentes en los grupos Cabanillas, Tarma/ Copacabana, Pucara y la Formación Chonta. Las rocas reservorios están representadas ampliamente por rocas del Cretácico (formaciones Cushabatay, Agua caliente, Chonta, Vivian, Casa Blanca, y Pozo) y en menor proporción por las areniscas del Paleozoico Superior (Grupo Tarma, formación Ene). Las rocas sello (lutitas y arcillas) se distribuyen ampliamente desde el Devónico hasta el Neógeno superior.

En la cuenca Madre de Dios, el Grupo Cabanillas expulsó hidrocarburos a partir del Mioceno-Plioceno (5Ma). En la cuenca Ucayali, hacia el sector sur, la expulsión de hidrocarburos se inicia para el Grupo Cabanillas a partir del Mioceno Superior (8Ma), en el Grupo Ambo la expulsión se inicia en una primera etapa entre el Triásico-Jurásico (230-170 Ma) y en una segunda etapa a partir del Cretácico superior (85 Ma), para el Grupo Tarma/Copacabana se inicia a partir del Mioceno inferior (14 Ma), en el sector norte de la cuenca Ucayali, la expulsión de hidrocarburos para el

grupo Cabanillas se inicia entre el Jurásico y el Cretácico (180-115 Ma), para la secuencia Cabanillas/ Ambo se inicio a partir del Mioceno inferior (18 Ma), y el Grupo Tarma/Copacabana comenzó a expulsar en una primera etapa en el cretácico inferior (120-115 Ma) y en una segunda etapa a partir del Mioceno superior (8Ma).

Los tiempos de expulsión de hidrocarburos encontrados en las cuencas estudiadas, presentan una buena relación con el tiempo de formación de trampas estructurales, que se distribuyen en el cretácico superior, Eoceno inferior y Mioceno Superior.

1.2.2 Antecedentes académicos

Al-Kindi y Tayfun Babadagli (2020), en su trabajo de investigación *REPASANDO LA ECUACIÓN DE KELVIN Y ECUACIÓN DE PENG-ROBINSON DE ESTADO PARA UN MODELADO PRECISO DEL COMPORTAMIENTO DE LA FASE DE HIDROCARBURO EN NANO CAPILARES*, deducen que la termodinámica de los fluidos en medios confinados (capilares) es diferente de las condiciones debido a los efectos de la tensión superficial, la humectabilidad y el radio de poro descritos por la ecuación de Kelvin .

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

1.3.1 Identificación del problema.

Existen muchos métodos de simulación numérica para el control del cambio de fase en reservorios convencionales que se han estudiado a lo largo del avance de la carrera de ingeniería petrolera, cómo ser el método de Navier que sirve para determinar los cambios de fase dentro de un reservorio normal. Las ecuaciones que se utilizan para medir las variaciones de presión y temperatura mayormente son las ecuaciones de estado, pero cuando se trabaja en reservorios de esquisto los poros y las características de este tipo de roca no permiten desarrollar una buena evaluación y genera muchos errores.

El problema principal de los reservorios de esquisto es que las ecuaciones convencionales ya no se adaptan a este tipo de sistemas y se necesitan otros métodos para realizar una mejor analogía del comportamiento de cambio de fase entre gas y líquido. Como Bolivia recién se está adaptando a este desarrollo de nuevos reservorios las empresas no están muy familiarizadas con el análisis de estos esquistos y es necesario desarrollar modelos matemáticos capaces de determinar estos cambios para favorecer el desarrollo y determinar volúmenes productivos que generan mayores ganancias para la empresa que administra los hidrocarburos y generar ganancias para el resto del país.

A nivel técnico las ecuaciones convencionales ya no se adaptan en este tipo de reservorios y pueden generar bastantes problemas con el cálculo de volúmenes productivos de gas y afectará la economía de la empresa ya que hará un desbalance económico respecto a las ganancias que se quieren obtener.

1.4 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.

En función a la anterior identificación del problema se puede plantear la siguiente pregunta de investigación para llevar a cabo el proyecto de grado:

¿De qué manera se podrá modelar efectivamente el comportamiento de fase de fluidos nanoconfinados en yacimientos de esquisto bolivianos?

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 Objetivo general

Simular el comportamiento de fase de fluidos nanoconfinados en yacimientos de esquisto bolivianos con la ecuación de Soave-Redlich-Kwong modificado (SRK – m).

1.5.2 Objetivos específicos

- Describir los conceptos fundamentales de los reservorios no convencionales.
- Describir los conceptos fundamentales de ecuaciones de estado.
- Generar modelos matemáticos de evaluación de comportamiento de cambios de la fase fluida en nanoporos con la ecuación de SRK – m.
- Establecer las fórmulas empíricas del espesor de la capa de adsorción y el cambio de temperatura crítica mediante la correlación de los puntos de datos recopilados para resolver el modelo SRK – m.
- Definir parámetros importantes como el coeficiente de distribución de fluidos, el coeficiente de volumen molecular efectivo relativo y el índice de nanoconfinamiento, para comprender el término de volumen molar en el modelo SRK – m.
- Calcular el cambio de temperatura crítica en función del radio de poro y el índice nanoconfinado para reflejar la ley de transformación de fase de los fluidos nanoconfinados para el reservorio de Cuenca Madre de Dios.
- Realizar un análisis de factibilidad técnica y económica del proyecto propuesto.

1.6 JUSTIFICACIÓN

1.6.1 JUSTIFICACIÓN TÉCNICA.

El proyecto desarrolla la aplicación de nuevas ecuaciones de estado para el control de reservorios no convencionales como ser la ecuación de soave redlich kwong y la ecuación de soave redlich-kwong modificado. Este modelado permitirá controlar mejor los cambios de fase y los volúmenes que se pueden obtener en su producción.

Proponer nuevos análisis desarrolla la ciencia en el país y desarrolla la investigación dentro de la carrera de ingeniería petrolera haciendo quedar muy bien a la universidad que es una prestigiosa casa de estudios.

1.6.2 JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA.

El desarrollo de técnicas indirectas para el modelado del comportamiento de cambio de fases de fluidos nano confinados permitirá planificar los costos de operación una vez que se haya realizado el análisis de los volúmenes que se puedan producir en el futuro con este método cuantitativo y proceso de simulación computacional. Al cuantificar los volúmenes se podrá planificar los presupuestos y las futuras ganancias que beneficiarán al desarrollo del país.

1.6.3 JUSTIFICACIÓN SOCIO-AMBIENTAL

El proyecto es amigable con el medio ambiente y con el entorno social que en este caso se considera el ambiente laboral, ya que al ser un método indirecto no perjudica en nada al ambiente y beneficia el desarrollo laboral de los trabajadores generando mayor empleo para aquellos que manejen todo tipo de simuladores numéricos y sistemas computacionales para controlar los cambios de fase en este tipo de reservorios.

1.7 ALCANCE

1.7.1 ALCANCE TEMÁTICO

El proyecto se realizará en base a las materias de Ingeniería de Reservorios I, II y III, Programación Aplicada, Simulación Numérica, Fisicoquímica y el análisis de Reservorios no convencionales.

Por otra parte se propone el desarrollo de nuevas ecuaciones de estado cómo ser la ecuación de Soave Redlich kwong modificado qué ayudará a modelar el comportamiento de fases del reservorio de la Cuenca madre de Dios.

Se aplica el software de simulación numérica matlab qué utilizará la ecuación de estado propuesta.

1.7.2 ALCANCE GEOGRÁFICO.

El proyecto se aplicará en la cuenca Madre de Dios que se encuentra ubicada al SE de la cuenca Ucayali, entre los 12° y 14° de latitud sur y entre los 69° y 72° de longitud oeste, con dirección NW-SE. La cuenca Madre de Dios esta limitada por principales componentes tectónicos como la zona subandina ubicada al S-SW. Al Este, se prolonga hacia el escudo brasileño, al W-NW con el arco de Fitzcarrald y la cuenca Ucayali, en dirección SE la cuenca Madre de Dios se prolonga hasta el Norte de Bolivia donde se le conoce como la cuenca Beni.

1.7.3 ALCANCE TEMPORAL.

El proyecto se realizará está gestión de 2022 a partir de abril hasta el mes de mayo y se piensa defender y exponerlo en el mes de mayo. Por otra parte, el proyecto está realizado con datos actuales entre 2018 a 2021.

CAPÍTULO II: RESERVORIOS NO CONVENCIONALES

2.1 CONCEPTOS GENERALES

2.1.1 SHALE GAS

Shale gas es su nombre en inglés, aunque nosotros lo conocemos como gas de esquisto, de lutita o de pizarra. Se trata de un tipo de gas natural que, en lugar de encontrarse almacenado en “bolsas” bajo tierra, se encuentra esquistado dentro de bloques de rocas sedimentarias formadas a partir de materiales orgánicos.

2.1.2 TIGHT GAS

La capacidad de fluir del gas no depende de la conformación y composición de la roca, sino de su permeabilidad (facilidad de los fluidos para moverse dentro de ella), el Tight gas se encuentra atrapado en rocas impermeables y no porosas de piedra arenisca o formaciones de caliza, normalmente a profundidades de más de 10.000 pies por debajo de la superficie.

La viabilidad de los yacimientos de areniscas se determina por su porosidad, o el espacio abierto entre los granos, y la permeabilidad o la facilidad del fluido o gas con que se mueve a través de la roca.

2.1.3 RESERVORIO NO CONVENCIONAL

Se le dio el nombre de “no convencional” a todo reservorio que difiere de las trampas “convencionales”.

En la actualidad, el término “no convencional” se utiliza de un modo amplio, para hacer referencia a los reservorios cuya porosidad, permeabilidad, mecanismo de entrapamiento u otras características difieren respecto de los reservorios

tradicionales. Bajo la categoría de reservorios no convencionales, y con distintos tipos de complejidad, se incluyen numerosos tipos:

- Shale gas/oil
- Reservorios compactos

2.1.4 RESERVORIO COMPACTO (TIGHT)

Definición arbitraria que no depende de la conformación o composición de la roca sino de la permeabilidad baja, que no permite el flujo del gas hacia el pozo, aunque no tanto como la de los esquistos y lutitas³. Existen otras formaciones o estado de los hidrocarburos que también se consideran no convencionales, como el metano en lechos de carbón (coalbedmethane); petróleo en arcillas (oilshale); los petróleos pesados (heavy oils); el alquitrán en arenas (tarsands); el petróleo extra pesado (extra heavy oil); y los hidratos de metano. Algunos de estos recursos no convencionales se encuentran actualmente en explotación comercial, como el metano en lechos de carbón (Estados Unidos y Australia); el petróleo extra pesado (Venezuela); y el alquitrán en arenas (Canadá), mientras que otros aún no cuentan con un desarrollo tecnológico que permitan su aprovechamiento.

2.1.5 RESERVORIO CONVENCIONAL

En los reservorios o yacimientos convencionales, las características porosas y permeables de las rocas que lo conforman permiten que los hidrocarburos contenidos en sus poros microscópicos fluyan bajo ciertas condiciones hacia el pozo. En estas acumulaciones, por supuesto, es necesario que exista un sello natural (trampa), que haya evitado la fuga del hidrocarburo en su migración desde la roca generadora hacia la superficie. En los reservorios convencionales, además, es normal encontrar (por la densidad y flotabilidad de los hidrocarburos) una

³ Roca sedimentaria detrítica, fisible, de granos finos, formada por la consolidación de partículas del tamaño de la arcilla y el limo en capas relativamente impermeables de escaso espesor.

columna de agua por debajo del petróleo o del gas acumulado. En general, estos reservorios pueden ser desarrollados a través de pozos verticales con las técnicas utilizadas tradicionalmente y con buen caudal de producción, y, salvo excepciones, sin tener que recurrir a técnicas de estimulación especiales (como la estimulación hidráulica) para mejorar sustancialmente la permeabilidad del reservorio.

2.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS RESERVORIOS

Un reservorio es una unidad rocosa de subsuelo que contiene petróleo, gas y/o agua en proporciones variables. Los fluidos se alojan en los espacios porales de la roca generados tanto por porosidad primaria como secundaria. Los reservorios se forman en función de la presión y la temperatura a continuación se explica los efectos de estas variables

2.2.1 Efecto de la Presión en el reservorio

La presión afecta al reservorio, con el factor de gradiente de presión ya que este determina la presión sobre los fluidos, y esta presión es la que ayuda a salir a la superficie a los hidrocarburos de los reservorios.

2.2.2 Efecto de la Temperatura en el reservorio

La temperatura afecta al reservorio, con la propiedad de gradiente de temperatura, ya que la temperatura afecta directamente a las propiedades del hidrocarburo de la siguiente manera: Si la temperatura aumenta, la viscosidad del petróleo disminuye, aumentando la movilidad del petróleo a través de los poros de la formación.

El gas a menudo se produce a mayor profundidad, donde el calor ha dividido los hidrocarburos en moléculas de gas más pequeñas y ligeras.

2.2.3 Efecto de la porosidad de la roca para la producción

La porosidad es la característica física más conocida de un yacimiento de petróleo. Determina los volúmenes de petróleo que puede estar presente y todas las operaciones de recuperación se basan en la determinación de su valor.

La porosidad de un material se define como la fracción del volumen total de la roca no ocupado por el esqueleto mineral de la misma.

En los yacimientos de petróleo representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos y gases. Dicha propiedad determina la capacidad de acumulación y generalmente se expresa en fracción o decimal.

Una de las porosidades que nos interesa en la producción de un reservorio es la porosidad efectiva, ya que como consecuencia de esta se va a mover el fluido hacia los pozos.

2.2.4 Efecto de la Permeabilidad de la roca para la producción

La permeabilidad (k) es otra característica de la roca ya que de ella depende el tipo de movilidad del fluido del reservorio. En un reservorio con arcilla presente en la roca de acumulación esta tiene un efecto considerable sobre la permeabilidad a líquidos, especialmente si reacciona con la arcilla, ya que al hidratarse las arcillas se expandirían e impediría el flujo y así bajaría el nivel de permeabilidad. Se conoce que el gas no reacciona con la arcilla excepto, tal vez, por un poco de agua que puede ser removida.

2.3 YACIMIENTOS DE ACUERDO A LA PRESIÓN

Un yacimiento se puede clasificar de acuerdo a su presión, tomando en cuenta una propiedad del petróleo que es la presión de burbuja, que está en función de la presión y temperatura, y que la temperatura es constante, tomamos como una

variable la presión, y así podemos determinar el tipo de yacimiento de acuerdo a su presión, que se clasifica de la siguiente manera:

2.3.1 Yacimiento Sub-Saturado

Es un yacimiento cuya presión inicial es mayor que la presión en el punto de burbuja. Inicialmente solo se presenta la fase líquida. Las burbujas de gas se desprenden del crudo una vez el punto de burbuja se alcanza. Eventualmente, el gas librado se empieza a aglutinar hasta tener condiciones de flujo hacia el pozo en cantidades cada vez incrementales. Contrariamente, el flujo de crudo decrementa gradualmente y en la etapa de depleción permanece mucho crudo en el yacimiento.

2.3.2 Yacimiento Saturado

Es un yacimiento cuya presión inicial es menor o igual que la presión en el punto de burbuja. Este yacimiento bifásico consiste de una zona gaseosa supra yaciente a una zona líquida. Puesto que la composición del gas y el crudo son completamente diferentes, estas pueden representarse por diagramas de fases individuales que tienen poca relación entre ellas o en composición. La zona líquida está en su punto de burbuja y será producida como un yacimiento sub saturado modificado con la presencia de la capa de gas. La capa de gas está en el punto de rocío y podría ser retrógrada o no retrógrada (yacimiento de gas).

2.4 CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO DE ACUERDO CON EL TIPO DE FLUIDOS DE ALMACENAMIENTO

2.4.1 Petróleo negro ordinario

El diagrama de fase es caracterizado por las líneas de calidad que son aproximadamente equidistantes.

La curva del descenso o encogimiento del líquido se aproxima a la línea recta excepto a presiones muy bajas. Cuando el petróleo negro es producido normalmente se produce una relación GAS-PETROLEO entre 200-700 scf/stb y gravedades del petróleo de 15-40 API° (en el tanque de almacenamiento el petróleo normalmente es de color marron y verde oscuro).

2.4.2 Petróleo volátil

Este tipo de petróleo es comúnmente caracterizado por un alto rendimiento de líquido inmediatamente por debajo del punto de burbuja. Las otras propiedades caracterizadas de este petróleo incluyen:

- Factor volumétrico menor que 2 bbl/stb
- Relación Gas-Petróleo entre 2000-3500 scf/stb
- Gravedad API entre 45-55
- Color verde a naranja

2.4.3 Gas retrogrado-condensado

Si la temperatura de reservorio está entre la temperatura crítica T_c y la cricondetérmica TCT del fluido, el reservorio es clasificado como “retrogrado-condensado”. Esta categoría de reservorio de gas es único en el tipo de acumulación de hidrocarburo, donde el comportamiento especial del fluido es el factor de control en el desarrollo y el proceso de depleción del reservorio.

El fluido existe como un gas a las condiciones iniciales del reservorio cuando la presión de reservorio declina a una temperatura de reservorio constante, la línea del punto de rocío es cruzada y se forma el líquido en el reservorio.

Este líquido también se forma en el sistema de tubería y el separador debido al cambio de presión y temperatura.

Este proceso de condensación retrogrado continua con la disminución de presión hasta que llegue a su máxima condensación de líquidos. Sin embargo, la reducción en la presión permite a las moléculas pesadas comenzar el proceso de evaporización normal. Este es un proceso en el que pocas moléculas de gas golpean la superficie líquida y causan que más moléculas entren a la fase líquida. La curva de rendimiento del volumen de líquido, comúnmente es llamado “curvas de la caída de líquido”.

2.4.4 Gas húmedo

El fluido de reservorio siempre permanece en la región de la fase vapor cuando el reservorio es depletado⁴ isotérmicamente a lo largo de la línea vertical A-B sin embargo cuando el gas producido fluye a la superficie la presión y la temperatura del gas declina.

El gas entra en la región de las dos fases, una fase de líquido condensado fuera del gas es producida a las condiciones de superficie en el separador. Por tal razón nunca se integran las dos fases en el reservorio, únicamente existe la fase gaseosa en el reservorio.

El gas entra en la región de dos fases en la tubería de producción debido a los cambios de presión, temperatura y la separación en la superficie. Esto es causado por una disminución suficiente en la energía cinética de las moléculas pesadas con la caída de la temperatura y su cambio subsiguiente a líquido a través de fuerzas atractivas entre moléculas.

- Los reservorios de gas húmedos:
- Relación gas-petróleo GOR entre 60000 a 100000.
- Gravedad del líquido en el tanque de almacenamiento arriba de 60 API.
- El líquido es de color blanco-agua.
- A las condiciones del separador existe una región de dos fases.
- Densidades menores de 0.75 gr/cm³.

⁴ Depletar, sinónimo de agotar.

- Contenido de licuables en el gas son generalmente por debajo de los 30 bbl/mmpc.

2.4.5 Gas seco

Estos reservorios existen como un gas tanto en el reservorio y en la superficie este tipo de reservorio es lo que se conoce como “gas seco”.

Contienen principalmente metano, con pequeñas cantidades de etano, propano, y más pesados, el fluido de este reservorio entra en la región de dos fases a condiciones de superficie, durante la explotación del reservorio. Teóricamente los reservorios de gas seco no producen líquido en la superficie, por ende, la diferencia entre un gas seco y un gas húmedo es arbitraria y generalmente los sistemas de hidrocarburos que produzcan con relaciones gas petróleo menor de 12000 scf-stb se considera gas seco.

2.5 RÉGIMEN DE PRESIÓN DE RESERVORIO

Es muy importante la presión del yacimiento porque es ésta la que induce al movimiento del petróleo desde los confines del yacimiento hacia los pozos y desde el fondo de éstos a la superficie. A medida que perforamos existe un cambio de presión entre un punto del reservorio y el fondo del pozo a esto se lo denomina gradiente de presión:

2.5.1 Gradiente de Presión

Es el cambio producido en la presión por unidad de profundidad, expresando normalmente en unidades de psi/pie o KPa/m. La presión se incrementa en forma predecible con la profundidad en las áreas de presión normal.

El gradiente de presión hidrostática normal para el agua dulce es de 0,433 psi/pie, o 9,792 kPa/m, y de 0,465 psi/pie para el agua con 100 000 ppm de sólidos disueltos totales (un agua típica de la Costa del Golfo), o 10,516 kPa/m. Las desviaciones respecto de la presión normal se describen como presión alta o baja.

2.6 GAS DE ESQUISTO

Con vistas a la seguridad energética del mundo, la exploración y explotación de los recursos energéticos no convencionales -metano en capas de carbón (CBM), hidrato de gas metano, gas de esquisto, gas centrado en la cuenca, gas de baja permeabilidad, esquisto bituminoso y petróleo pesado- es una tarea pertinente para los geos científicos. El gas de esquisto es el gas natural procedente de formaciones de esquisto que actúan como fuente y como depósito del gas natural. Cada yacimiento de gas de esquisto tiene características únicas. El esquisto tiene una baja permeabilidad de la matriz. Por lo tanto, la producción de gas en cantidades comerciales requiere fracturas para proporcionar permeabilidad. Para una permeabilidad de la matriz y una presión dadas, la producción de gas viene determinada por el número y la complejidad de las fracturas creadas, su conductividad efectiva y la capacidad de reducir eficazmente la presión en toda la red de fracturas para iniciar la producción de gas.

Entender la relación entre la complejidad de las fracturas, la conductividad de las mismas, la permeabilidad de la matriz y la recuperación de gas es un reto fundamental del desarrollo del gas de esquisto. Los yacimientos de gas de esquisto casi siempre tienen dos volúmenes de almacenamiento diferentes (doble porosidad) para los hidrocarburos, la porosidad de la matriz de la roca y las fracturas naturales. Debido a la naturaleza plástica de las formaciones de esquisto, estas fracturas naturales suelen estar cerradas debido a la presión de la roca de sobrecarga. En consecuencia, su bajísima permeabilidad matricial, normalmente del orden de cientos de nanoDarcies (nD), hace imposible la producción convencional no estimulada.

Casi todos los pozos de un yacimiento de gas de esquisto deben ser estimulados hidráulicamente (fracturados) para lograr una producción económica. Se cree que estos tratamientos de fracturación hidráulica reactivan y reconectan la matriz de fracturación natural. Los esquistos y los limos son las rocas sedimentarias más

abundantes de la corteza terrestre. En la geología del petróleo, las pizarras orgánicas son rocas madre y rocas sello que atrapan el petróleo y el gas. En la ingeniería de yacimientos, las pizarras son barreras de flujo. En la simulación y análisis de reservorios, la broca suele encontrar mayores volúmenes de esquisto que de arenas del yacimiento.

En la exploración sísmica, las pizarras que interactúan con otras rocas suelen formar buenos reflectores sísmicos. Por ello, las propiedades sísmicas y petrofísicas de las pizarras y las relaciones entre estas propiedades son importantes tanto para la exploración como para la gestión de los yacimientos. Otra diferencia clave entre los yacimientos de gas convencionales y los de gas de esquisto es el gas adsorbido. El gas adsorbido son moléculas de gas que se adhieren a la superficie de los granos de roca.

La naturaleza del sorbente sólido, la temperatura y la velocidad de difusión del gas afectan a la adsorción. En la actualidad, el único método para determinar con precisión el gas adsorbido en una formación es el muestreo y el análisis de núcleos. La comprensión de los efectos de la adsorción en el análisis de los datos de producción aumenta la eficacia de la gestión de los yacimientos en estos entornos difíciles. Los yacimientos contienen gas natural tanto en los espacios porosos de la roca del yacimiento como en la superficie de los propios granos de roca, lo que se denomina gas adsorbido. Se trata de un problema complicado, ya que el tiempo de desorción, la presión de desorción y el volumen del gas adsorbido influyen en la forma en que este gas afecta a la producción del sistema total. La adsorción puede permitir que se produzcan cantidades significativamente mayores de gas. Los yacimientos de gas de esquisto presentan un problema único para el análisis de los datos de producción. Los efectos del gas adsorbido no se comprenden claramente, salvo que tiende a aumentar la producción y la recuperación final. Los fenómenos de almacenamiento y flujo de gas en los sedimentos de gas de esquisto son una combinación de diferentes procesos de control.

CAPÍTULO III: MODELADO DEL COMPORTAMIENTO DE FASE DE FLUIDOS NANOCONFINADOS EN YACIMIENTOS DE ESQUISTO CON LA ECUACIÓN DE SOAVE-REDLICH-KWONG

3.1 MODELO CONVENCIONAL DE READLICH KWONG

Las predicciones de equilibrio de fases han cobrado gran importancia en todas las fases de la industria petrolera y química, incluyendo todo tipo de operaciones de producción de petróleo, plantas de procesamiento de gas, técnicas de recuperación mejorada de petróleo como el desplazamiento de CO₂, la inyección de disolventes de hidrocarburos, etc.

El conocimiento de las propiedades y el comportamiento de las fases de los fluidos de los yacimientos petrolíferos solía obtenerse de forma experimental, especialmente cuando se hacía complejo y complicado por la presencia de mezclas de gases no hidrocarburos como el CO₂, el H₂S y el nitrógeno a altas temperaturas y presiones. Con un método de predicción del equilibrio de fases preciso y fiable, esta información se obtendrá con un enorme ahorro de tiempo y costes.

Estudios anteriores de Yarborough, han demostrado que la ecuación de estado de RedlichKwong puede adaptarse para su uso en el cálculo de las relaciones típicas de comportamiento de fase de los hidrocarburos. Además de las predicciones de equilibrio de fases, la ecuación R-K también puede predecir salidas de entalpía fiables y cálculos de relaciones P-V-T seleccionados. La modificación más aceptada de la ecuación R-K es la propuesta por Soave en 1972.

La ecuación SRK se prefiere a otras ecuaciones con numerosas constantes, porque no sólo es sencilla de utilizar, sino que también da resultados razonablemente precisos.

Según Erbar y West (83), su único defecto es la predicción de las densidades de los líquidos, habiéndose comprobado su precisión en la predicción de los coeficientes de equilibrio, las densidades de vapor, la entalpía y las salidas de entropía.

La forma original de la ecuación R-K es:

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a}{T^{1/2}V(V + b)} \quad (3.1)$$

La forma de Soave es:

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a(T)}{V(V + b)} \quad (3.2)$$

Por otra parte, Soave propuso que:

$$b(T) = b(T_c) \quad (3.3)$$

$$a(T) = a(T_c)(T_r) \quad (3.4)$$

y que

$$\alpha_i^{1/2} = 1 + m_i \left(1 - T_{r_i}^{1/2}\right) \quad (3.5)$$

Esta forma de la ecuación (3.5) predice que α se desvanece y luego comienza a aumentar de nuevo a altas T_r . Esto es contrario a la observación de una función monótonica y decreciente de T_r

El objetivo principal de este estudio era encontrar un modelo mejor para a . Los valores de los parámetros del nuevo modelo a debían calcularse forzando la ecuación de estado SRK para que coincidieran con las presiones de vapor experimentales de los componentes puros desde el punto triple hasta el punto crítico. Los datos de presión de vapor y volumétricos que se utilizaron fueron los de N_2 , CO_2 , H_2S e hidrocarburos ligeros, incluyendo parafinas, alquenos y aromáticos.

Los parámetros obtenidos del nuevo modelo a debían correlacionarse como funciones del factor acéntrico, w . Este trabajo debía extenderse a las mezclas binarias de H_2S , CO_2 , N_2 e hidrocarburos ligeros, en las que debían utilizarse reglas de mezcla estándar para obtener los parámetros de interacción óptimos para estos binarios. Se debía derivar una expresión para la salida de entalpía del componente puro y de la mezcla que reflejara el nuevo modelo.

Esta expresión se utilizaría para comprobar la eficacia de la nueva ecuación de estado *SRK* modificada en las predicciones de la salida de entalpía.

3.2 LA ECUACIÓN DE SOAVE REDLICH KWONG MODIFICADA

La ecuación *SRK* era lo bastante sencilla para que fuese posible su aplicación en los ordenadores de 1972 (mucho menos potentes y rápidos que los actuales), y fue el primer método de cálculo basado en la utilización de ordenadores que encontró amplia aplicación en el diseño de procesos. Su campo de aplicación, originalmente restringido a compuestos ligeros no polares, se extendió a sustancias pesadas (incluyendo polímeros) y a compuestos muy polares. Para permitir la ampliación a dichos sistemas, han tenido que ser añadidas muchas modificaciones y mejoras, lo cual en algunos casos ha reducido la simplicidad del método original.

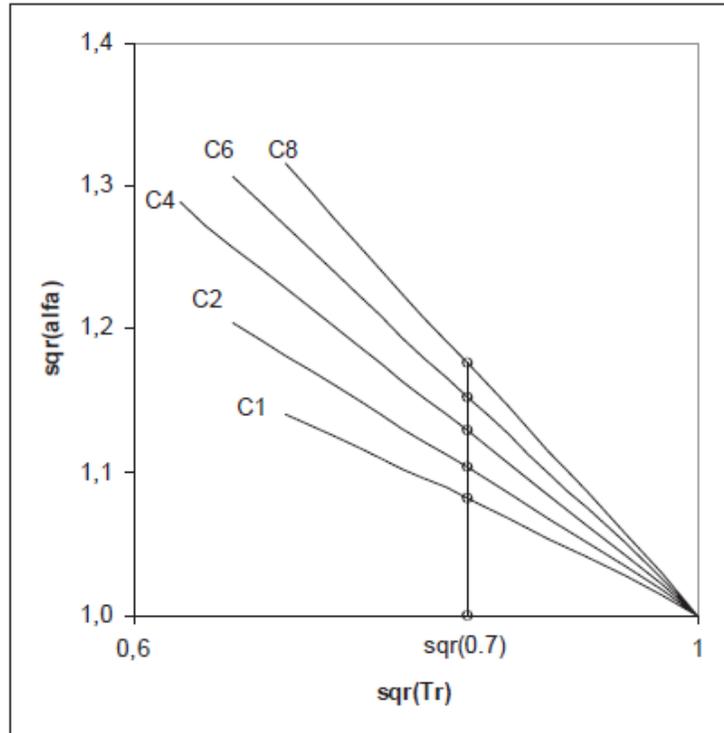
3.2.1 Dependencia con la temperatura de los parámetros de la ecuación de estado

Para el covolumen, b , normalmente se asume un valor constante que se obtiene imponiendo las condiciones del punto crítico. Se ha demostrado que se requiere un covolumen constante para mantener la estabilidad térmica a alta presión.

Sin embargo, el parámetro atractivo, a , debe ser dependiente de la temperatura para poder ajustar las presiones de vapor de los compuestos puros. Esta dependencia se introduce en términos de la temperatura reducida, T_r , a través de α , $a(T) = a(T_c) \cdot \alpha$

No existe una relación universal α -Tr válida para todos los compuestos. Inicialmente, la ecuación SRK propuso la linealidad, tal como se muestra en la Figura 3.1:

Figura 3. 1 Dependencia de α con la temperatura reducida



Fuente: SRK después de muchos Años, Giorgio Soave & Baudilio Coto, 2007

La expresión propuesta para α es:

$$\alpha_i = \frac{a_i(T)}{a_i(T_{ci})} = [1 + m(\omega_i)(1 - \sqrt{T_{ri}})]^2 \quad (3.6)$$

$$m_i = 0.48 + 1.574\omega_i - 0.176\omega_i^2 \quad (3.7)$$

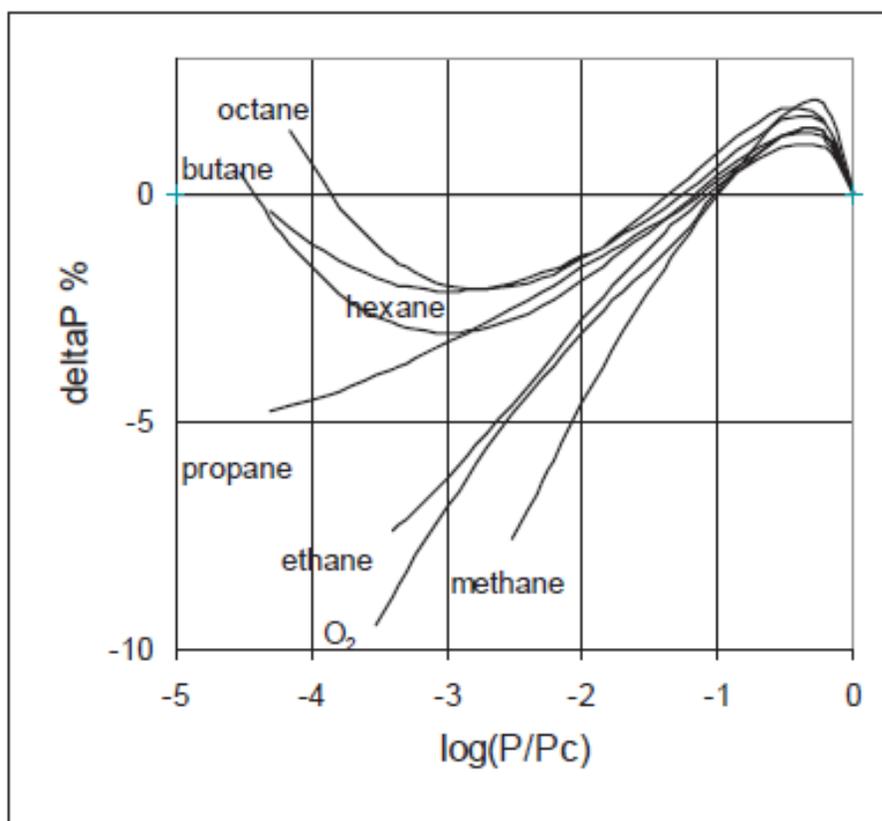
Dichas expresiones son muy simples (solo se utiliza ω para definir cada componente) pero resultan poco precisas para compuestos no polares por debajo de sus temperaturas de ebullición normales y muy imprecisas para compuestos polares en todo el rango de temperaturas.

La expresión propuesta para la ecuación SRK debe ser utilizada solo para compuestos no polares para los que se conoce la temperatura de ebullición pero no se dispone de presiones de vapor experimentales (por ejemplo hidrocarburos pesados). Cuando dichas presiones de vapor están disponibles, es preferible utilizar ecuaciones más precisas, por ejemplo la debida a Mathias y Copeman (MC):

$$\sqrt{\alpha(T_r)} = 1 + m_1(1 - \sqrt{T_r}) + m_2(1 - \sqrt{T_r})^2 + m_3(1 - \sqrt{T_r})^3 \quad (3.8)$$

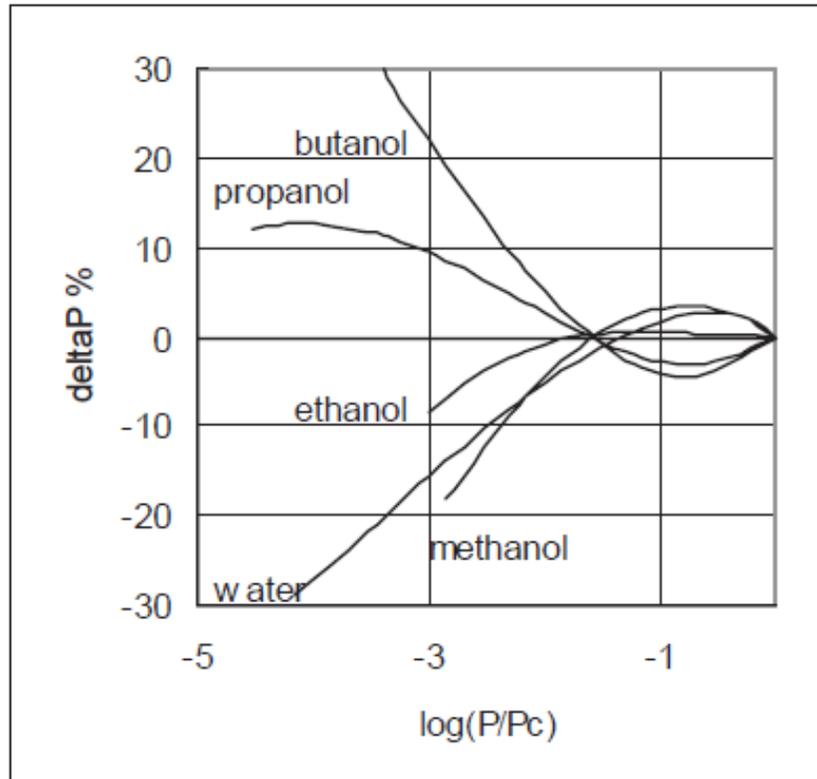
Los coeficientes m_i se obtienen del ajuste de presiones de vapor de compuestos puros.

Figura 3. 2 Desviaciones en la presión de vapor para compuestos no polares



Fuente: SRK después de muchos Años, Giorgio Soave & Baudilio Coto, 2007

Figura 3. 3 Desviaciones en la presión de vapor para compuestos polares



Fuente: SRK después de muchos Años, Giorgio Soave & Baudilio Coto, 2007

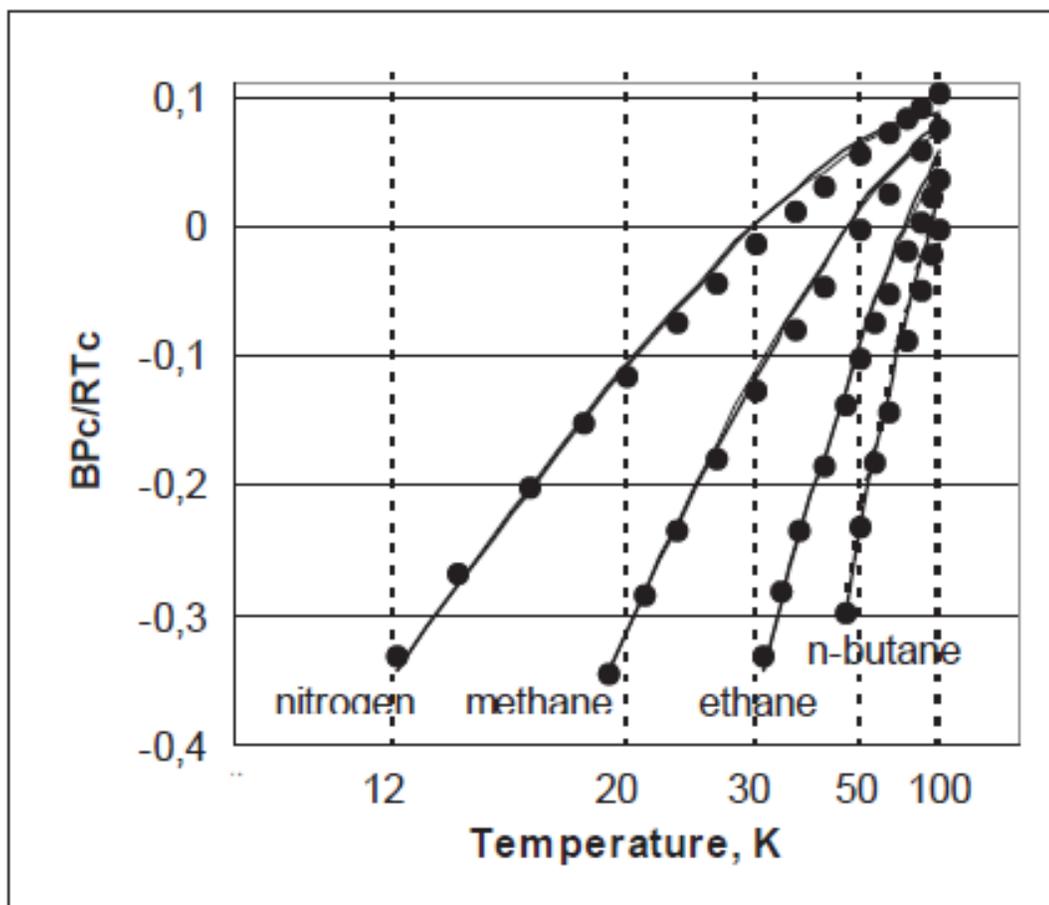
Para temperaturas supercríticas, $T > T_c$, dada la no disponibilidad de datos de presión de vapor, α debe ser estimado. Es bastante común extrapolar por encima de la temperatura crítica la ecuación obtenida para $\alpha(T_r)$. Desafortunadamente la ecuación MC diverge cuando $T > T_c$ (debido a los términos potenciales en T_r), y lo usual es truncarla imponiendo $m_2 = m_3 = 0$, aunque esto introduce una discontinuidad de las derivadas de α (i.e. h , S , C_p) en la temperatura crítica.

Un procedimiento más riguroso consiste en sustituir la expresión MC cuando $T_r > 1$ por otra ecuación manteniendo la primera y segunda derivadas de α :

$$\alpha = 1 + m_1(1 - \sqrt{T_r}) + (m_2/4)(1 - 1/T_r)^2 \quad (3.9)$$

Ambas ecuaciones (MC truncada y la nueva) reproducen con suficiente precisión los segundos coeficientes de Virial⁵, las propiedades de los gases, a altas temperaturas como se puede ver en la Figura 3.4.

Figura 3. 4 Segundo coeficiente de Virial (línea continua: MC, línea discontinua: ecuación modificada)



Fuente: SRK después de muchos Años, Giorgio Soave & Baudilio Coto, 2007

3.2.2 Mejora de la descripción de las propiedades volumétricas

Las ecuaciones de estado cúbicas, en general, no son precisas para determinar densidades, especialmente para líquidos y/o cerca del punto crítico. Puede ser

⁵ El factor de compresibilidad de un gas puede desarrollarse en una serie en potencias de la densidad. Los coeficientes de dicha serie reciben el nombre de coeficientes del virial.

verificado matemáticamente que dichas ecuaciones no pueden ser precisas cerca del punto crítico.

Sin embargo, la ecuación RK es la que da mejores resultados, en promedio, para sustancias ligeras, a lo largo de la isoterma crítica

Una buena mejora (propuesta para SRK pero que podría ser aplicable con éxito a cualquier ecuación de estado) se consigue utilizando un desplazamiento volumétrico (Peneloux, 1972), es decir, reemplazando el volumen (v) en la ecuación por $(v+d)$:

$$P = \frac{RT}{v + d - b} - \frac{a(T)}{(v + d)(v + d + b)} \quad (3.10)$$

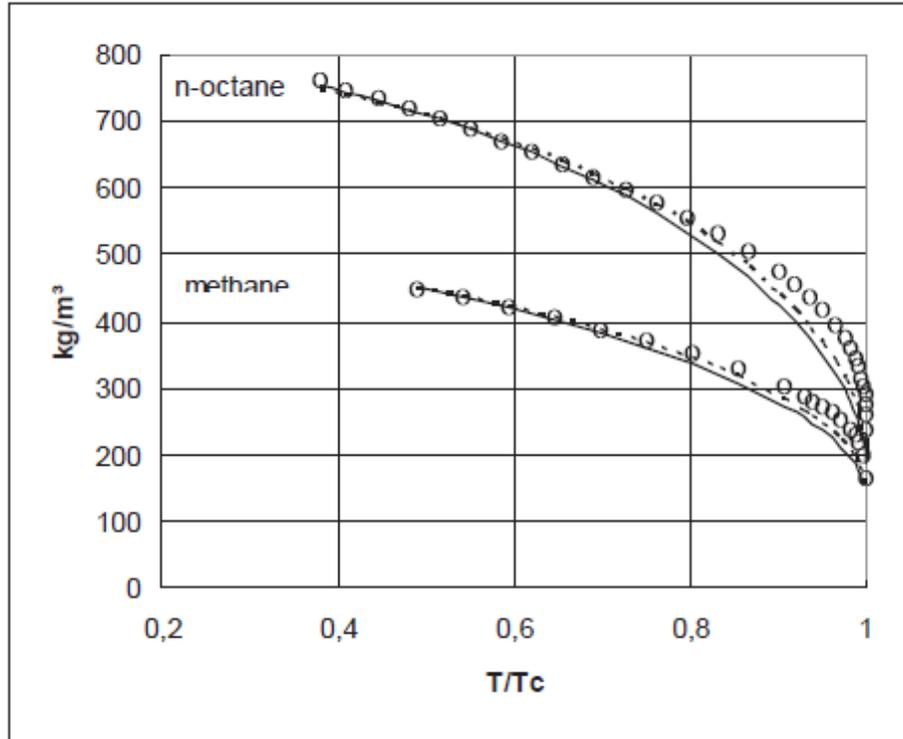
$$d = \sum_i x_i d_i = \sum_i x_i \delta_i RT_{ci} / P_{ci} \quad (3.11)$$

donde la magnitud adimensional i es una constante específica para cada componente, que se determina a partir de un valor de densidad del líquido (frecuentemente a la temperatura de ebullición o a 20°C). En la ecuación SRK se fija $\delta_i=0$ para compuestos ligeros, ya que la ecuación original SRK suministra valores de densidad correctos para el metano líquido.

Por resolución de la ecuación cúbica se obtiene $(v+d)$ y basta restar el parámetro d para obtener el volumen molar.

La introducción del desplazamiento del volumen multiplica por el mismo factor los coeficientes de fugacidad en ambas fases. De este modo la descripción del equilibrio de fases.

Figura 3. 5 Densidades del líquido saturado para metano y n-octano: valores experimentales (círculos) y calculados con desplazamiento volumétrico mediante la ecuación SRK (línea continua) y PR (línea discontinua).



Fuente: SRK después de muchos Años, Giorgio Soave & Baudilio Coto, 2007

3.2.3 Reglas de mezcla

Las reglas de mezcla clásicas se pueden formular mediante las siguientes expresiones:

$$a = \sum_i \sum_j x_i x_j a_{ij} = \sum_i \sum_j x_i x_j (1 - k_{ij}) \sqrt{a_i a_j} = \sum_i x_i b_i b \quad (3.12)$$

Donde:

α_{kj} : Coeficiente de distribución del fluido

b_j : Coeficiente de volumen molecular

x_j : Índice de Nano confinamiento

a_j : Atracción molecular

Dichas reglas de mezcla cuadráticas clásicas son muy adecuadas para reproducir el equilibrio de fases de la mayoría de los sistemas con compuestos polares y no polares (sin asociación). Para ello es necesario que las presiones de vapor de los compuestos puros se reproduzcan de forma precisa (usando expresiones multiparamétricas para α) y se utilicen valores adecuados para k_{ij} (es una suposición muy común para hidrocarburos tomar $k_{ij}=0$, pero es una aproximación solo válida para pares alcano-alcano).

3.3 MODELO DE SOAVE-REDLICH-KWONG MODIFICADO PARA FLUIDOS NANOCONFINADOS EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

3.3.1 Principio

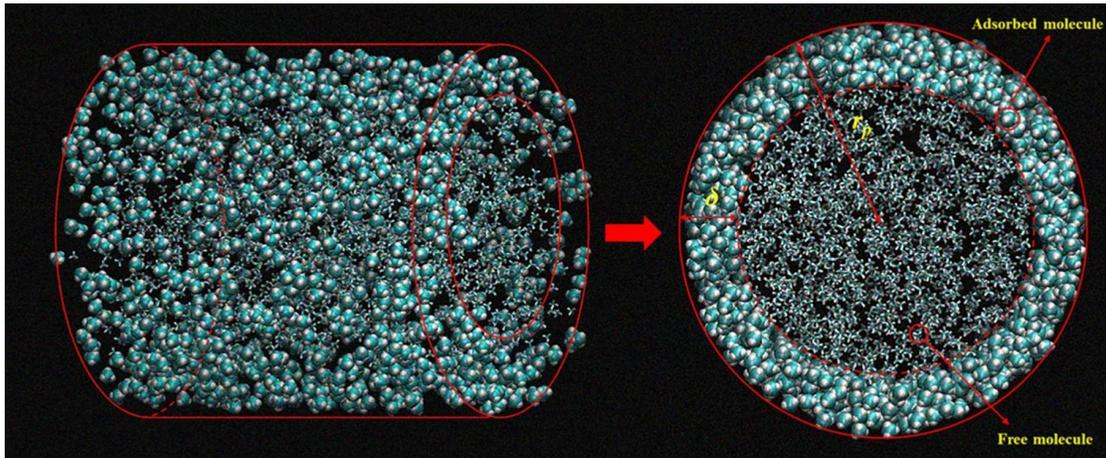
Las fuerzas intermoleculares en los nanoporos consisten en la interacción molécula-molécula y la interacción molécula-pared. Dado que la interacción de la pared molecular es significativamente más intensa que la interacción molécula-molécula, conducirá a una distribución de densidad no uniforme de las moléculas de fluido en los nanoporos y formará capas moleculares adsorbidas cerca de las paredes de los poros [31,42]. Es precisamente debido a la existencia de moléculas adsorbidas que se altera el término de volumen molar de las moléculas de fluido en el modelo SRK. Por lo tanto, la corrección del término de volumen molar es la premisa para modelar con precisión el comportamiento de fase de los fluidos nanoconfinados.

3.3.2 Modificación del volumen molar de fluidos nanoconfinados

La geometría del modelo de nanoporos empleada en este trabajo se asume como un cilindro liso, y los fluidos confinados en nanoporos consisten en moléculas libres y adsorbidas (Fig. 3.6). La interacción de todas las moléculas de fluido comprende la interacción molécula-molécula y la interacción molécula-pared. Para facilitar los cálculos, el modelo de nanoporos se simplifica de forma que se supone que la

superficie de la capa de adsorción es homogénea. Además, se considera la capacidad de adsorción como una constante en una condición específica del yacimiento.

Figura 3. 6 Diagrama esquemático de la distribución de fluidos en el modelo de nanoporos



Fuente: Determination of confined fluid phase behavior using extended Peng-Robinson EOS, 2019

En medios porosos macroscópicos, el volumen molar de las moléculas de fluido a granel V_m se puede expresar como:

$$V_m = \frac{V_p}{N_t/N_A} \quad (3.13)$$

Donde:

V_p es el volumen total de poros

N_t es la cantidad de moléculas de fluido totales

N_A es la constante de Avogadro

Como se discutió anteriormente, considerando las moléculas adsorbidas en los nanoporos inducidos por el efecto de confinamiento, el volumen molar de las nanomoléculas de fluido confinadas V_m' se define como:

$$V_m' = \frac{V_p}{\frac{N_t - N_a}{N_A}} \quad (3.14)$$

Donde:

N_a es la cantidad de moléculas adsorbidas.

Aparentemente, el volumen molar de las moléculas de fluido nanoconfinadas se refiere al de las moléculas libres en los nanoporos. Geométricamente, el volumen de poro total V_p y el volumen de la capa de adsorción V_a se pueden representar como:

$$V_p = \pi r_p^2 L \quad (3.15)$$

$$V_a = \pi r_p^2 L - \pi (r_p - \delta)^2 L = \delta(2r_p - \delta)\pi L \quad (3.16)$$

Donde:

r_p es el radio del poro

L es el poro longitud

δ es el espesor de la capa de adsorción.

El método de cálculo detallado del espesor de la capa de adsorción se describirá más adelante. Independientemente de las moléculas adsorbidas o moléculas libres, el espacio ocupado por molécula no es el volumen molecular real considerando la interacción entre moléculas. Por lo tanto, el coeficiente de volumen efectivo de las moléculas adsorbidas ϵ_a y las moléculas libres ϵ_f se definen de la siguiente manera:

$$\epsilon_a = \frac{V_{a-eff}}{V_{mol}} \quad (3.17)$$

$$\epsilon_f = \frac{V_{f-eff}}{V_{mol}} \quad (3.18)$$

Donde:

V_{a-eff} es el volumen efectivo por molécula adsorbida

V_{f-eff} es el volumen efectivo de por molécula libre

V_{mol} es el volumen molecular real

El volumen total de poros V_p , la cantidad de moléculas adsorbidas de N_a y las moléculas totales de fluido N_t se pueden redefinir en términos del volumen molecular efectivo como:

$$V_p = V_a + V_f = N_a V_{a-eff} + N_f V_{f-eff} \quad (3.19)$$

$$N_a = \frac{V_a}{V_{a-eff}} = \frac{\delta(2r_p - \delta)\pi L}{\varepsilon_a V_{mol}} \quad (3.20)$$

$$N_t = N_a + N_f = \frac{\delta(2r_p - \delta)\pi L}{\varepsilon_a V_{mol}} + \frac{\pi r_p^2 L - \delta(2r_p - \delta)\pi L}{\varepsilon_f V_{mol}} \quad (3.21)$$

Donde

V_f es el volumen total de la capa molecular libre.

Combinando Ecs. (1), (2), (8) y (9), el volumen molar de las moléculas de fluido nanoconfinadas V_m' se puede reescribir como:

$$V_m' = \frac{N_t}{N_t - N_a} V_m = \left[1 + \frac{\varepsilon_f \delta(2r_p - \delta)}{\varepsilon_a (r_p - \delta)^2} \right] V_m \quad (3.22)$$

Para incorporar la influencia del efecto de confinamiento en el comportamiento de la fase fluida, el coeficiente de distribución de fluido ψ y el coeficiente de volumen molecular efectivo relativo η se introducen en las Ecs. (10), que pueden expresarse respectivamente como:

$$\psi = \frac{r_p}{\delta} \quad (3.23)$$

$$\eta = \frac{\varepsilon_f}{\varepsilon_a} \quad (3.24)$$

El coeficiente de distribución de fluidos ψ refleja la influencia del efecto de confinamiento en la distribución de moléculas de fluido, es decir, las reservas recuperables en esquisto depósitos de petróleo. Mientras que el coeficiente de volumen molecular efectivo relativo η muestra la fuerza del efecto de confinamiento. Simplificando la Ec. (10) al introducir los dos coeficientes anteriores se obtiene

$$V'_m = \kappa V_m \quad (3.25)$$

$$\kappa = 1 + \eta \frac{2\psi - 1}{(\psi - 1)^2} \quad (3.26)$$

Donde:

κ es el índice nanoconfinado, que puede caracterizar exhaustivamente la ley de transformación de fase de los fluidos nanoconfinados⁶.

3.3.3 Solución para SRK modificado en fluido Nano confinado

La ecuación de SRK – m conocida es:

$$P = \frac{RT}{V'_m - b} - \frac{a\alpha}{V'_m(V'_m + b)} \quad (3.27)$$

Pero, al introducir el término de volumen molar corregido para fluidos nanoconfinados en el SRK – m, la ecuación SRK modificado se puede expresar como:

⁶ Obtenemos el reemplazo para futuras expresiones más adelante:

$$V'_m = \left[1 + \eta \frac{2\psi - 1}{(\psi - 1)^2} \right] V_m$$

$$P = \frac{RT}{\left[1 + \eta \frac{2\psi - 1}{(\psi - 1)^2}\right] V_m - b} - \frac{a\alpha}{\left[1 + \eta \frac{2\psi - 1}{(\psi - 1)^2}\right] V_m \left\{ \left[1 + \eta \frac{2\psi - 1}{(\psi - 1)^2}\right] V_m + b \right\}} \quad (3.28)$$

Donde:

α es un parámetro dependiente de la temperatura que equivale a 1 a la temperatura crítica.

A las temperaturas T excepto para la temperatura crítica T_c , el parámetro α se expresa de la siguiente manera:

$$\alpha = \left[1 + m (1 - \sqrt{T_r})\right]^2 \quad (3.29)$$

Donde:

T_r es la temperatura reducida⁷.

El parámetro m está relacionado con el factor acéntrico ω para producir

$$m = 0,315 + 1,60\omega - 0,166\omega^2 \quad (3.30)$$

Como se sabe, a partir de la isoterma crítica, existe un punto de inflexión horizontal en el punto crítico,

$$\left[\frac{\partial P}{\partial V_m}\right]_{T_c} = \left[\frac{\partial^2 P}{\partial V_m^2}\right]_{T_c} = 0 \quad (3.31)$$

Deduciendo la solución para los parámetros a y b , se presenta nuevamente la ecuación de estado en el modelo SRK – m (Ec. (3.27)) en función de k :

⁷ La temperatura reducida se calcula con la siguiente expresión:

$$T_r = \frac{T}{T_c}$$

$$P = \frac{RT}{\kappa V_m - b} - \frac{a\alpha}{\kappa V_m(\kappa V_m + b)} \quad (3.31)$$

Aplicando las restricciones de punto crítico se tiene la primera y segunda derivada respecto a V_m como:

$$\frac{\partial P}{\partial V} = -\frac{\kappa RT_c}{\kappa V_c - b} + \frac{a\alpha}{b} \left[\frac{\kappa}{(\kappa V_c)^2} - \frac{\kappa}{(\kappa V_c + b)^2} \right] \quad (3.32)$$

$$\frac{\partial^2 P}{\partial V^2} = \frac{2\kappa^2 RT_c}{(\kappa V_c - b)^2} - \frac{a\alpha}{b} \left[\frac{2\kappa^2}{(\kappa V_c)^3} - \frac{2\kappa^2}{(\kappa V_c + b)^3} \right] \quad (3.33)$$

Considerando que el coeficiente α es igual a 1 en el punto crítico igualando a cero gracias a la definición de derivada anteriormente demostrado en la ecuación (3.31), se tiene entonces:

$$-\frac{\kappa RT_c}{\kappa V_c - b} + \frac{a}{b} \left[\frac{\kappa}{(\kappa V_c)^2} - \frac{\kappa}{(\kappa V_c + b)^2} \right] = 0 \quad (3.34)$$

$$\frac{2\kappa^2 RT_c}{(\kappa V_c - b)^2} - \frac{a}{b} \left[\frac{2\kappa^2}{(\kappa V_c)^3} - \frac{2\kappa^2}{(\kappa V_c + b)^3} \right] = 0 \quad (3.35)$$

Igualando la ecuación (3.34) con la ecuación (3.35), la ecuación resultante será entonces:

$$\frac{2\kappa^2 RT_c}{(\kappa V_c - b)^2} + \frac{\kappa RT_c}{\kappa V_c - b} = \frac{a}{b} \left[\frac{2\kappa^2}{(\kappa V_c)^3} - \frac{2\kappa^2}{(\kappa V_c + b)^3} \right] - \frac{a}{b} \left[\frac{\kappa}{(\kappa V_c)^2} - \frac{\kappa}{(\kappa V_c + b)^2} \right] \quad (3.36)$$

Resolviendo y factorizando, se llega a obtener la siguiente expresión:

$$\frac{1}{(\kappa V_c)^3} + \frac{1}{(\kappa V_c + b)^3} = \frac{1}{(\kappa V_c)^2(\kappa V_c - b)} - \frac{1}{(\kappa V_c + b)^2(\kappa V_c - b)} \quad (3.37)$$

Luego para el factor b, se tiene:

$$b = 0,2599\kappa V_c \quad (3.38)$$

Para hallar a, reemplazamos el factor b en la ecuación (3.34) y se tiene posteriormente:

$$a = 1,28244\kappa V_c R T_c \quad (3.39)$$

Por lo tanto, las Ecs. (3.38) y (3.39) se sustituyen en la ecuación (3.31) para dar

$$a = 0,42748 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \quad (3.40)$$

$$b = \frac{0,08664}{1 + \eta \frac{2\psi - 1}{(\psi - 1)^2}} \frac{R T_c}{P_c} \quad (3.41)$$

donde

P_c es la presión crítica

R es la constante del gas ideal.

Todavía tiene dos parámetros desconocidos ψ y η , cuyas fórmulas analíticas se derivarán en los próximos puntos.

3.3.4 Correlación para el espesor de la capa de adsorción

En esta sección se propuso una fórmula empírica para calcular el espesor de la capa de adsorción. Sobre la base de los principios termodinámicos, Zhang (S.K. Singh & J.K. Singh, 2011) derivaron una formulación analítica y calcularon el espesor de la capa de adsorción de diferentes componentes de hidrocarburos puros en diferentes radios de poro.

$$\delta = o(r_p)^p + q \quad (3.42)$$

Los parámetros o , p y q en la Eq. (3.42) se correlacionan con el peso molecular para dar

$$o = -8,789 \times PM^{-1,316} + 0,5018 \quad (3.43)$$

$$p = 1,079 \times 10^{-4} \times PM^{1,322} - 0,6188 \quad (3.44)$$

$$q = 0.7506 \times PM^{0,2881} + 0,38 \quad (3.45)$$

Donde:

PM es el peso molecular de los componentes puros. La bondad de ajuste

El espesor de la capa de adsorción de los componentes puros disminuye a medida que aumenta el radio de poro y puede ser insignificante cuando el tamaño de los poros es lo suficientemente grande.

3.3.5 Correlación para los cambios de propiedades críticas

En los nanoporos de esquisto, el número de moléculas libres está relacionado con la porosidad total, mientras que el área superficial específica de los poros se utiliza para calcular el número de moléculas adsorbidas.

La temperatura crítica en un reservorio confinado se define mediante la correlación de Lennard-Jones:

$$\Delta T_c = 0.961 \left(\frac{r_p}{\sigma_{LJ}} \right)^{-0,892}, \quad 0 < \ln \left(\frac{r_p}{\sigma_{LJ}} \right) < 2 \quad (3.46)$$

$$\Delta T_c = 29,40 \left(\frac{r_p}{\sigma_{LJ}} \right)^{-2,506}, \quad \ln \left(\frac{r_p}{\sigma_{LJ}} \right) < 2 \quad (3.47)$$

Donde:

σ_{LJ} es el parámetro de tamaño de Lennard-Jones en [nm] y está dado por:

$$\sigma_{LJ} = 0.244 \left(\frac{T_c}{P_c} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (3.48)$$

Vale la pena señalar que la unidad de la presión crítica P_c en esta expresión es la atmósfera (atm). Es necesario convertir para poner en correspondencia con la unidad de presión mencionada anteriormente.

Basado en las Ecs. (3.40) y (3.41), la temperatura crítica T_c' y la presión P_c' de los fluidos nanoconfinados se pueden derivar como:

$$T_c' = \frac{0,20268}{1 + \eta \frac{2\psi - 1}{(\psi - 1)^2}} \frac{a}{bR} \quad (3.49)$$

$$P_c' = \frac{0,01756}{\left[1 + \eta \frac{2\psi - 1}{(\psi - 1)^2} \right]^2} \frac{a}{b^2} \quad (3.50)$$

Para caracterizar cuantitativamente el efecto de confinamiento inducido la derivación de las propiedades críticas, los cambios adimensionales de la temperatura crítica ΔT_c y la presión ΔP_c se definen como sigue:

$$\Delta T_c = \frac{T_c - T_c'}{T_c} = \frac{\eta(2\psi - 1)}{(\psi - 1)^2 + \eta(2\psi - 1)} \quad (3.51)$$

$$\Delta P_c = \frac{P_c - P_c'}{P_c} = \frac{2\eta(2\psi - 1)(\psi - 1)^2 + [\eta(2\psi - 1)]^2}{(\psi - 1)^4 + [\eta(2\psi - 1)]^2} \quad (3.52)$$

Al imponer la Ec. (3.46) y (3.49) en la ecuación. (3.51), el coeficiente de volumen molecular efectivo relativo η se puede resolver como la siguiente expresión:

$$\eta = \frac{0.961 \left(\frac{r_p}{\sigma_{LJ}}\right)^{-0.892} \left(\frac{r_p}{\delta} - 1\right)^2}{1 - 0.961 \left(\frac{r_p}{\sigma_{LJ}}\right)^{-0.892} \frac{2r_p}{\delta} - 1}, \quad 0 < \ln\left(\frac{r_p}{\sigma_{LJ}}\right) < 2 \quad (3.53)$$

$$\eta = \frac{29,40 \left(\frac{r_p}{\sigma_{LJ}}\right)^{-2,506} \left(\frac{r_p}{\delta} - 1\right)^2}{1 - 29,40 \left(\frac{r_p}{\sigma_{LJ}}\right)^{-2,506} \frac{2r_p}{\delta} - 1}, \quad \ln\left(\frac{r_p}{\sigma_{LJ}}\right) > 2 \quad (3.54)$$

Hasta ahora, la forma analítica de los parámetros a , b , ψ y η en el m-SRK se derivan por completo, y se establecen dos nuevas fórmulas analíticas para la temperatura crítica y el cambio de presión que se expresan como Eqs. (3.51) y (3.52). Físicamente, los parámetros definidos deben poseer su significado físico. Por lo tanto, el coeficiente de distribución de fluido ψ propuesto anteriormente, el coeficiente de volumen molecular efectivo relativo η y el índice de nanoconfinamiento κ se analizan para explorar el efecto de confinamiento en el comportamiento de la fase fluida en los nanoporos.

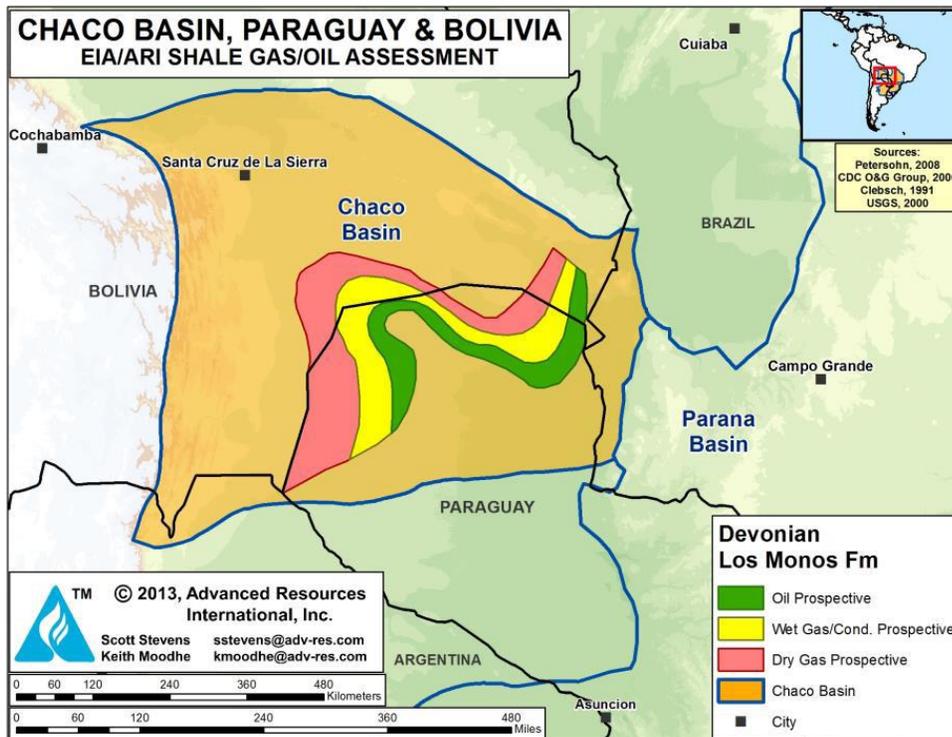
CAPÍTULO IV: INGENIERÍA DEL PROYECTO

4.1 DATOS DEL RESERVORIO

Composición del gas

Bolivia es el decimoséptimo país en el mundo en términos de reservas de gas de esquisto. Bolivia tiene aproximadamente 48 trillones de pies cúbicos (TCF) de gas de esquisto en sus reservas⁸. La gran mayoría de este gas está en la reserva del Chaco en Tarija y Santa Cruz, que tiene 37 TCF de gas en profundidades entre 1000 y 5000 metros bajo el suelo⁹.

Figura 4. 1 Características de reservas de gas de esquisto en Bolivia



Fuente: Avances Resources International Inc, 2013

⁸ EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment,” Advanced Resources International, 2013, sección VII

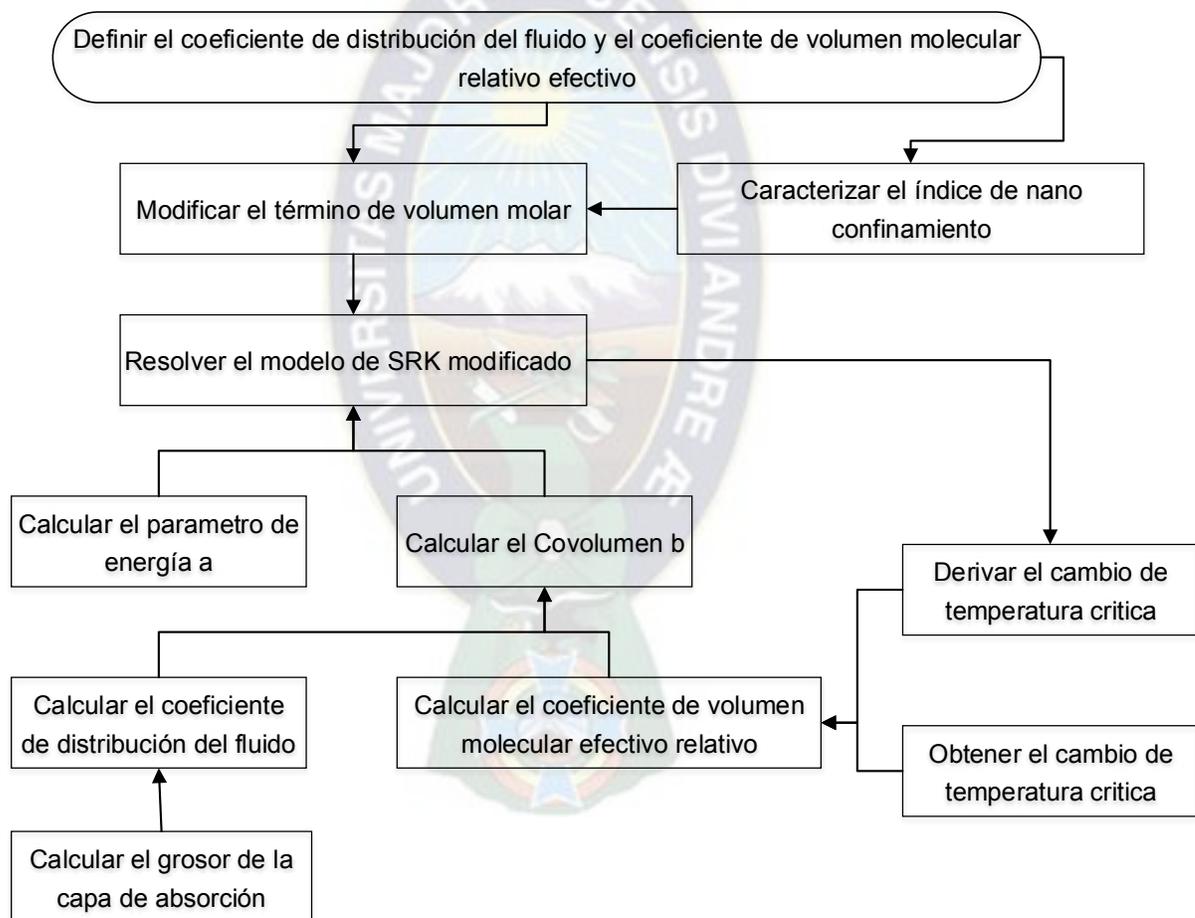
⁹ Vello Kuuskraa et al., “World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States,” Advanced Resources International, 2011-04, p. IV-21

4.2 PROCESO ANALÍTICO DEL COMPORTAMIENTO DEL NANO CONFINAMIENTO

4.2.1 Algoritmo del proceso

A continuación se presenta el siguiente diagrama de flujo para resolver el algoritmo del modelo propuesto:

Figura 4. 2 D.F. para el análisis del comportamiento de fase del reservorio



Fuente: Elaboración propia en base a proceso de simulación

En el anterior recuadro se puede observar el proceso iterativo para llevar a cabo el análisis y la simulación, desde la definición de los coeficientes de distribución de

fluido y volumen molecular, hasta la modificación y caracterización de los índices de Nano confinamiento y volumen molar.

4.2.2 Características de la mezcla

Se tiene la composición del gas de esquisto del Sub Andino:

COMPONENTE	FRACCION PESO MOLECULAR (g/mol)	XI*PMI
CH4	0,7702	16 12,3232
C2H6	0,08	30 2,4
C3H8	0,0078	44 0,3432
C4H10	0,022	58 1,276
CO2	0,12	44 5,28
TOTAL	1	21,6224

Fuente: Anuario Estadístico: Producción, Transporte, Refinación Almacenaje y Comercialización de Hidrocarburos, Ministerio de Hidrocarburos y Energía, La Paz, Bolivia, 2020

Entonces el peso molecular es igual a:

$$PM = 21,6224 \left(\frac{g}{mol} \right)$$

4.2.3 Cálculo del espesor de la capa de adsorción

Utilizamos la ecuación (3.42) definida en el anterior capítulo:

$$\delta = o(r_p)^p + q$$

Calculando los parámetros o, o y q; se tienen:

$$\begin{aligned}o &= -8,789 \times PM^{-1,316} + 0,5018 \\o &= -8,789 \times 21,6224^{-1,316} + 0,5018 \\o &= 0,3479\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}p &= 1,079 \times 10^{-4} \times PM^{1,322} - 0,6188 \\p &= 1,079 \times 10^{-4} \times 21,6224^{1,322} - 0,6188 \\p &= -0,6125\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}q &= 0.7506 \times PM^{0,2881} + 0,38 \\q &= 0.7506 \times 21,6224^{0,2881} + 0,38 \\q &= 1,8506\end{aligned}$$

Hallando entonces el espesor de la capa de adsorción:

$$\delta = 0,3479 \times (r_p)^{-0,6125} + 1,8506$$

Para el radio de poro de 100 nm, se tiene entonces:

$$\begin{aligned}\delta &= 0,3479 \times (100)^{-0,6125} + 1,8506 \\ \delta &= 1,8713 \text{ (nm)}\end{aligned}$$

4.2.4 Cálculo del coeficiente de distribución del fluido:

Para el cálculo utilizamos la ecuación

$$\psi = \frac{r_p}{\delta}$$

Reemplazando:

$$\psi = \frac{100}{1,8713}$$

$$\psi = 53,44$$

4.2.5 Cálculo del coeficiente de volumen molecular efectivo relativo η

Parámetro de tamaño de Leonard-Jhonnes:

$$\sigma_{LJ} = 0.244 \left(\frac{T_c}{P_c} \right)^{\frac{1}{3}}$$

Para la temperatura crítica y presión crítica de la mezcla de gas:

COMPONENTE	FRACCION	TC [R]	XI*TC	PC [ATM]	XI*PC
CH4	0,7702	342,91	264,109282	45,34	34,920868
C2H6	0,0800	549,5	43,96	48,07	3,8456
C3H8	0,0078	665,64	5,191992	41,95	0,32721
C4H10	0,0220	734,04	16,14888	35,86	0,78892
CO2	0,1200	547,8	65,736	72,83	8,7396
TOTAL	1		395,146154		48,622198

Fuente: Anuario Estadístico: Producción, Transporte, Refinación Almacenaje y Comercialización de Hidrocarburos, Ministerio de Hidrocarburos y Energía, La Paz, Bolivia, 2020

Se tiene entonces:

$$P_c = 48,6222 \text{ (atm)} \approx 4,93 \text{ (MPa)}$$

$$T_c = 395,1461 (^{\circ}R) \approx 219,5256 K$$

Reemplazando:

$$\sigma_{LJ} = 0.244 \left(\frac{219,5256}{48,6222} \right)^{\frac{1}{3}}$$

$$\sigma_{LJ} = 0,4033 (nm)$$

Para la relación logarítmica:

$$Rel = \ln \left(\frac{r_p}{\sigma_{LJ}} \right)$$

$$Rel = \ln \left(\frac{100}{0,4033} \right) = 5,5132$$

Como la relación logarítmica es mayor a 2, se utiliza la siguiente relación establecida en el anterior capítulo:

$$\eta = \frac{29,40 \left(\frac{r_p}{\sigma_{LJ}} \right)^{-2,506} \left(\frac{r_p}{\delta} - 1 \right)^2}{1 - 29,40 \left(\frac{r_p}{\sigma_{LJ}} \right)^{-2,506} \frac{2r_p}{\delta} - 1}$$

$$\eta = \frac{29,40 \left(\frac{100}{0,4033} \right)^{-2,506} \left(\frac{100}{1,8713} - 1 \right)^2}{1 - 29,40 \left(\frac{100}{0,4033} \right)^{-2,506} \frac{2 \times 100}{1,8713} - 1}$$

$$\eta = 0,0358$$

4.2.6 Cálculo de la variación de la presión crítica y temperatura crítica

Para la variación de la temperatura

$$\Delta T_c = \frac{\eta(2\psi - 1)}{(\psi - 1)^2 + \eta(2\psi - 1)}$$

$$\Delta T_c = \frac{0,0358 * (2 * (53,44) - 1)}{(53,44 - 1)^2 + 0,0358 * (2 * (53,44) - 1)}$$

Luego la variación de la temperatura crítica será igual a:

$$\Delta T_c = 0,0013 \text{ K}$$

$$0,0013 = \frac{219,52 - T'_c}{219,52}$$

$$T'_c = 219,23 \text{ K}$$

Para la variación de la presión:

$$\Delta P_c = \frac{2\eta(2\psi - 1)(\psi - 1)^2 + [\eta(2\psi - 1)]^2}{(\psi - 1)^4 + [\eta(2\psi - 1)]^2}$$

$$\Delta P_c = \frac{2 * 0,0358 * ((2 * 53,44) - 1)(53,44 - 1)^2 + [0,0358 * ((2 * 53,44) - 1)]^2}{(53,44 - 1)^4 + [0,0358 * ((2 * 53,44) - 1)]^2}$$

Luego la variación de la presión crítica será igual a:

$$\Delta P_c = 0,0028 \text{ (atm)}$$

$$0,0028 = \frac{48,62 - P'_c}{48,62}$$

$$P'_c = 48,48 \text{ (atm)}$$

4.2.7 Cálculo de los factores de arreglo

Para factor de tracción molecular:

$$a = 0,42748 \frac{R^2 T_c'^2}{P'_c}$$

$$a = 0,42748 \frac{\left(0,082 \left[\frac{\text{atm} * \text{L}}{\text{mol} * \text{K}}\right]\right)^2 (219,23\text{K})^2}{48,48 \text{ atm}}$$

$$a = 2,85 \left(\frac{\text{atm} * \text{L}^2}{\text{mol}^2}\right)$$

Para el co-volumen:

$$b = \frac{0,08664}{1 + \eta \frac{2\psi - 1}{(\psi - 1)^2}} \frac{RT'_c}{P'_c}$$

$$b = \frac{0,08664}{1 + 0,0358 \frac{(2 * 53,44) - 1}{(53,44 - 1)^2}} \frac{0,082 \left[\frac{\text{atm} * \text{L}}{\text{mol} * \text{K}}\right] \times 219,23 \text{ K}}{48,48 \text{ atm}}$$

$$b = 0,032 \left(\frac{\text{L}}{\text{mol}}\right)$$

Para el factor acéntrico:

COMPONENTE	FRACCION	FACTOR ACÉNTRICO	WI*PMI
CH4	0,7702	0,008	0,0062
C2H6	0,08	0,098	0,0078
C3H8	0,0078	0,152	0,0012
C4H10	0,022	0,193	0,0024
CO2	0,12	0,225	0,0270
TOTAL	1		0,0446

Fuente: Anuario Estadístico: Producción, Transporte, Refinación Almacenaje y Comercialización de Hidrocarburos, Ministerio de Hidrocarburos y Energía, La Paz, Bolivia, 2020

Entonces el factor acéntrico es igual a:

$$\omega = 0,0446$$

Para el parámetro m se tiene:

$$m = 0,315 + 1,60\omega - 0,166\omega^2$$

$$m = 0,315 + 1,60 \times 0,0446 - 0,166 \times 0,0446^2$$

$$m = 0,3860$$

Para el parámetro α se tiene::

$$\alpha = [1 + m (1 - \sqrt{T_r})]^2$$

Pero se sabe que la temperatura reducida es igual a:

$$T_r = \frac{T}{T_c}$$

$$T_r = \frac{500 \text{ K}}{219,23 \text{ K}} = 2,28$$

Luego:

$$\alpha = [1 + 0,3860 (1 - \sqrt{2,28})]^2$$

$$\alpha = 0,6451$$

4.2.8 Cálculo de la presión con la ecuación SRK – m del reservorio de esquistos

Se tiene entonces la ecuación SRK – m para fluidos nanoconfinados:

$$P = \frac{RT}{\left[1 + \eta \frac{2\psi - 1}{(\psi - 1)^2}\right] - b} - \frac{a\alpha}{\left[1 + \eta \frac{2\psi - 1}{(\psi - 1)^2}\right] \left\{ \left[1 + \eta \frac{2\psi - 1}{(\psi - 1)^2}\right] + b \right\}}$$

Reemplazando los valores necesarios anteriormente calculado para una temperatura de 500 K, se tiene:

$$P = \frac{0,082 * 500}{\left[1 + 0,0358 \frac{(2 * 53,44) - 1}{(53,44 - 1)^2}\right] - 0,032} - \frac{2,85 * 0,645}{\left[1 + 0,0358 \frac{(2 * 53,44) - 1}{(53,44 - 1)^2}\right] \left\{ \left[1 + 0,0358 \frac{(2 * 53,44) - 1}{(53,44 - 1)^2}\right] + 0,032 \right\}}$$

$$P = 40,52 \text{ atm}$$

Hasta el momento solo se ha calculado un punto que relaciona la presión y la temperatura pero se debe calcular varias veces la presión a diferentes temperaturas

para armar la curva de fase. Hacerlo a mano resulta muy complicado, por lo tanto a continuación se presenta el programa para llevar a cabo la iteración y armar la curva completa que relaciona la presión y la temperatura del reservorio de esquisto. También debe considerar la variación de el radio de poro, entonces es necesario aplicar una simulación para todo el reservorio.

4.3 PROGRAMA PARA LA ECUACION DE REDLICH-KWONG

A continuación se presenta los códigos utilizados

```

MATLAB Drive > sekm1.m
1 %Utilizando un menu para seleccionar un método para la solución de
2 %ecuaciones no lineales.
3 clear, clc
4 metodo=menu('Por el Metodo de soave-Riedlich-Kwong que desea calcular?:','Volumen',
5 syms x
6 switch metodo
7 %Calculo del volumen molar
8 case 1
9 disp('Calculo del volumen molar')
10 Pc=input('Introduzca la Presion critica del gas (atm):')
11 R=input('Introduzca la constante R (atm*L/mol*°K):')
12 Tc=input('Introduzca la Temperatura Critica del gas (°K):')
13 T=input('Introduzca la Temperaturadel gas (°K):')
14 a=0.42747*(R^2)*(Tc^2)/(Pc);
15 b=0.086864*Pc*Tc/Pc

```

```

MATLAB Drive > SRK.m
37 y0=subs(fx,Vo);
38 df0=subs(df,Vo);
39 Vn=Vo-(y0)/(df0);
40 fprintf('Iteracion%3d: Vn=%4.4f\n',i,Vn)
41 if abs(y0/df0)<10E-9
42 disp('Por el método de Newton Raphson:')
43 fprintf('En %3.0d iteraciones se encontró la convergencia = %4.4f\n',i,Vn)
44 return
45 else
46 Vo=Vn;
47 end
48 ezplot(fx),grid on
49 line([-20,0;20,0],[0,-20;0,20],'color','r')
50 end
51 case 2

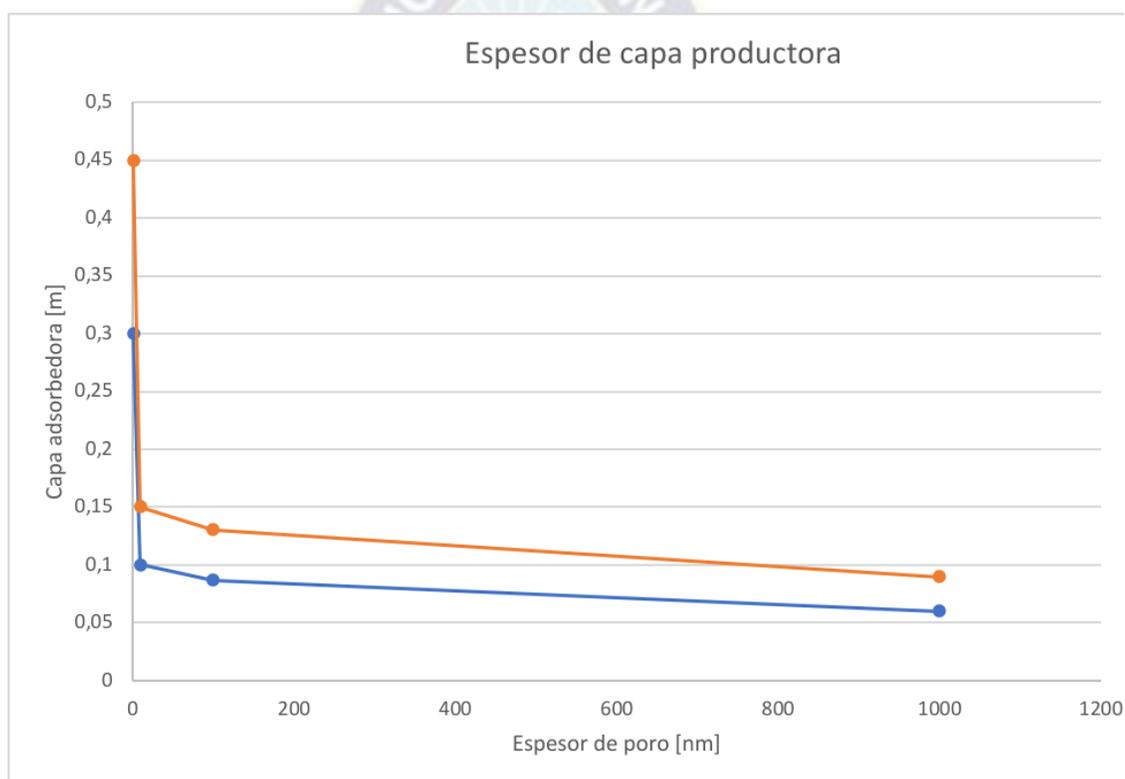
```

4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación se presentan las gráficas de los modelos planteados para cada caso de análisis.

Las graficas que se obtienen a continuación se trabajaron con 2 diferentes volúmenes críticos, entonces se pusieron en las graficas como serie 1 y serie 2 donde¹⁰:

Gráfica 4. 1 Espesor de capa productora de los modelos planteados



Fuente: Elaboración propia, 2022

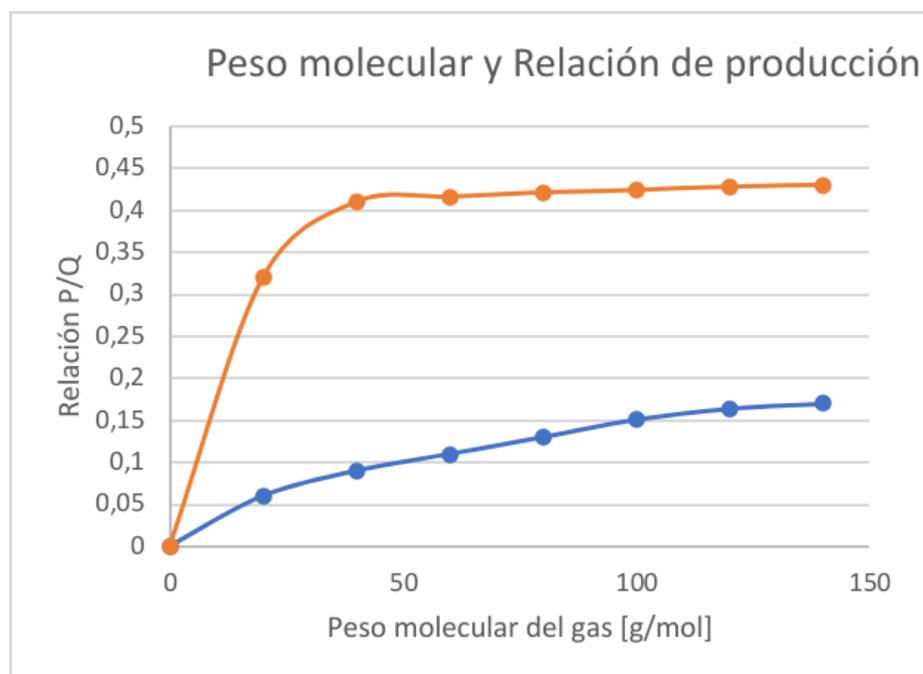
En la anterior figura se puede observar que a medida que se incrementa el espesor de poro disminuye la capacidad de absorción del fluido y la extracción de la mezcla

¹⁰ Serie 1 se trabajó con un volumen de 0.8 (L / mol) (curva naranja)

Serie 2 se trabajó con un volumen de 1.2 (L / mol) (curva azul)

durante la producción de este reservorio confinado. Es necesario realizar un fracturamiento adecuado para poder romper estas fracturas y facilitar el flujo del gas y del fluido que se encuentra en este reservorio.

Gráfica 4. 2 peso molecular y relación de producción



Fuente: Elaboración propia, 2022

Se han realizado para diferentes densidades de gas dentro de este reservorio de esquisto la comparación entre el peso molecular del gas y la relación de presión y caudal y demostrando que a mayor existe una menor proporción de caudal y generación de presión para la producción de este reservorio. Eso quiere decir que se necesita mayor presión si la densidad del fluido es alta. Por otra parte también se puede observar que el peso molecular influye bastante en la exigencia de la producción y Es más pesado extraer el fluido lo cual debe existir una relación óptima entre presión y caudal Qué es entre los valores de 0 15 a 040.

Si realizamos una analogía se tiene entonces:

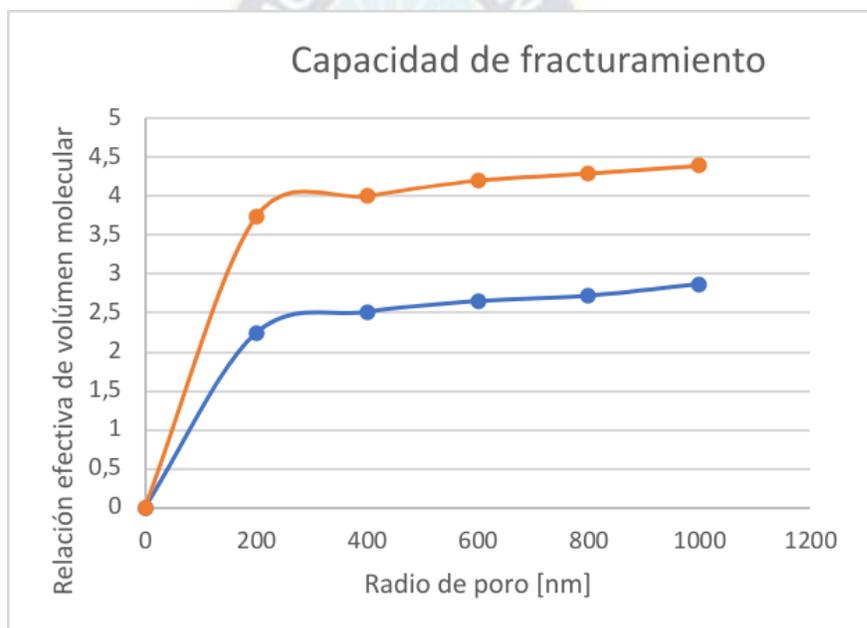
$$0,15 = \frac{P}{Q}$$

Luego despejando

$$Q = 6,67 \times P$$

Y se puede entender que mientras más pesado el líquido contenido en el reservorio más presión se necesita para generar mayor caudal de producción

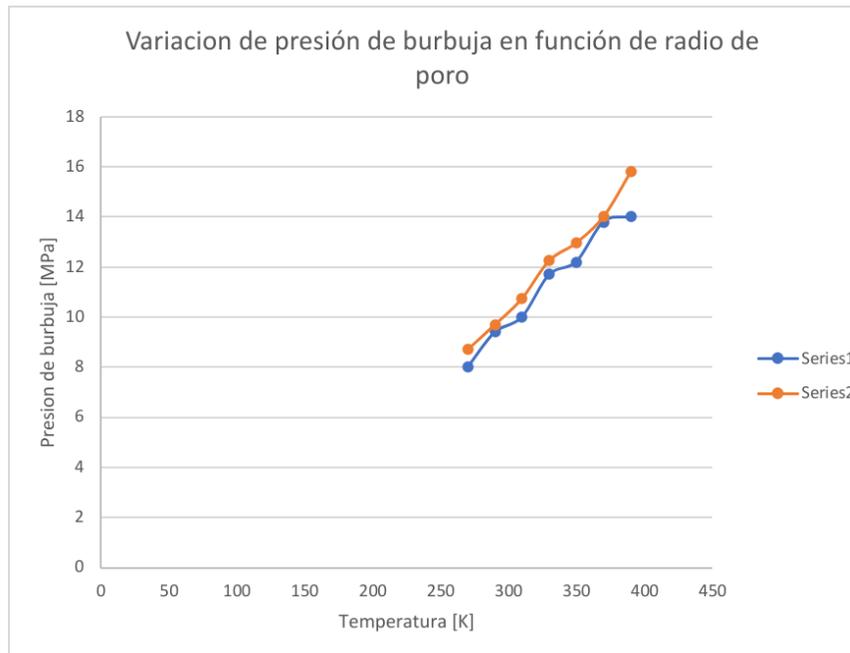
Gráfica 4. 3 Capacidad de fracturamiento



Fuente: Elaboración propia, 2022

En la anterior figura se puede ver la relación de volumen molar y el radio de poro donde a mayor radio existe mayor peso molecular que se acumula de gas pero el incremento es menor y tiende a ser entre un intervalo de 2 a 4 en volumen molar

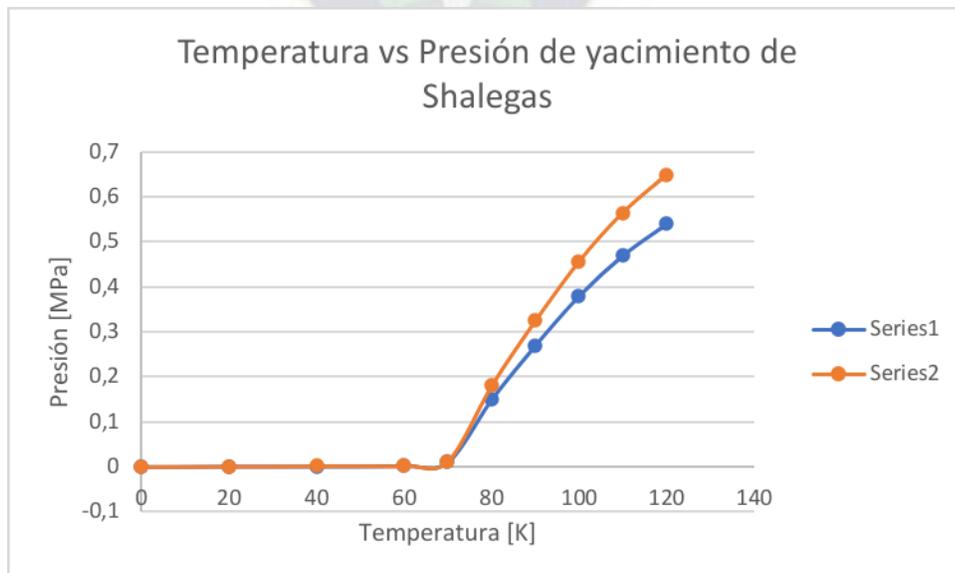
Gráfica 4. 4 variación de presión de burbuja en función de radio de poro



Fuente: Elaboración propia, 2022

en la anterior gráfica se puede ver una relación lineal entre la temperatura y la presión de burbuja en el reservorio y se cumple la ley general de los gases donde la presión es directamente proporcional a la temperatura.

Gráfica 4. 5 Temperatura vs presión de yacimiento de Shalegas



Fuente: Elaboración propia, 2022

En el modelo anterior de SRK modificado se puede ver que la relación También es directamente lineal pero forma una parábola

Realizamos una comparación de datos para obtener una regresión lineal y se tiene:

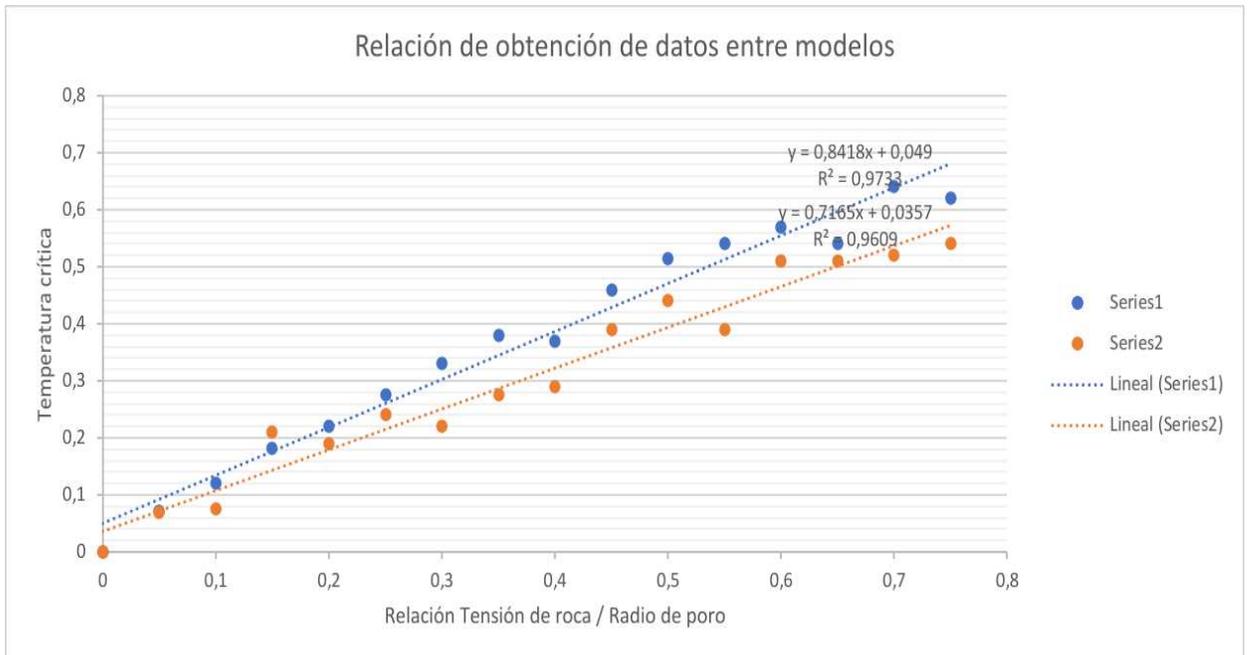
Tabla 4. 2 Comparacion de datos

	SRK	RK
E/rp	Tc	Tc
0	0	0
0,05	0,072	0,069
0,1	0,12	0,076
0,15	0,181	0,21
0,2	0,22	0,19
0,25	0,276	0,24
0,3	0,33	0,22
0,35	0,38	0,275
0,4	0,37	0,29
0,45	0,46	0,39
0,5	0,515	0,44
0,55	0,54	0,39
0,6	0,57	0,51
0,65	0,54	0,51
0,7	0,64	0,52
0,75	0,62	0,54

Fuente: elaboración propia,2022

De estos resultado simulado se compara y se escoge el método modificado ya que es el que más se asemeja a una recta

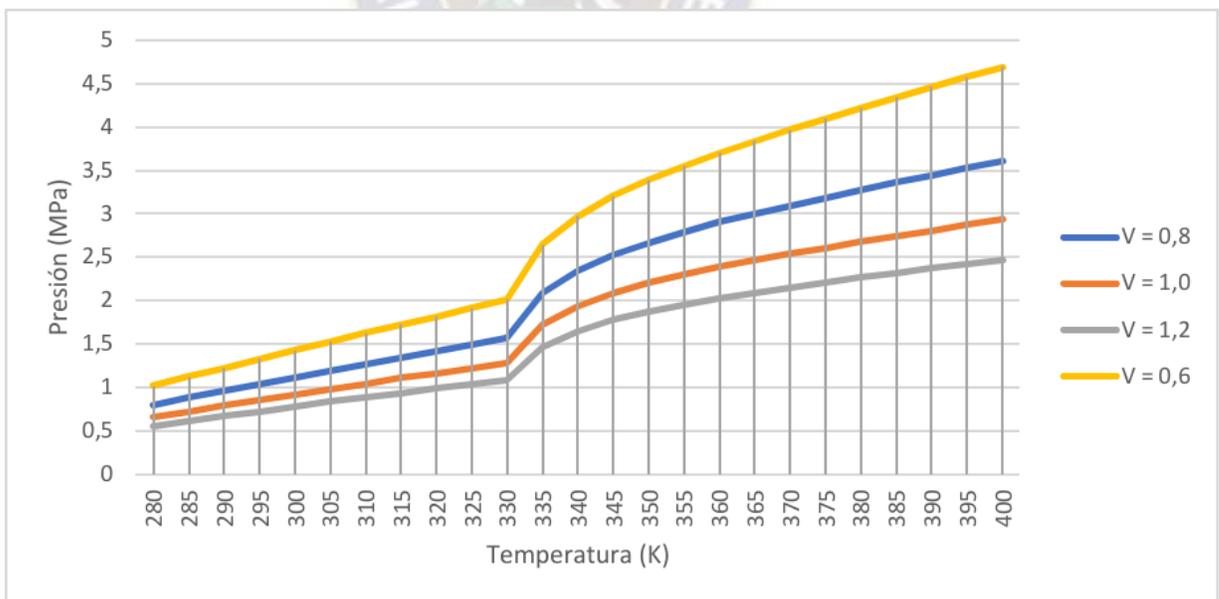
Gráfica 4. 6 relación de obtención de datos entre modelos



Fuente: Elaboración propia, 2022

Para la curva de fases se obtienen los siguientes resultados:

Gráfica 4. 7 Curvas de fases radios de poro

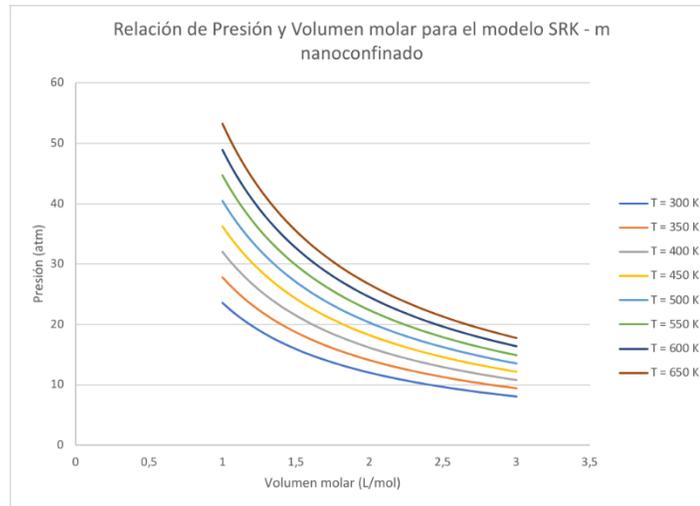


Fuente: Elaboración propia, 2022

En la Gráfica 4.7 se puede observar el arreglo de curvas de fases para distintos radios de poro encontrando el punto crítico a los 330 K aproximadamente.

Posteriormente se presenta la relación entre presión y volumen para diferentes temperaturas.

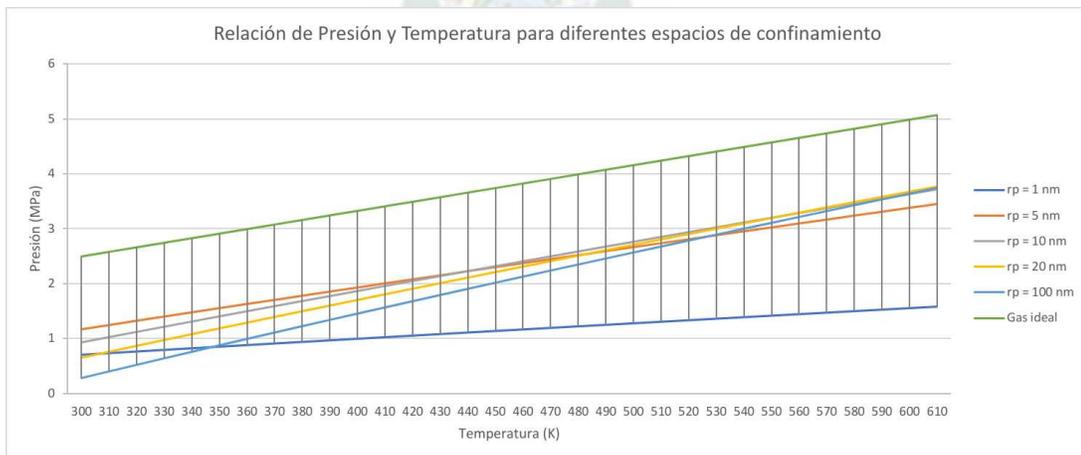
Gráfica 4. 8 Relación de presión y volumen molar para diferentes temperaturas



Fuente: Elaboración propia, 2022

Pero si comparamos la presión y la temperatura con diferentes modelos Se observa el siguiente comportamiento:

Gráfica 4. 9 Relación de presión y temperatura para diferentes radios de poro

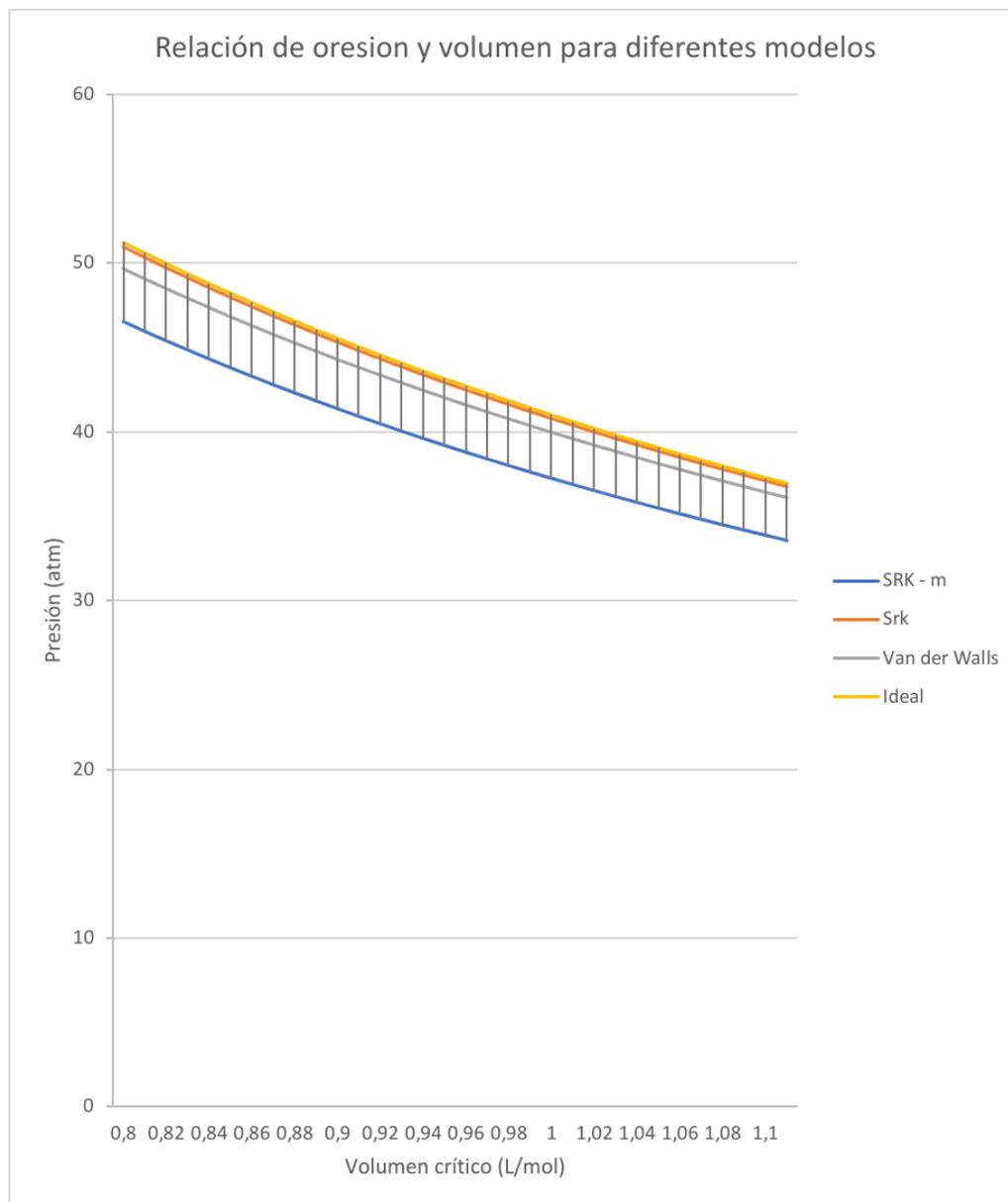


Fuente: Elaboración propia, 2022

Se observa claramente que para diferentes radios los valores de presión y temperatura varían considerablemente.

Para relación de presión y volumen para diferentes modelos se tiene la siguiente gráfica:

Gráfica 4. 10 Relación de presión

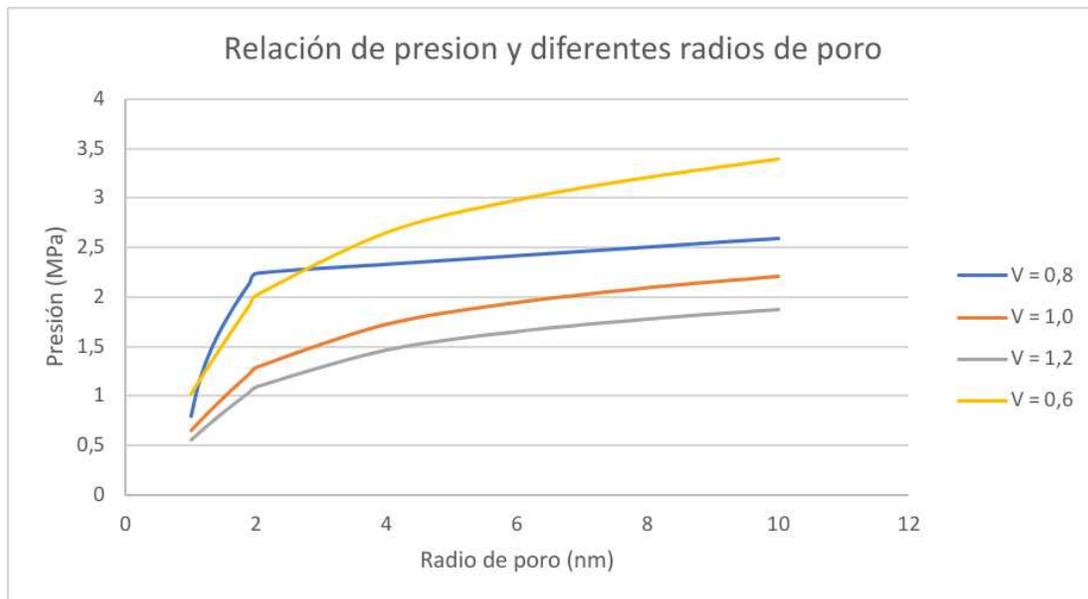


Fuente: Elaboración propia, 2022

Se observa que los valores del modelo planteado SRK son menores a comparación de los otros modelos debido al Nano confinamiento existente y el modelo de gas ideal se aleja bastante de los valores hallados

A continuación se presenta la relación de presión y radio de poro con diferentes volúmenes críticos.

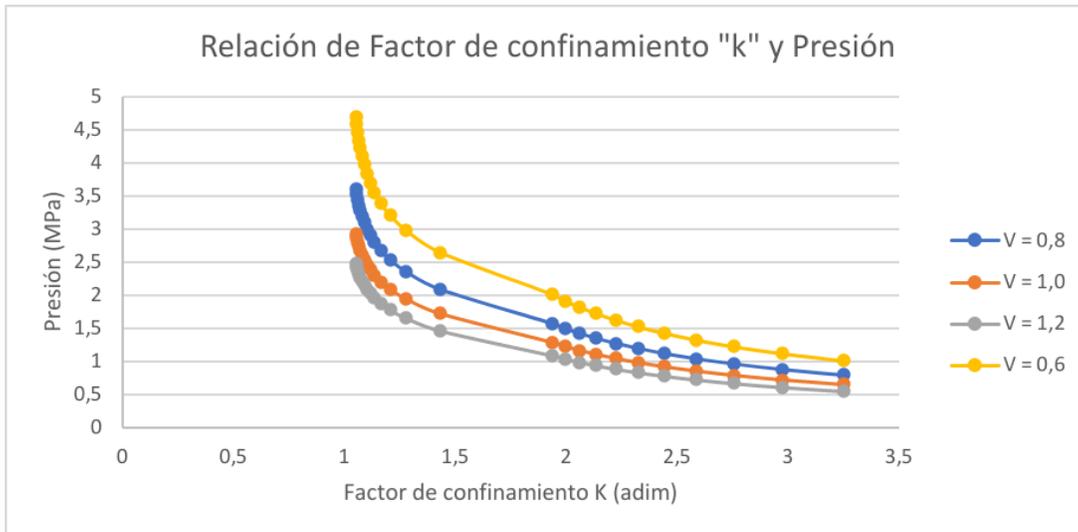
Gráfica 4. 11 Relación de presión y radio de poro



Fuente: Elaboración propia, 2022

Se observa que el radio de poro influye bastante en la presión y en los lugares donde Existe mayor confinamiento se presenta mayor presión de reservorio

Gráfica 4. 12 Relación de presión



Fuente: Elaboración propia, 2022

Lo mismo se presenta para el factor de confinamiento mientras más confinados o estrujado esté el reservorio mayor es la presión y el volumen molar del reservorio.

CAPÍTULO V: ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO

5.1 ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA

5.1.1 Análisis FODA

El análisis FODA¹¹ es una herramienta de diagnóstico y análisis para la generación de estrategias a partir de la identificación de los factores internos y externos que se puedan influir en la realización de un proyecto o en funcionamiento de la empresa, enfocándose a los factores claves para el éxito, identificando las áreas y actividades que tienen el mayor potencial para un mayor desarrollo y mejora y que además permitan minimizar los impactos negativos. A continuación, se presenta en la siguiente tabla en donde se identifica la matriz FODA con el apoyo de la matriz de evaluación externa (EFE) que nos arroja una ponderación óptima lo cual indica que el proyecto estará en la capacidad de reducir los riesgos de daños del pozo con el programa óptimo de lodos.

Tabla 5.1 Matriz de estrategias FODA

FORTALEZA	OPORTUNIDAD
Idoneidad, versatilidad, eficacia y disponibilidad en los servicios ofrecidos por la simulación, en la medida que se cuenta con softwares accesibles en el área.	Apuntalar una política de desarrollo en el área de investigación enfocados al control óptimo de presiones durante la con software avanzado en comparación de otros métodos.
Disponibilidad para atender las inquietudes de los problemas encontrados al momento de realizar	

¹¹ El análisis FODA, también llamado análisis DAFO o DOFA, consiste en un proceso donde se estudian debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades de una empresa. De ahí, el nombre que adquiere.

análisis predictivo de las presiones de pozo.	
Honestidad y confiabilidad a la hora de diagnosticar una falla, creando un ambiente amigable y duradero con el cliente.	Bajo conocimiento respecto al machine learning aplicado en la industria petrolera dentro del país.
Ofrecer capacitaciones de mantenimientos básicos para aplicar el análisis de Machine learning.	
DEBILIDAD	AMENAZAS
Empresas han sido segregadas produciendo nichos de empresas pequeñas oferentes de un servicio a menor precio y con preferencias por determinada marca de equipos especializados en ella.	Los principales obras civiles identificados en el desarrollo de proveedores locales y nacionales para el sector de programas de Simulación de reservorios .
La mayoría de los cálculos de fluidos nanoconfinados no están actualizados con los nuevos métodos y programas computacionales ,pese que tenga errores y provoque graves accidentes debido a un mal cálculo.	Baja demanda en nuevos software de simulación de reservorios y no existen modelos en este tipo de yacimientos de esquisto y representa un reto.

Fuente: Elaboración propia, 2022

5.1.2 Ventajas y Desventajas

Tabla 5.2 Cuadro de ventajas y desventajas

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Las ventajas del nuevo modelo simulado son que permiten controlar las pequeñas variaciones que se generan debido a los pequeños	Las desventajas son que el software es un poco complicado en manejar y se

<p>cambios en la Presión y Temperatura en el reservorio .</p> <p>Los equipos que se utilizan actualmente para medir la presión, volumen y temperatura no se ajustan las condiciones del SHALE gas. El modelo puede hacerlo</p> <p>Su menor costo con respecto a los equipos de medición que se utilizan Mejor manejo de datos</p>	<p>necesita de especialización mínima de un año</p> <p>Con muchos datos existe mayor precisión pero más posibilidades de equivocarse.</p> <p>Programar no es fácil y se necesita un año de preparación para dominar la herramienta</p>
---	--

Fuente: elaboración propia, 2022

Se puede observar en el anterior recuadro que se encuentran más ventajas que desventajas por lo tanto el proyecto es factible de realizar.

5.2 ANÁLISIS DE COSTOS

5.2.1 Costos fijos

A continuación se presentan los costos fijos considerando los costos de simulación del proyecto:

Tabla 5.3 Costos fijos

COSTOS FIJOS EN BOLIVIANOS		
	Mes	Tipo
COSTOS FIJOS		
SERVICIOS BÁSICOS	10.000	adm
MANO DE OBRA DIRECTA (MOD)	37.500	adm

MANO DE OBRA INDIRECTA (MOI)	14.000	adm
SEGURIDAD INDUSTRIAL	12.500	adm
MANTENIMIENTO DE EQUIPOS	30.000	operativo
GASTOS GRALES. DE LEVANTAMIENTO DE DATOS	5.000	Ventas
IMPUESTOS	5.750	
INTERÉS	-	
TOTAL COSTO FIJO MES	114.750	

Fuente: Elaboración propia

El costo fijo de levantamiento del levantamiento de datos y análisis del análisis de Reservorios es de 114750 Bolivianos

5.2.2 Costos variables

A continuación se presentan los costos variables considerando La variación del uso de equipos y accesorios:

Tabla 3.4 Costos variables

COSTOS VARIABLES			
	Cantidad	V/r Unit	Mensual
COSTOS VARIABLES			
Accesorios	10	200,00	2.000
Válvulas	5	3.500,00	17.500
Filtros	5	1.400,00	7.000
Laboratorio	2	10.000,00	20.000
Material de oficina	240	17,50	4.200
Equipos de seguridad	8	1.000,00	8.000
Equipos electrónicos	6	4.000	24.000
TOTAL COSTO VARIABLE MES			83.500

Fuente: Elaboración propia, 2022

El costo variable de levantamiento del proyecto para el mantenimiento y levantamiento de datos para el reservorio es de 83500 Bolivianos

5.2.3 Depreciación anual del proyecto

Para la inversión inicial del proyecto se cuenta con la siguiente tabla:

Tabla 5.5 Depreciación anual

PROPIEDAD LAB Y EQUIPO	Valor	Vida Útil/ Años	Depreciación Anual
Laboratorio computacional	56000	8	7000
Instrumentos eléctricos	2000	6	333,3333333
Equipos de Reservorios	38000	10	3800
Computadora	3800	4	950
Válvula	6484,3	10	648,43
Cascos	200	5	40
Guantes	750	10	75
Trajes de seguridad	700	10	70
Accesorios	445	10	44,5
PLCs	16895,2	10	1689,52
Vehículos	140000	5	28000
Muebles	3500	10	350
Impresoras	1000	5	200
Total	211.775		35.867

Fuente: Elaboración propia, 2022

La depreciación anual del proyecto es de 35867 Bolivianos

5.2.4 Inversión inicial del proyecto

Se tiene la siguiente tabla donde se describe la inversión total del proyecto inicial

Tabla 5.3 Inversión inicial

COSTOS FIJOS AL MES	114.750
COSTOS VARIABLES AL MES	124.700
DOS MESES DE COSTOS Y GASTOS	478.900
GASTOS DE PREOPERATIVOS	26.500
Materiales de laboratorio	115.463
TOTAL INVERSION INICIAL	594.363

Fuente: Elaboración propia

La inversión inicial del levantamiento de datos, la simulación la compra de nuevos de nuevos softwares es de 594363 Bolivianos en el estudio de investigación y modelado del reservorio.

5.3 FLUJO DE CAJA

Para un análisis de tres años, se tiene:

Tabla 5.7 Flujo de 3 años

	0	1	2	3
INGRESOS	-	Bs5.132.160,00	Bs5.373.371,52	Bs5.625.919,98
(-)COSTOS DE VENTAS	-	Bs1.496.400,00	Bs1.566.730,80	Bs1.640.367,15
(=) UTILIDAD BRUTA	-	Bs3.635.760,00	Bs3.806.640,72	Bs3.985.552,83
GASTOS DE VENTAS	-	Bs210.000,00	Bs219.870,00	Bs230.203,89
GASTOS ADMINISTRACION	-	Bs807.000,00	Bs844.929,00	Bs884.640,66
(-) DEPRECIACION	-	Bs40.617,45	Bs40.617,45	Bs40.617,45
(+) AMORTIZACION DIFERIDOS	-			
UTILIDAD OPERACIONAL	-	Bs2.578.142,55	Bs2.701.224,27	Bs2.830.090,83
Gastos Financieros	-	Bs80.000,00	Bs64.000,00	Bs51.200,00
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	-	Bs2.498.142,55	Bs2.637.224,27	Bs2.778.890,83

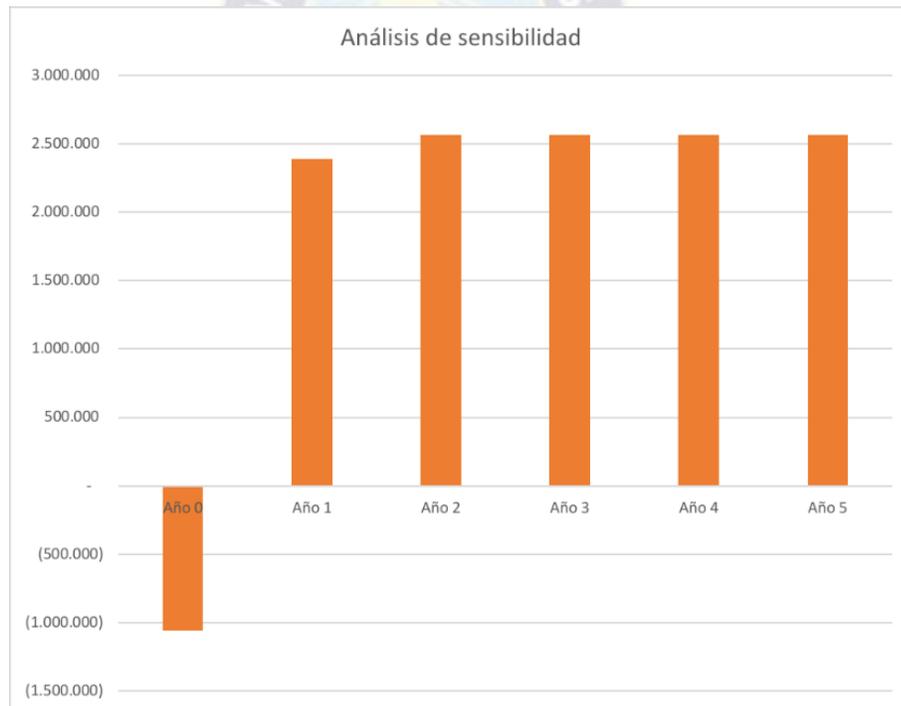
Provisiòn de Impuestos 32%	-	Bs482.141,51	Bs508.984,28	Bs536.325,93
UTILIDAD NETA	-	Bs2.016.001,04	Bs2.128.239,99	Bs2.242.564,90
RESERVA LEGAL	-	Bs201.600,10	Bs212.824,00	Bs224.256,49
UTILIDAD DEL EJERCICIO	-	Bs1.814.400,93	Bs1.915.415,99	Bs2.018.308,41

Fuente: Elaboraciòn propia, 2022

5.3.1 Análisis de sensibilidad

A continuaciòn se representa gráficamente el flujo de caja viendo cómo crecen los ingresos y cómo se cubre el rápidamente la inversiòn de levantamiento de datos.

Gráfica 5. 1: Análisis de sensibilidad de la propuesta



Fuente: Elaboraciòn propia, 2022

Se puede observar en la anterior Gráfica que la inversiòn se lo recupera rápidamente debido a los ingresos de la producciòn petrolera en Bolivia

5.4 ESTUDIO DE TIR Y VAN

5.4.1 Estudio del Van

Se puede desarrollar un proyecto de inversión cuando el valor actual neto total de todos los flujos de efectivo es positivo, y un proyecto de inversión se rechaza cuando el VAN es negativo. La fórmula que se suele mencionar para calcular el VAN es:

$$VAN = -I_o + \sum_{t=0}^T \frac{X_t}{(1+r)^T} \quad (5.1)$$

Donde:

VAN = Valor Actual neto

I_o = Inversión inicial en \$us

FC = Flujo de efectivo de cada año en \$us cada año en \$us

i = interés en tanto por 1, en nuestro proyecto se considera 15% de interés en tanto por 1, en nuestro proyecto se considera 12%

El flujo de caja será la utilidad estimada en Bs como parte de los ingresos generados para el presupuesto generados por la venta de productos combustibles anteriormente calculados con solo el uso del 10% de los ingresos para los proyectos se tiene:

Tabla 5. 1 Flujo de caja por año para demostrar el VAN

Tabla 5.8 Flujo de caja por año para demostrar el VAN

Años	Flujo de Caja [Bs]
2024	513.216
2025	513.216

Fuente: Elaboración propia, 2022

Por lo tanto proyectando para dos años se tiene:

$$VAN = - 594.363 \text{ Bs} + \frac{5.132.160}{(1 + 0,12)^1} + \frac{5.132.160}{(1 + 0,12)^2}$$

$$VAN = 272988 \text{ Bs}$$

El proyecto está proyectado para su financiamiento en 2 años; por lo tanto, para hallar el VAN, recurrimos al siguiente criterio:

- Si $VAN > 0$ ES RENTABLE
- Si $VAN = 0$ ES INDIFERENTE
- Si $VAN < 0$ NO ES RENTABLE

Por lo tanto:

$$VAN = 273 \times 10^3 > 0 \text{ Por lo tanto es rentable}$$

5.4.2 Estudio del TIR

La TIR se puede definir como la tasa de descuento a la que el valor presente de todos los flujos de efectivo futuros (o beneficios hipotéticos esperados monetizados) es igual a la inversión inicial, es decir, la tasa a la que una inversión se equilibra. Se puede utilizar para medir y comparar la rentabilidad de las inversiones. (Orellana, 2018)

El TIR se calcula con la siguiente formula:

$$\sum_{n=0}^N \frac{FC}{(1 + TIR)^n} - I_o = 0 \quad (5.2)$$

Reemplazando y considerando el 10 % de los ingresos destinados para proyectos se tiene:

$$0 = - 594.363 \text{ Bs} + \frac{0,10 * 5.132.160}{(1 + TIR)^1} + \frac{0,10 * 5.132.160}{(1 + TIR)^2}$$

Resolviendo:

$$594.363 = \frac{513216}{(1 + TIR)^1} + \frac{513216}{(1 + TIR)^2}$$

$$594.363(1 + 2 * TIR + TIR^2) = 513216 * (1 + TIR) + 513216$$

$$TIR^2 + 1,136 * TIR - 0,728 = 0$$

$$TIR = \frac{-1,136 + \sqrt{1,136^2 + (4 * 0,728)}}{2}$$

Considerando solo el valor positivo porque TIR negativo no existe, tiene:

$$TIR = 45,70 \%$$

Por lo tanto, como el TIR es > a la Tasa de descuento de 15% (0,15). El proyecto es factible.

5.5 ANÁLISIS DE COSTO Y BENEFICIO

La siguiente tabla puede usarse como indicador para determinar si los costos de medida de seguridad en el tanque superan sus beneficios:

Tabla 5.9 Interpretación de costo y beneficio

CRITERIO	DESCRIPCION	SIGNIFICADO
B/C > 1	Los ingresos son mayores que los egresos	El proyecto es aconsejable
B/C = 1	Los ingresos son iguales que los egresos	El proyecto es indiferente
B/C < 1	Los ingresos son menores que los egresos	El proyecto no es aconsejable

Fuente: Elaboración propia, 2022

Por lo tanto, usando la ecuación:

$$\frac{B}{C} = \frac{\text{Beneficios}}{\text{Inversion inicial}}$$

Para los dos años de financiamiento:

$$\frac{B}{C} = \frac{2 * 513216Bs}{594363 Bs}$$

$$\frac{B}{C} = 1,73$$

La relación de costo beneficio es de 1,73 pero se necesita ser financiado en dos años caso contrario el proyecto del reservorio de esquisto no sería factible.

CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

A continuación que presentan las siguientes conclusiones:

- Se logró describir los conceptos fundamentales de los reservorios no convencionales.
- Se pudo describir eficazmente los conceptos fundamentales de ecuaciones de estado.
- Se logró generar modelos matemáticos de evaluación de comportamiento de cambios de fase con la ecuación de soave redlich kwong y ecuación de Soave Redlich kwong modificado.
- Se determinó los valores máximos y mínimos de Presión y Temperatura comparando entre ambos modelos para el reservorio de Cuenca madre de Dios.
- Se ha realizado un análisis de factibilidad técnica y económica del proyecto propuesto.
- Se ha podido realizar la simulación del comportamiento de fase de fluidos nanoconfinados en yacimientos de esquisto bolivianos con la ecuación de soave-redlich-kwong modificado.

6.2 RECOMENDACIONES

Se recomienda a la empresa desarrollar nuevas metodologías aplicando sistemas diferenciales e investigaciones en el desarrollo de comportamiento de los gases para eso es necesario saber sobre modelado matemático aplicado en la ingeniería de reservorios y también aplicar la simulación computacional. En función los datos encontrados es necesario aplicar métodos de recuperación adecuados como fracturamiento hidráulico o inyección por gas lift.



GLOSARIO

Porosidad integranular:

Es función del espacio vacío entre granos, es decir, de los espacios intersticiales de toda clase en todo tipo de roca. Esta porosidad comprende el tamaño sub-capilar a súper-capilar. Generalmente los espacios tienen un diámetro mayor de 0.5 mm.

Porosidad intercrystalina:

Se refiere a los espacios existentes entre los planos de un cristal o espacios vacíos entre cristales, muchos de estos poros son sub-capilares, poros menores de 0.002 mm de diámetro. La porosidad que se encuentra entre cristales o partículas tamaño lodo se llama comúnmente microporosidad.

Porosidad no efectiva:

Es la diferencia que existe entre la porosidad absoluta y efectiva.

Porosidad secundaria, inducida o vugular:

Ocurre por un proceso geológico o artificial subsiguiente a la Deposición de sedimentos. Puede ser debida a la solución o fractura (artificial o natural) o cuando una roca se convierte en otra (caliza a dolomita). La porosidad secundaria es el resultado de un proceso geológico (diagénesis y catagénesis) que toma lugar después de la depositación de los sedimentos.

Presión anormal:

Es causada por los procesos geológicos que ocurrieron en una región geológica determinada e involucra acciones tanto físicas como químicas dentro de la tierra. Las presiones anormales siempre son causadas por una zona en particular que se sella o aísla.

Presión de las capas suprayacentes:

Las capas suprayacentes pueden compactar el yacimiento y reducir el espacio poroso. La compactación tiende a cerrar los espacios vacíos, forzar el fluido a salir

y permitir un mayor acercamiento de las partículas minerales, especialmente en rocas sedimentarias de grano fino.

Presión de poro:

Es la presión natural originada por los procesos geológicos de Deposición y compactación a la que se encuentran sometidos los fluidos contenidos en los espacios porosos (porosidad) de la formación.

Presión normal:

Cuando son iguales a la presión hidrostática ejercida por una columna de fluidos de formación extendida hasta la superficie. El gradiente de presión normal es igual a 1.07 gr/cm³ (8.91 lb/gal) en zonas costa afuera y 1.00 gr/cm³ (8.33 lb/gal) en áreas terrestres.

Prueba de goteo:

Se realiza con la finalidad de proporcionar con bastante confianza el gradiente de fractura de la formación, y así definir la máxima presión permisible en el pozo cuando ocurre un brote, densidad de lodo máxima a usarse y el asentamiento de las subsecuentes tuberías de revestimiento.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Documentos:

Al-Bahlani, A. M. & Babadagli, T. Steam-over-solvent injection in fractured reservoirs (SOS-FR) technique as a new approach for heavy-oil and bitumen recovery: An overview of the method. *Energy Fuels* 25(10), 4528–4539. <https://doi.org/10.1021/ef200809z> (2011).

EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment,”Advanced Resources International, 2013, sección VII

Nasr, T. N. et al. Novel expanding solvent-SAGD process “ES-SAGD”. *J. Can. Pet. Technol.* 42(1), 13–16. <https://doi.org/10.2118/03-01-TN> (2003).

Liu & Chapman (2019), Thermodynamic modeling of the equilibrium partitioning of hydrocarbons in nanoporous kerogen particles, *Energy Fuels* 33 (2), p. 891–904.

Léauté, R. P. & Carey, B. S. Liquid addition to steam for enhancing recovery (LASER) of bitumen with CSS: Results from the first pilot cycle. *J. Can. Pet. Technol.* 46(9), 22–30. <https://doi.org/10.2118/07-09-01> (2007).

Al-Bahlani, A.M.M. & Babadagli, T. Laboratory and field scale analysis of steam over solvent injection in fractured reservoirs (SOS FR) for heavy oil recovery. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 4–7 October. SPE-124047-MS. <https://doi.org/10.2118/124047-MS> (2009).

Nasrabadi, J. Moortgat, A. Firoozabadi (2016), New Three-Phase Multicomponent Compositional Model for Asphaltene Precipitation during CO₂ EOS, *Energy Fuels* 30 (4), p. 3306–3319.

Nagarajan, N.R., Stoll, D., Litvak, M.L. et al. Successful field test of enhancing bakken oil recovery by propane injection: Part I. Field test planning, operations, surveillance, and results. In *Unconventional Resources Technology Conference*, 20–22 July 2020.

Kjuly & Prasad (2013), Specific surface area and pore-size distribution in clays and shales, *Geophys. Prospect.* 61, o. 341–362,

Pitakbunkate, P.B. Balbuena, G.J. Moridis, T.A. Blasingame (2016), Effect of confinement on pressure/ volume/temperature properties of hydrocarbons in shale reservoirs, in, *SPE Journal*, Society of Petroleum Engineers, p. 621–634

Salahshoor, M. Fahes, C. Teodoriu (2018), A review on the effect of confinement on phase behavior in tight formations, *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 51, p. 89–103

S.K. Singh & J.K. Singh (2011). Effect of pore morphology on vapor-liquid phase transition and crossover behavior of critical properties from 3D to 2D, *Fluid Phase Equilib.* 300

Singh, A. Sinha, G. Deo, J.K. Singh (2009), Vapor-liquid phase coexistence, critical properties, and surface tension of confined alkanes, *J. Phys. Chem. C* 113 (17) 7170–7180

Vello Kuuskraa et al., “World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States,” *Advanced Resources International*, 2011-04, p. IV-21

Zhang, Q. Li, C. Liu, Y. Liu, S. Cai, S. Wang, Q. Cheng (2021), Molecular insight of flow property for gas-water mixture (CO₂/CH₄-H₂O) in shale organic matrix, Fuel 288

Zhong, J. et al. Capillary condensation in 8 nm deep channels. J. Phys. Chem. Lett. 9(3), 497–503. <https://doi.org/10.1021/acs.jpclt.7b03003> (2018).

Travalloni, Castier & Tavares (2014), Phase equilibrium of fluids confined in porous media from an extended Peng-Robinson equation of state, Fluid Phase Equilib. 362, p. 335–341

Tsukahara, T. (2012). Direct measurements of the saturated vapour pressure of water confined in extended nanospaces using capillary evaporation phenomena. RSC Adv. 2(8), 3184–3186.

Wang, Feng, Javadpour, Xia & Li (2015), Oil adsorption in shale nanopores and its effect on recoverable oil-in-place, Int. J. Coal Geol., p. 147–148

Yan, F. Varzandeh, E.H. Stenby (2015), PVT modeling of reservoir fluids using PC-SAFT EoS and Soave-BWR EoS, Fluid Phase Equilib. 386, p. 96–124

Yang, Fan & Li (2019). Determination of confined fluid phase behavior using extended Peng-Robinson equation of state, Chem. Eng. J. 378

Cui, X., Yang, E., Song, (2018). Phase equilibrium of hydrocarbons confined in nanopores from a modified Peng–Robinson equation of state. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 24–26

Bao, B. et al. Bubble nucleation and growth in nanochannels. Phys. Chem. Chem. Phys. 19, 8223–8229. <https://doi.org/10.1039/>

c7cp00550d (2017)

Webgrafía:

Calculo con datos de: Anuario Estadístico 2011: Producción, Transporte, Refinación Almacenaje y Comercialización de Hidrocarburos, Ministerio de Hidrocarburos y Energía, La Paz, Bolivia, 2012, sección 1.4, http://www2.hidrocarburos.gob.bo/phocadownload/Boletin_Estadistico_Anuario2011.pdf; “Boletín Estadístico 2012”, YPFB, p.8, http://www.hidrocarburosbolivia.com/downloads/boletin_estadistico_2012.pdf



ANEXOS

Anexos A: Simulación confinamiento para distintos espesores

Radio de poro [nm]	Estrato 1 Capa de adsorción [nm]	Estrato 2 Capa de adsorción [nm]	Estrato 3 Capa de adsorción [nm]	Estrato 4 Capa de adsorción [nm]	Estrato 5 Capa de adsorción [nm]
1	0,3	0,45	0,501	0,54	0,567
10	0,1	0,15	0,167	0,18	0,189
100	0,087	0,1305	0,14529	0,1566	0,16443
1000	0,06	0,09	0,1002	0,108	0,1134

Fuente: Elaboración propia en base a datos de simulación en Excel, 2022

Anexos B: Relación de pesos moleculares

Peso molecular	Rel P/Q	2 Rel P/Q
0	0	0
20	0,06	0,32
40	0,09	0,41
60	0,11	0,416
80	0,13	0,421
100	0,151	0,424
120	0,164	0,428
140	0,17	0,43

Fuente: Elaboración propia en base a datos de simulación en Excel, 2022

Anexos C: Relación de volúmenes

Radio de poro [nm]	Rel efectiva de volumen con SRK	Rel efectiva de volumen SRK modificado
0	0	0
200	2,24	3,74
400	2,51	4,01
600	2,65	4,21
800	2,72	4,3
1000	2,87	4,4

Fuente: Elaboración propia en base a datos de simulación en Excel, 2022

Anexos D: Presión de burbuja para diferentes diámetros de arena confinada

T [K]	Punto de burbuja 5 nm	Punto de burbuja 10 nm
270	8	8,7
290	9,4	9,7
310	10	10,74
330	11,7	12,26
350	12,2	12,97
370	13,8	14,01
390	14	15,8

Fuente: Elaboración propia en base a datos de simulación en Excel, 2022

Anexos E: Presión de yacimiento de esquisto

Temperatura [K]	Presión [MPa]	Presión [MPa] con SRK
0	0	0
20	0,0007	0,00084
40	0,001	0,0012
60	0,002	0,0024
70	0,01	0,012
80	0,15	0,18
90	0,27	0,324
100	0,38	0,456
110	0,47	0,564
120	0,54	0,648

Fuente: Elaboración propia en base a datos de simulación en Excel, 2022

Anexos F: Relación de modelos

	SRK	RK
E/rp	Tc	Tc
0	0	0
0,05	0,072	0,069
0,1	0,12	0,076
0,15	0,181	0,21
0,2	0,22	0,19
0,25	0,276	0,24
0,3	0,33	0,22
0,35	0,38	0,275
0,4	0,37	0,29

0,45	0,46	0,39
0,5	0,515	0,44
0,55	0,54	0,39
0,6	0,57	0,51
0,65	0,54	0,51
0,7	0,64	0,52
0,75	0,62	0,54

Fuente: Elaboración propia en base a datos de simulación en Excel, 2022

Autor: Mariel Yudith Medrano Quispe

correo: medranomariel38@gmail.com

Cel. 73565545



**DIRECCIÓN DE DERECHO DE AUTOR
Y DERECHOS CONEXOS**
RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA NRO. 1-1924/2023
La Paz, 18 de Julio del 2023

VISTOS:

La solicitud de Inscripción de Derecho de Autor presentada en fecha **11 de Julio del 2023**, por **MARIEL YUDITH MEDRANO QUISPE** con C.I. N° **10000963 LP**, con número de trámite **DA 1003/2023**, señala la pretensión de inscripción del Proyecto de Grado titulado: **"SIMULACION DEL COMPORTAMIENTO DE FASE DE FLUIDOS NANOCONFINADOS EN YACIMIENTOS DE ESQUISTO BOLIVIANOS CON LA ECUACION DE SOAVE-REDLICH-KWONG MODIFICADO"**, cuyos datos y antecedentes se encuentran adjuntos y expresados en el Formulario de Declaración Jurada.

CONSIDERANDO

Que, en observación al Artículo 4º del Decreto Supremo N° 27938 modificado parcialmente por el Decreto Supremo N° 28152 el "Servicio Nacional de Propiedad Intelectual SENAPI, administra en forma descentralizada e integral el régimen de la Propiedad Intelectual en todos sus componentes, mediante una estricta observancia de los regímenes legales de la Propiedad Intelectual, de la vigilancia de su cumplimiento y de una efectiva protección de los derechos de exclusiva referidos a la propiedad industrial, al derecho de autor y derechos conexos; constituyéndose en la oficina nacional competente respecto de los tratados internacionales y acuerdos regionales suscritos y adheridos por el país, así como de las normas y regímenes comunes que en materia de Propiedad Intelectual se han adoptado en el marco del proceso andino de integración".

Que, el Artículo 16º del Decreto Supremo N° 27938 establece "Como núcleo técnico y operativo del SENAPI funcionan las Direcciones Técnicas que son las encargadas de la evaluación y procesamiento de las solicitudes de derechos de propiedad intelectual, de conformidad a los distintos regímenes legales aplicables a cada área de gestión". En ese marco, la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos otorga registros con carácter declarativo sobre las obras del ingenio cualquiera que sea el género o forma de expresión, sin importar el mérito literario o artístico a través de la inscripción y la difusión, en cumplimiento a la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, Ley de Derecho de Autor N° 1322, Decreto Reglamentario N° 23907 y demás normativa vigente sobre la materia.

Que, la solicitud presentada cumple con: el Artículo 6º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, el Artículo 26º inciso a) del Decreto Supremo N° 23907 Reglamento de la Ley de Derecho de Autor, y con el Artículo 4º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina.

Que, de conformidad al Artículo 18º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor en concordancia con el Artículo 18º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, referentes a la duración de los Derechos Patrimoniales, los mismos establecen que: "la duración de la protección concedida por la presente ley será para toda la vida del autor y por 50 años después de su muerte, a favor de sus herederos, legatarios y cesionarios".



"2023 AÑO DE LA JUVENTUD HACIA EL BICENTENARIO"

Oficina Central - La Paz
Av. Morales, N° 375,
entre Diag. Uruguay y
C. Batallas Alamos.
Telf.: 299960 - 299961
299962 Fax: 299960

Oficina - Santa Cruz
Av. Uruguay, Calle
prolongación Suñer, s/n,
N° 10, Sdf. Bicentenario.
Telf.: 399929 - 399930

Oficina - Cochabamba
Calle Bolivia, N° 171,
entre Vía de Julio y Antezano.
Telf.: 309900 - 309901

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo II, N° 104
Sdf. Multicentros El Ceño
Telf.: 299999 - 299999

Oficina - Chuquisaca
Calle Edmundo, N° 144
Calle 19 de Agosto, Intersección,
zona Parque Bolívar.
Telf.: 299983

Oficina - Sucre
Av. La Paz, entre
Calle Ciro Trigo y Avenida
Sdf. Santa Clara, N° 143.
Telf.: 299986

Oficina - Oruro
Calle 6 de Octubre,
N° 583, entre Apachachi
y Surco, Surco Central,
R. de San Marcos Tel.
Telf.: 399988

Oficina - Potosí
Av. Villazón entre calles
Wenceslao Alva y San Alberto,
Sdf. 404, Salinas N° 143,
Primer Piso, R. C.
Telf.: 399988

www.senapi.gov.bo

Que, se deja establecido en conformidad al Artículo 4º de la Ley Nº 1322 de Derecho de Autor, y Artículo 7º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina que: *"...No son objeto de protección las ideas contenidas en las obras literarias, artísticas, o el contenido ideológico o técnico de las obras científicas ni su aprovechamiento industrial o comercial"*.

Que, el artículo 4, inciso e) de la ley 2341 de Procedimiento Administrativo, instituye que: *"... en la relación de los particulares con la Administración Pública, se presume el principio de buena fe. La confianza, la cooperación y la lealtad en la actuación de los servidores públicos y de los ciudadanos ..."*, por lo que se presume la buena fe de los administrados respecto a las solicitudes de registro y la declaración jurada respecto a la originalidad de la obra.

POR TANTO

El Director de Derecho de Autor y Derechos Conexos sin ingresar en mayores consideraciones de orden legal, en ejercicio de las atribuciones conferidas

RESUELVE:

INSCRIBIR en el Registro de Tesis, Proyectos de Grado, Monografías y Otras Similares de la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos, el Proyecto de Grado titulado: **"SIMULACION DEL COMPORTAMIENTO DE FASE DE FLUIDOS NANOCONFINADOS EN YACIMIENTOS DE ESQUISTO BOLIVIANOS CON LA ECUACION DE SOAVE-REDLICH-KWONG MODIFICADO"**, a favor de la autora y titular: **MARIEL YUDITH MEDRANO QUISPE** con C.I. Nº 10000963 LP, quedando amparado su derecho conforme a Ley, salvando el mejor derecho que terceras personas pudieren demostrar:

Regístrese, Comuníquese y Archívese.


Abg. Alberto Soruco Arroyo
DIRECTOR DE DERECHO DE AUTOR
Y DERECHOS CONEXOS
SERVICIO NACIONAL DE PROPIEDAD INTELECTUAL



"2023 AÑO DE LA JUVENTUD HACIA EL BICENTENARIO"

Oficina Central - La Paz
Av. Bolivia, Nº 55,
Edificio "Independencia"
C. Ciudad Bolívar
Tf: 2240 - 2241 - 2242
2243 Fax: 2226

Oficina - Santa Cruz
Av. Virreyes, Edif.
Independencia Bolívar,
Nº 10, Edif. Independencia,
Tf: 3292 - 3293

Oficina - Cochabamba
Edificio "El Sol"
Av. de la Libertad y Arce,
Tf: 2544 - 2545

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo II, Nº 204
Edif. Pueblo del Siglo XXI
Calle Paz, Nº 5,
Av. de la Libertad,
Tf: 2444 - 2445

Oficina - Ortopedista
Calle Bolívar, Nº 200
Calle 10, Arce,
Calle Paz, Nº 200
Tf: 2333

Oficina - Tarija
Av. La Paz, Edif.
Calle Oro Negro y Bolívar,
Edif. Santa Cruz, Nº 200,
Tf: 2333

Oficina - Oruro
Calle 4 de Feb. del
Nº 100, Calle Arce,
y Calle, Calle Bolívar,
Edif. Av. Bolívar, Nº 200,
Tf: 2333

Oficina - Potosí
Av. Villazón entre calles
Bolívar y San Alberto,
Edif. Av. Bolívar, Nº 200,
Potosí, Tf: 2333