

دراسة ظاهرة تكاثف المركبات الهيدروكربونية

في خطوط أنابيب نقل الغاز الرئيسية

الباحث: م. أمين محمد الداغري

كلية: الهندسة الكيميائية والبتروولية - جامعة: البعث

المخلص:

يجب أن يتمتع الغاز الطبيعي المُعد للنقل عبر خطوط الأنابيب بمؤشرات مناسبة موصوفة في القواعد والمعايير العالمية ذات الصلة. وعليه، فإن ذلك يستلزم اتباع منهجية تقيد صارمة للتغيرات المقبولة في تركيب الغاز الطبيعي في أنظمة نقل خطوط الأنابيب. حيث أنه كلما زاد عدد نقاط الدخول إلى نظام نقل خط الأنابيب، زاد احتمال تنوع الغاز الطبيعي من حيث محتوى مكوناته الفردية. حيث يتعلق ذلك بشكل خاص بمصادر الغاز الطبيعي التي قد لا تكون طرق المعالجة فيها كفاءة، وبالغاز المستورد الذي قد يكون من نوعية أسوأ من متطلبات ومعايير عملية النقل. ففي حالات محددة، عندما يدخل الغاز الطبيعي الذي يحتوي على نسبة مرتفعة من المركبات الهيدروكربونية (مثل البروبان والبوتان) إلى نظام النقل، فمن الممكن أن تحدث ظاهرة التكاثف.

يؤدي حدوث النظام ثنائي الطور (سائل-غاز) إلى تقاوم ظروف عملية النقل في خط الأنابيب بشكل كبير، مما يتسبب في انخفاض كبير لضغط الغاز الطبيعي المنقول. يدرس العمل الحالات التي حدثت فيها ظاهرة التكثيف في خط أنابيب نقل الغاز الطبيعي.

الكلمات المفتاحية:

خطوط أنابيب نقل الغاز، معادلة الحالة، تشكّل السائل، الغاز الطبيعي، السلوك الطوري، التكاثف الرجعي، المحتوى الكامن للسوائل الهيدروكربونية.

Abstract:

Natural gas prepared for pipeline transportation must have appropriate parameters described in norms and standards. This entails a restrictive approach to acceptable changes in natural gas composition in pipeline transmission systems. The greater number of entry points to a pipeline transmission system, the greater the probability of natural gas diversity in terms of the content of its individual components. It particularly concerns the natural gas sources in which treatment methods are not sufficiently accurate.

It also concerns imported gas which may be of worse quality than that required by the standards. In specific cases when natural gas with a higher content of heavier hydrocarbons such as propane and butanes enters the transportation system, it is possible for the phenomenon condensation to occur. The occurrence of the twophase system significantly worsens the pipeline transport conditions, causing significant pressure drops in the transported natural gas. The work examines cases where the phenomenon of condensation occurred in the pipeline transportation of natural gas

Key Words:

Natural Gas Transmission Pipeline, Equations of State, Liquid Dropout, Natural Gas, Phase Behavior, Retrograde Condensation, Potential Hydrocarbon Liquid Content.

مبررات البحث:

في الأونة الأخيرة، تزايدت ظاهرة تراكم السوائل (*Liquid drop-out*) في خطوط أنابيب الغاز الطبيعي وأصبحت أمراً شائعاً، وذلك بسبب التغيرات الكبيرة في تركيب وجودة إمدادات الغاز الطبيعي. في بعض الأحيان فإنه من الصعب للغاية التنبؤ بالمواقع المحتملة لحدوث مثل هذه الظاهرة، وعلاوة على ذلك فإن تقدير كمية السائل المتراكمة في خط أنابيب الغاز هو أمر أكثر صعوبة. لذلك يقع على عاتق شركات خطوط أنابيب نقل الغاز تحديد تلك المشاكل واتخاذ الإجراءات المناسبة لحلها قبل أن تؤثر بشكل كبير على تشغيل نظام خطوط الأنابيب بالكامل.

عملياً يمكن أن تسبب السوائل المتشكّلة في خطوط أنابيب نقل الغاز الرئيسية العديد من المشاكل مثل إطفاء (*Flame Extinguishing*) أو إشتعال مفرد (*Overfiring*) في لهب الأفران سواء كانت صناعية أو منزلية، كما يمكن أن تؤدي إلى حدوث أضرار كبيرة في التوربينات الغازية المستخدمة في محطات توليد الطاقة الكهربائية. وبالإضافة إلى اعتبارات الأمن الصناعي، يمكن أن تؤدي هذه السوائل إلى هبوط أعلى في ضغط خطوط الأنابيب كما تسبب استهلاك أكبر في الطاقة اللازمة لتشغيل الضواغط، وعلاوة على ذلك فإنها تقلل من مساحة المقطع الحي للجريان الذي يؤدي بدوره إلى التقليل من استطاعة النقل الكلية لخط الأنابيب. كما أن تجمع هذه السوائل في الأماكن المنخفضة من الخط يمكن أن يسبب مشاكل إضافية عند التشغيل ناجمة عن حدوث جريان ثنائي الطور أو عن تولد دقات متعاقبة للسائل. وعليه يمكن القول بأن حضور مثل هذه السوائل في أنظمة خطوط الأنابيب هي واحدة من أكثر المشاكل شيوعاً في عمليات صناعة الغاز الطبيعي.

ومن المهم التنويه إلى أن هذه الظهور هذه المشكلة يرتبط ارتباطاً وثيقاً بمصادر الغاز الطبيعي التي لا تكون طرق المعالجة فيها كفاءة كافية، وبالغاز المستورد الذي قد يكون من نوعية أسوأ من متطلبات ومعايير عملية النقل. ففي حالات محددة، عندما يدخل الغاز الطبيعي الذي يحتوي على نسبة مرتفعة من المركبات الهيدروكربونية (مثل البروبان والبيوتان) إلى نظام النقل، فمن الممكن أن تحدث ظاهرة التكثف الرجعي (عكسي).

تحدث ظاهرة التكثف في الصناعة الغازية بشكل دوري ومتكرر وخاصة في أنظمة تجميع الغاز وفي خطوط أنابيب النقل الرئيسية سواء البرية أو البحرية منها، إن السوائل المصاحبة للغاز غالباً ما تكون ماء ومركبات هيدروكربونية ثقيلة، حيث يمكن أن يكون مصدر هذه السوائل مايلي:

• السوائل الناتجة عن عمليات ووحدات ضغط الغاز (مثال زيوت وشحوم التزليق المستخدمة).

• وحدات تجفيف الغاز الطبيعي العاملة باستخدام *TEG*.

• بالإضافة إلى السوائل المتراكمة المتكاثفة (الناتجة عن التكاثف العكسي) والمصاحبة للغاز خلال عمليات نقله.

• كما من الممكن اعتبار المياه الطبيعية من ضمن هذه الكميات.

تؤثر هذه السوائل المرافقة على أداء أنظمة النقل، لذلك يحتاج مصممو هذه الخطوط والأنظمة إلى توخي الدقة عند تقدير كميات السوائل التي من الممكن أن يتم حملها بالإضافة إلى انخفاض الضغط الموافق لوجود هذه السوائل بما يتماشى من الخواص الفيزيائية والترموديناميكية لمزيج غاز - سائل.

📖 مشكلة البحث:

يرتبط إنتاج الغاز الطبيعي بشكل أساسي بطريقة تسويقه وإيصاله إلى المستهلكين والذين غالباً ما يتواجدون في أماكن تبعد مئات الكيلومترات عن أماكن الإنتاج والمعالجة بشروط ومواصفات محددة حيث يتم ذلك من خلال خطوط أنابيب نقل وتسويق الغاز الممتدة في أغلب مناطق القطر بشبكة يزيد طولها عن 2500 كم ممتدة في جميع أنحاء الجمهورية العربية السورية.

يتمتع نقل الغاز من خلال خطوط الأنابيب بميزات عديدة وأهمها:

- انخفاض تكاليف عملية النقل.
- استمرارية التوريد بالغاز واستقراره للمستهلكين بكافة الظروف.
- إمكانية تأمين الكميات الضرورية لكل مستهلك مهما كانت هذه الكميات كبيرة.

• تنوع مصادر التغذية للشبكة الوطنية لنقل الغاز من خلال ربط مواقع الإنتاج والمعالجة بالشبكة الوطنية.

على الرغم من هذه الميزات فقد ظهرت العديد من المشاكل من أهمها تكاثف المركبات الهيدروكربونية في الخطوط خلال نقل الغاز من مواقع الإنتاج إلى المستهلكين الأمر الذي يؤدي لظهور بعض المشاكل التشغيلية سواءً لمشغلي خطوط أنابيب نقل الغاز أو للمستهلكين.

📖 هدف وأهمية البحث:

يهدف البحث إلى مايلي:

1. تحديد مشكلة تكاثف المركبات الهيدروكربونية خلال عمليات نقل الغاز عبر خطوط الأنابيب.

2. اقتراح السبل الكفيلة لمنع حدوث وتشكل هذه الظاهرة أو التقليل منها بقدر الإمكان وصولاً لتأمين انسياب سهل ودائم للغاز من مواقع الإنتاج والمعالجة إلى المستهلكين على اختلاف أنواعهم.

تبرز أهمية البحث من أهمية عمليات نقل الغاز بخطوط الأنابيب، حيث يعد الغاز في الوقت الراهن من أهم مصادر الطاقة الضرورية لمحطات توليد الطاقة الكهربائية أو معامل تصنيع السماد والمدن الصناعية وغيرها من الصناعات بما في ذلك الرؤى المستقبلية لإمكانية تزويد المدن والبلدات بالغاز الطبيعي اللازم للأعمال الحياتية واليومية والغاية من البحث بنهاية الأمر إيجاد السبل والشروط المثالية لتلافي حدوث أي مشكلة خلال أعمال نقل وتوزيع الغاز للمستهلكين.

📖 منهجية البحث:

✓ يقوم الجانب النظري في إعدادة على المنهج الاستنباطي من خلال الاستفادة من التجارب العلمية وطرق البحث التي تعالج حالات نقل الموائع من خلال الأنابيب.

✓ أما الجانب التطبيقي فقد استند إلى تطبيق برامج هندسية معتمدة في مراكز البحوث العالمية لتصميم خطوط أنابيب نقل الغاز الطبيعي ومنها (PIPESIM) و (ASPEN HYSYS).

✓ أما بالنسبة إلى دراسة الجدوى الاقتصادية فهي تعتمد على الأسس المطبقة محلياً لإعداد مثل هذه الدراسات وذلك بناءً على الأسعار العالمية في الصناعة النفطية والغازية مع الاعتماد على بعض التكاليف التي تمت لمثل هذه المشاريع محلياً.

- مقدمة:

على الرغم من دراسة كافة النماذج المختلفة المستخدمة في شبكات نقل وتوزيع الغاز الطبيعي وبكافة المقاييس الخاصة بهذه الشبكات، فإنه لم يتم التطرق لدراسة ظاهرة تكاثف المركبات الهيدروكربونية كون هذه الشبكات تعود بأغلبها لملكية شركات أو ملكيات خاصة تكون من أولويتها تأمين تدفق الغاز وبشكل مستمر للزبائن والابتعاد عن الدخول في أعمال قد تسبب أعطال أو توقفات من جهة ومن جهة أخرى يتم الاتفاق ومن ضمن العقود وخاصة الطويلة المدى /عقود طويلة/ على وجود عدد من أيام السنة تكون فترات مخصصة لصيانة تجهيزات الزبون وليس البائع وبالتالي يستغل البائع هذه الأيام للقيام بأعمال كسح ميكانيكي تتم خلال فترات زمنية وجيزة لا تؤثر على التزاماته العقدية، منوهين على أن كامل هذه الفعاليات يتم تقييمها من الناحية الاقتصادية كون هذه الأعمال تنعكس بالنهاية على عقود بيع وشراء الغاز.

يعد التدفق المشترك للغاز والسوائل في الأنابيب أمراً شائعاً في الصناعة النفطية والغازية، خاصة بالنسبة للجريان في خطوط أنابيب تجميع ونقل النفط والغاز الطبيعي. تم اقتراح العديد من النظريات في السنوات الخمسين الماضية للتنبؤ بانخفاض الضغط وحجم السائل المتراكم في خطوط الأنابيب. ومع ذلك، لا يعطي أي منها نتائج موثوقة باستمرار لجميع أنماط الجريان المتعددة الأطوار (غاز-سائل). ربما تعدّ الأنظمة التي تنقل الغاز

والأحمال المنخفضة من السوائل من الأنظمة الأقل دراسة في تاريخ الجريانات المتعددة الأطوار وبالتالي تكون الأدبيات والبيانات الخاصة بهذه الأنظمة محدودة. [26]، [29]

في الواقع، لم يتم تسجيل أي دراسات محلية تتعلق بدراسة الظاهرة موضوع البحث، حيث أنه من الضروري التنويه إلى حقيقة مفادها أن هذه الدراسات يمكن أن تؤثر على ريعية أي مشروع من المشاريع الخاصة بإنشاء خطوط أنابيب نقل الغاز، فمحلياً الخطوط هي ملك حكومي وبالتالي لا يمكن أن تؤثر هذه الدراسات على ضرورة إقرار مشروع مد خط غاز لربط منتج بمستهلك. ولكن الحقيقة التي يجب تقبلها بأن عائدية أغلب خطوط أنابيب الغاز الطبيعي عالمياً هي ملك لشركات عملاقة تقوم على تسويق مشاريعها بحيث لا يتم إظهار أي عيوب أو نواقص في هذه المشاريع لما لها من أثر مالي كبير ينعكس على القيمة الإجمالية لمثل هذه المشاريع.

1. التدفق متعدد الأطوار في خطوط أنابيب نقل الغاز الطبيعي

من المعروف أن الغاز الطبيعي المنتج غالباً ما يتواجد في مناطق بعيدة عن مناطق التسويق والاستخدام، لذلك فإنه من الضروري تجميع الغاز الطبيعي من مناطق إنتاجه ومعالجته ومن ثم نقله وتصديره إلى أماكن استهلاكه وتسويقه. عادةً ما يتم نقل الغاز الطبيعي المنتج من آبار إنتاجه بعد تجميعه إلى مناطق بعيدة نسبياً باستخدام شبكة من خطوط الأنابيب ذات الأقطار المختلفة. حيث تتراوح أطوال خطوط الأنابيب بين مئات الأقدام إلى مئات الأميال عابرة خلال تضاريس متفاوتة الارتفاع وذات درجات حرارة مختلفة. [23]

يعتبر تكثف السوائل ضمن خطوط الأنابيب من أهم وأكثر الحالات التي تحدث للغاز الطبيعي الحاوي عليها والمتعلقة بشكل رئيسي بالسلوك الطوري الذي يتفاوت تبعاً لتغيرات درجة الحرارة والضغط التي لا يمكن تقاؤها ضمن خطوط الأنابيب. ويعتبر هذا التكثف صفة مميزة للتدفق المتعدد الأطوار (غاز - متكاثفات (نفت) - ماء) عبر الأنابيب. [29]

ونتيجة لذلك تزايدت أهمية تكنولوجيا نقل الموائع المتعددة الأطوار بهدف تحقيق أفضل جدوى اقتصادية في نقل الموائع الطبقية المنتجة من الآبار عبر تجهيزات البنى

التحتية المتوفرة بحيث نضمن زيادة في الأرباح وتقليل النفقات التشغيلية والمالية. في الحقيقة تبين أن عملية نقل الموائع الطبقية المتعددة الأطوار باستخدام خط أنابيب واحد لكل طور أو عدة خطوط منفصلة ومن ثم فصلها باستخدام عدة تجهيزات، مكلفة جداً وتحتاج لمساحة جغرافية كبيرة وتزيد من النفقات المالية. في حين كانت عمليات الفصل الطوري وإعادة حقن الماء والغاز اقتصادية مقارنة بما ذكرنا ويمكن الاستفادة من هذا التوفير في دعم تكنولوجيا التشغيل وتحسين عمليات تسويق تكنولوجيا نقل الموائع المتعددة الأطوار. لذلك فإنه من الضروري التنبؤ بسلوك الموائع المتدفقة المتعددة الأطوار وبالمؤشرات التصميمية لخطوط أنابيب نقل الغاز والمكاثفات بأكبر قدر ممكن من الدقة بحيث نستطيع تصميم واستخدام معدات المعالجة اللاحقة ضمن أفضل الشروط.

1.1. أنماط الجريان في خطوط أنابيب نقل الغاز الطبيعي:

كما ذكر سابقاً، يتم نقل الغاز الطبيعي من آبار إنتاجه إلى وحدات المعالجة المركزية عبر شبكة خطوط الأنابيب وفق نظام الجريان المتعدد الأطوار. حيث تنتج وحدات ومعامل معالجة الغاز الطبيعي أكثر من طور في نفس الوقت وينسب متفاوتة بحيث يكون الطور الرئيسي والغالب هو الغاز المعالج.

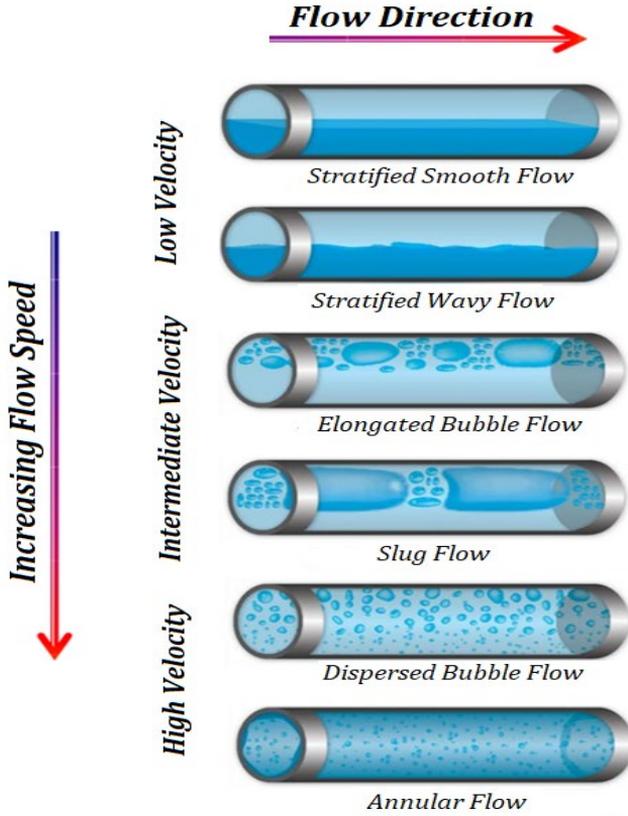
يؤدي الضغط العالي في خطوط أنابيب نقل الغاز إلى تبعثر بقايا المكاثفات المحمولة ضمن الطور الغازي وكذلك الأمر بالنسبة للكميات الصغيرة جداً من الماء التي سوف تتحل ضمن الطور الغازي. وطالما أن جريان وتدفق الغاز يتم بشكل مستمر على طول المسار من مواقع الانتاج إلى المستهلكين، فسوف يؤدي انخفاض الضغط إلى خروج المكاثفات والماء المنحل من الطور الغازي وبالنتيجة تشكل جريان مختلط ضمن خطوط النقل هذه. [18]، [23]

يتميز الجريان المتعدد الأطوار بوجود سطح تماس بين الأطوار وفروقات في خصائص كل طور. ويمكن تصنيف أنواع الجريان إلى أنظمة جريان أو أنماط جريان حيث يكون لكل تصنيف ميزاته الخاصة التي تعتمد على عدد من المتغيرات. حيث تتنوع أنماط الجريان تبعاً للشروط التشغيلية ومعدلات التدفق وخواص المائع المتدفق وانحدار وميل الأنابيب التي يمر من خلالها المائع. وتكون عملية التحول والانتقال من نمط

جريان لآخر عملية تدريجية ويعود ذلك الى الطبيعة غير الخطية التي تتمتع بها القوى التي تتحكم بعملية الانتقال هذه بالإضافة الى أنه من المستحيل التنبؤ بهذا الانتقال بأي وسيلة. ففي المخابر يمكن دراسة أنماط الجريان ومعرفة حدوث الانتقال من خلال الملاحظة البصرية باستخدام أنابيب شفافة. ولكن أكثر الطرق المتبعة هي تحليل الاشارة القادمة من حساسات يتم وضعها بشكل متقابل على السطح الداخلي للأنابيب ومن خلال الاهتزازات والتغيرات في هذه الاشارة يمكننا معرفة نوع وبنية الجريان السائد. وتجدر الاشارة الى أن هذه الطريقة تتعلق بشكل رئيسي بمؤشرات التدفق على كامل مقطع الأنبوب مثل انخفاض الضغط وارتفاع السائل ضمن المقطع.

لذلك فإنه من الضروري فهم نمط الجريان بغية تقدير انخفاض الضغط في خطوط الأنابيب الرئيسية بشكل دقيق. تعتمد قيمة هبوط الضغط بالاحتكاك وحجم السائل في الموقع بشكل أساسي على نمط الجريان. حيث يتضمن تقدير هبوط الضغط الكلي تحديد ارتفاع الضغط الهيدروستاتيكي (*Hydrostatic Head*) المحسوب اعتماداً على كثافة المزيج. [12]، [13].

يمكن للعديد من أنماط الجريان ثنائي الطور أن تكون حاضرة في خطوط أنابيب نقل الغاز الأفقية (كما هو موضّح في الشكل 1).



الشكل (1)، أنماط الجريان المختلفة في الأنابيب الأفقية.

1.2. أنظمة جريان (غاز-كوندنسات) في خطوط الأنابيب:

يعتبر الجريان (غاز - كوندنسات) من أنواع الجريان المتعدد الأطوار التي يمكن مصادفتها خلال عملية نقل الغاز الطبيعي. ولكن يختلف هذا النوع عن الجريان المتعدد الأطوار في خطوط الأنابيب من عدة نواحي. ففي أنظمة الجريان (غاز - كوندنسات) يوجد دائماً نوع من الانتقال الكتلي من الطور الغازي إلى الطور السائل نتيجة التغير في قيم درجات الحرارة والضغط. وهذا بدوره يؤدي إلى تغيرات في تركيب وخواص المائع. بالإضافة إلى ذلك يفترض أن تكون كمية السائل في مثل هذه الأنظمة قليلة، ومعدل تدفق الغاز ملائماً لكي يعطي قيم عالية لعدد رينولدز ($Reynolds Number$) بما فيه الكفاية بحيث يمكن التنبؤ بأن الجريان يحدث في الأنابيب الأفقية وفق نمط الجريان

الحلقي (*Annular-Mist Flow*) أو/و الجريان المتطبق (*Stratified Flow*). أما في حالة وجود درجة ميلان في خط الأنابيب حتى مع وجود كميات صغيرة من السوائل فيمكن أن يتطور إلى نمط الجريان الدفقي (*Slug-Type Regimes*) وذلك إذا بدأ تراكم السوائل في القسم السفلي من الأنبوب.[15].

1.3. المشاكل التي يسببها الجريان المتعدد الأطوار (غاز-كوندنسات) في خطوط أنابيب نقل الغاز:

يعتبر ظهور الجريان المتعدد الأطوار واحدة من المشاكل الرئيسية التي يمكن مصادفتها في خطوط أنابيب الغاز الطبيعي وذلك نتيجة نقله لمسافات طويلة من أماكن الانتاج والمعالجة وصولاً إلى أماكن الاستهلاك. وهي تظهر عندما يجري كل من الطور الغازي والطور السائل بسرعات مختلفة في خطوط النقل، يحدث مثل هذا التأثير عندما يسيطر نمط الجريان الدفقي (دفعات). حيث تتطور منطقة المزيج بسبب تحرك الدفقة الأمامية الأسرع مقارنة مع الطبقة الرقيقة للسائل الملاصقة للجدار الداخلي السفلي لخط النقل والتي ستزيد من سرعتها لتتماشى مع الطبقة التي تعلوها (سرعة الدفقة) وعندها فإن بعض الفقاعات ستتحرك في منطقة المزيج المذكورة سابقاً وعليه وتبعاً للكميات الكبيرة من الغاز فإن هذه الكميات ستنتج إلى الجزء السفلي للأنبوب حيث تتحطم. وعلاوة على ذلك يمكن أن تضاف المياه المتكاثفة من الغاز مع المتكاثفات الغازية إلى نظام الجريان أثناء مرحلة النقل مساهمة بذلك في زيادة التأثيرات الناتجة. [18].

يعتبر تأثير مثل هذه الظواهر في خطوط أنابيب نقل الغاز الطبيعي مثيراً للاهتمام. فبالإضافة إلى المشاكل التي تم ذكرها سابقاً فإن حدوث مثل هذه الظاهرة سيؤدي إلى زيادة معدل التآكل وبنفس الوقت تخفيض فعالية وكفاءة موانع التآكل (*Corrosion Inhibitors*) كنتيجة لتأثير الفقاعات الغازية مما يؤدي لتشتت وانحلال هذه الموانع في الطور السائل. علاوة على ذلك، يؤدي ظهور نمط الجريان الدفقي في خطوط أنابيب نقل الغاز الطبيعي عادة إلى تقلبات كبيرة في كل من معدل تدفق السائل والتيار الغازي محدثاً تغيرات كبيرة جداً في الضغط خلال أنابيب النقل. يمكن تفسير ذلك أنه بمجرد حدوث نمط الجريان الدفقي ونموه ينخفض معدل جريان الغاز ويتراكم مع

انخفاض في ضغط الخط ومن ثم يتبع بزيادة كبيرة جداً في معدل جريان الغاز والسائل وذلك طبقاً لكميات الدفقات في الأنبوب [20]، ومن المهم الإشارة هنا إلى الاضرار المحتمل حدوثها وخاصة للمستهلكين في نهاية خطوط أنابيب النقل والتي يمكن أن تكون سبباً في توقف محطات توليد الطاقة الكهربائية عن العمل [في حالتنا] كون المستهلك الرئيسي للغاز المنتج في سورية هي محطات توليد الطاقة الكهربائية الأمر الذي قد يتسبب بأضرار خطيرة لهذه المحطات وما ينعكس أيضاً على تزويد القطر بالطاقة الكهربائية اللازمة لتأمين احتياجات شبكة الكهرباء الوطنية.

يمكن تنفيذ حلين أساسيين لمعالجة المشاكل المرافقة لنظام الجريان الدقيقي مع مراعاة وتنسيق احتياجات المستهلكين، بحيث يمكن تلخيصها بمايلي:

1. تخفيض معدل تدفق التيار الغازي في خطوط أنابيب النقل وهذا ما يؤدي إلى حدوث تغير في نمط الجريان وبالنتيجة سوف يتم استبدال نظام الجريان الدقيقي بنظام الجريان المتطبق الأمر الذي يؤدي بدوره إلى التقليل من معدل التآكل أيضاً.

2. من ناحية، تؤدي الزيادة في سرعة التيار الغازي إلى الانتقال إلى نظام الجريان الحلقي، وهذا ما يؤدي بدوره إلى تخفيض معدل التآكل ولكن في الوقت نفسه سوف يزيد من الحث (*Erosion*).

2. الدراسة التطبيقية لظاهرة تكاثف المركبات الهيدروكربونية

في الأونة الأخيرة، تزايدت ظاهرة تراكم السوائل (*Liquid drop-out*) في خطوط أنابيب الغاز الطبيعي وأصبحت أمراً شائعاً، وذلك بسبب التغيرات الكبيرة في تركيب وجودة إمدادات الغاز الطبيعي. من الصعب للغاية في بعض الأحيان التنبؤ بالمواقع المحتملة لحدوث مثل هذه الظاهرة، وعلاوة على ذلك فإن تقدير كمية السائل المتراكمة في خط أنابيب الغاز هو أمر أكثر صعوبة. لذلك يقع على عاتق شركات خطوط أنابيب نقل الغاز تحديد تلك المشاكل واتخاذ الإجراءات المناسبة لحلها قبل أن تؤثر بشكل كبير على تشغيل نظام خطوط الأنابيب بالكامل.

سوف يتم في هذه البحث تقديم منهجية حول محاكاة عملية نقل الغاز الطبيعي في شبكة خطوط الأنابيب، وتحديد فيما إذا كان من المحتمل تكثف المركبات الهيدروكربونية ضمن الشروط التشغيلية لهذه الشبكة أم لا، وذلك من خلال الجمع بين أداة النمذجة المستخدمة والحسابات الرياضية. بالإضافة إلى ذلك، سوف يتم المقارنة بين نتائج النموذج المقترح والبيانات الحقلية والميدانية المتاحة بغية تقييم الوضع الحالي لشبكة خطوط الأنابيب.

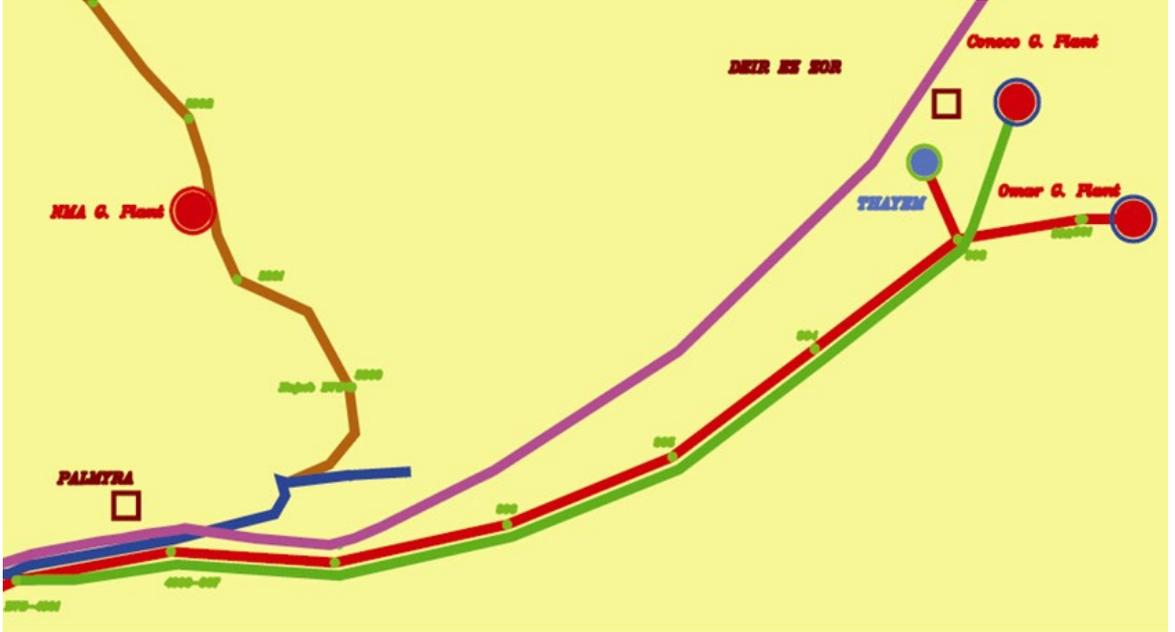
2.1. خط الأنابيب موضوع الدراسة:

تم البدء باستثمار معمل غاز دير الزور المتكامل ابتداءً من العام (2000) من خطي الإنتاج: وهما خط الغاز المرافق (خط الديز) وكذلك خط الغاز الحر (خط غاز الطابية) بحيث تم ربط خط التصدير لمعمل غاز دير الزور المتكامل مع شبكة الغاز السورية من خلال مد خط بطول (246 Km) وقطر (18"). بحيث يتم الربط مع شبكة الغاز السورية في محطة البيارات إلى الغرب من مدينة تدمر وذلك بالدخول إلى خط الأرك - حمص ذو القطر (24")، ليصبح بعدها جزءاً من تيار الغاز المنتج من محطات المنطقة الوسطى والذي يتم ضخه باتجاه حمص و/أو دمشق من خلال شبكة أنابيب خطوط نقل وتوزيع الغاز وصولاً إلى المستهلكين النهائيين (وزارة الكهرباء - وزارة النفط - وزارة الصناعة....).

يتمد خط نقل الغاز (الخط المدروس) من معمل غاز استثمار دير الزور ليتصل بخط غاز (24") في منطقة البيارات بطول حوالي (246 Km)، حيث تعطى مواصفات الخط بالجدول التالي:

Pipeline (Km)	OD (in)	Wall thickness (mm)	Design pressure (Bar)	External coating
246	18	9.5	110	3 layers 3 mm PE

ويمتد الخط بين سكيد القياس (Metering Skid) على خرج معمل غاز دير الزور وصولاً إلى الصمام المقطعي (BVS 4901) في منطقة البيارات إلى الغرب من مدينة تدمر بحوالي (35 Km) كما هو مبين بالشكل التالي:



الشكل (2)، مسار خط الأنابيب المدروس.

وبعد الدخول إلى الصمام المقطعي (BVS 4901) يتصل بخط الارك - حمص (24") وبالتالي الدخول إلى كامل الشبكة السورية للغاز.

2.2. منهجية دراسة المشكلة:

يمكن تلخيص منهجية الدراسة بالخطوات التالية:

✎ إنشاء الغلاف الطوري للغاز المنقول باستخدام معادلة الحالة والتركيب الأولي للغاز؛

✎ محاكاة شبكة خطوط الأنابيب وفق نظام الجريان المستقر: حيث يمكن لهذه العملية أن توفر بروفيل توزع كل من الضغط ودرجة الحرارة والسرعة على كامل مسار خط الأنابيب المدروس؛

✎ مقارنة نتائج الضغط ودرجة الحرارة التي تم الحصول عليها من محاكاة خط الأنابيب مع بيانات الغلاف الطوري لتحديد فيما إذا كانت شروط الغاز المتدفق في منظومة خط الأنابيب عند الظروف المحتملة لتشكل السوائل.

✎ تحديد المواقع المحتملة لتراكم السوائل وذلك بناء على بيانات الضغط ودرجة الحرارة والسرعة التي تم الحصول عليها.

2.3. فرضيات النموذج المقترح:

سوف يبني النموذج الترموديناميكي لجريان الغاز الطبيعي في خط الأنابيب المدروس على المعطيات الأساسية التالية:

1. التركيب الكيميائي للغاز الطبيعي المراد نقله عبر خط الأنابيب: حيث يتم من خلال التحليل الكروماتوغرافي تحديد جميع المكونات والمركبات الداخلة في تركيب المزيج الغازي.

الجدول (1)، التركيب الكيميائي للتيار الغازي المنقول في خط الأنابيب المدروس.

	Name	Moles	Mole fraction
		mol	%
1	Methane	80.995	80.90035
2	Ethane	9.667	9.655703
3	Propane	2.949	2.945554
4	Isobutane	0.039	0.03895442
5	Butane	0.32	0.319626
6	Isopentane	0.048	0.04794391
7	Pentane	0.039	0.03895442
8	Hexane	0.028	0.02796728
9	Heptane	0.021	0.02097546
10	Octane	0.019	0.0189778
11	Nonane	0.013	0.01298481
12	Nitrogen	0.516	0.515397
13	Carbon Dioxide	5.463	5.456616

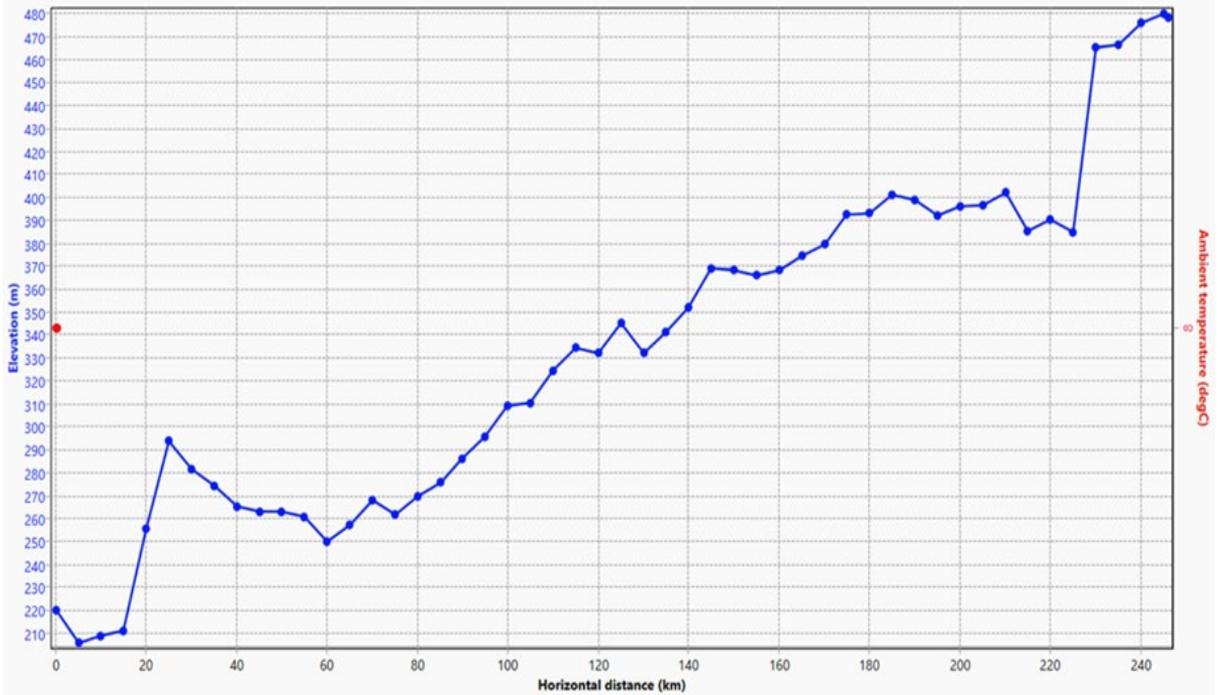
من الملاحظ أن الغاز الطبيعي المنقول يتألف من مركبات هيدروكربونية أثقل من البوتان وهو يشبه في تركيبه المتكاثفات النموذجية.

2. المؤشرات الأساسية لخط أنابيب نقل الغاز المدروس:

يوضح الجدول (2) أهم البارامترات الأساسية لخط أنابيب نقل الغاز المدروس واللازمة لتنفيذ عملية المحاكاة، وعلاوة على ذلك يبين الشكل (3) قيم ارتفاعات نقاط خط الأنابيب المدروس بالنسبة لنقطة البداية وذلك عن مستوى سطح البحر.

الجدول (2)، يوضح البارامترات الأساسية لخط أنابيب نقل الغاز المدروس.

البارامتر	الرمز	القيمة
القطر الداخلي	D	419.1 mm
طول خط الأنابيب	L	246 Km
الناقلية الحرارية لمعدن خط الأنابيب	k	67 W/m · K
معدل التدفق الحجمي	Q	3.924538 MMSCM/D
ضغط بداية الخط	p_1	92 bar
درجة الحرارة عند بداية الخط	T_1	55 °C
درجة حرارة الوسط المحيط	T_{out}	8 °C
عمق الطمر	x	1.4 m
الخشونة النسبية لخط الأنابيب	ε	0.000109



الشكل (3)، الارتفاعات الطبوغرافية لنقاط مسار خط الأنابيب بالنسبة لمستوى سطح البحر.

2.4. حسابات التوازن الطوري:

تعتبر دراسة السلوك الطوري (P-V-T data) عامل حاسم لجميع التصاميم الهيدروليكية والهندسية لخطوط أنابيب نقل الغاز الطبيعي. حيث يعدّ التنبؤ الدقيق بخصائص الغاز الطبيعي من الأمور بالغة الأهمية وبشكل خاص عند التعامل مع عمليات تصميم خطوط الأنابيب وتخزين وقياس الغاز الطبيعي. أثناء وصف تصميم خط أنابيب نقل الغاز الطبيعي، فإنه من الضروري التمييز بين الحالتين التاليتين:

- تصميم خطوط الأنابيب المخصصة لنقل الغازات الجافة (أحادي الطور، نقل بدون سائل)؛
- تصميم خطوط الأنابيب المخصصة لنقل الغازات الرطبة، حيث تكون الظروف مهيأة لتكاثف جزء من المركبات الهيدروكربونية المنقولة (ثنائي الطور)؛

تعتبر قيمة المعامل (K_i) البارامتر الأساسي الواصف للتوازن الطوري (سائل-غاز) ويعرّف بأنه النسبة بين الكسر المولي للمكوّن (i) في الطور الغازي (y_i) إلى الكسر المولي لهذا المكوّن في الطور السائل (x_i)، ويعبر عنه بالعلاقة التالية:

$$K_i = \left(\frac{y_i}{x_i} \right)_{eq}$$

تدعى القيمة (K_i) في بعض الأحيان ثابت التوازن، إلا أن هذا المفهوم غير دقيق لأن هذه القيمة تعتمد بشكل رئيسي على الضغط ودرجة الحرارة والتركيب.

2.5. نمذجة الأنابيب:

أثناء تدفق تيار الغاز الطبيعي، قد تتسبب تغييرات الضغط ودرجة الحرارة في تشكيل الطور السائل وذلك بسبب التكاثر الجزئي لبعض مركبات الغاز الطبيعي، وأحياناً قد تحدث ظاهرة التكاثر الرجعي في أنظمة المركبات الهيدروكربونية متعددة المكونات. يتغير تركيب كلاً من الطور السائل والغازي بشكل مستمر عبر الأنابيب بسبب الانتقال المتواصل للمادة بين الأطوار. وبشكل عام، تحدد كمية المركبات الهيدروكربونية المتكاثفة في التيار الغازي مدى تطور السلوك الطوري للأمزجة الغازية. تمّ في هذه الدراسة تبني علاقة (*Beggs and Brill*) لتحديد نمط الجريان و(*Liquid Holdup*) ولحساب تدرج الضغط على طول خط الأنابيب المدروس،

2.6. الأدوات والبرامجيات المستخدمة:

يعتبر برنامج (*PIPESIM*) الذي طورته شركة (*Schlumberger*) هو برنامج المحاكاة الأساسي المستخدم والمتاح لدراسة ظاهرة الجريان في خطوط الأنابيب في هذا البحث. فهو أداة قابلة للتطبيق بشكل واسع عند نمذجة الجريان الأحادي الطور أو الجريان المتعدد الأطوار وذلك عند حركة الموائع من الممكن وعبر مرافق الإنتاج والنقل المختلفة إلى نقطة التسليم النهائية. وعلاوة على ذلك يمكن أن يستخدم هذا البرنامج في تصميم منظومة النقل وذلك من خلال تغيير المؤشرات الرئيسية للمنظومة مما يتيح إمكانية التصميم الأمثل لكل من خط الأنابيب والمعدات الملحقة.

يمكن أن نذكر من أهم التطبيقات النمذجية لبرنامج المحاكاة (PIPESIM)،

مايلي:

- دراسة ظاهرة الجريان المتعدد الأطوار في خطوط الأنابيب.
- تحديد بروفيل توزيع الضغط ودرجة الحرارة على طول منظومة النقل قيد الدراسة.
- محاكاة ظاهرة تشكل الهيدرات.
- محاكاة ظاهرة التآكل.
- محاكاة ظاهرة ترسب الشموع.

◀ معطيات بيئة المحاكاة:

تشمل بيانات الدخل اللازمة لبيئة برنامج المحاكاة (PIPESIM) مايلي:

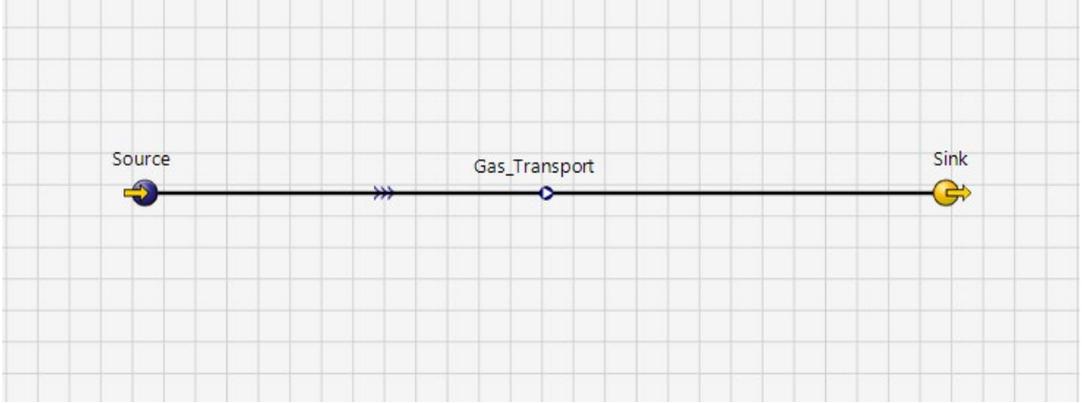
1. التركيب الكيميائي للغاز الطبيعي المراد نقله عبر خط الأنابيب.
2. المؤشرات الأساسية لخط أنابيب نقل الغاز المدروس.
3. الارتفاعات الطبوغرافية لنقاط مسار خط الأنابيب بالنسبة لمستوى سطح البحر.

◀ مؤشرات المحاكاة:

الجدول (3)، مؤشرات المحاكاة المستخدمة.

ITEM	PARAMETER
Fluid Model	Compositional
Thermodynamic Package	Multiphase
Equation of State	Peng-Robinson

لإجراء عملية المحاكاة في بيئة (PIPESIM) لابد أولاً من بناء نموذج منظومة خط الأنابيب، وذلك اعتماداً على نقطة البداية (Source) وخط الأنابيب (Pipeline) ونقطة الربط (Sink) بالإضافة إلى بيانات بيئة المحاكاة المذكورة أعلاه. وبعد ذلك يتطلب إدخال مؤشر المحاكاة الذي سيوفر الأساس لمحرك (PIPESIM) بغية محاكاة النموذج.



الشكل (4)، منظومة خط الأنابيب المبنية باستخدام برنامج (PIPESIM).

وبالإضافة إلى ذلك، يجب إدخال نموذج المائع بغية تحديد خصائص المائع المراد محاكاته. وللحصول على نتائج أكثر دقة، يمكن استخدام النماذج التركيبية حيث يقوم المستخدم بإدخال الكسر المولي لجميع المركبات الداخلة في تركيب المائع المراد محاكاته. حيث يمكن لمحرك النمذجة التركيبية في برنامج (PIPESIM) أن يقوم بتوليد ونمذجة المكونات الزائفة التي تستخدم عادة في قطفات النفط الثقيل.

لتحديد خصائص المكونات الداخلة في تركيب المائع المحاكى يستخدم البرنامج الحزمة الترموديناميكية والتي هي شكل من أشكال قاعدة البيانات ومحرك لحساب الخصائص الترموديناميكية. الحزمة الترموديناميكية المستخدمة في هذه المحاكاة هي حزمة (MULTIFLASH)، حيث تمتاز هذه الحزمة بقدرتها على القيام بحسابات التوازن متعدد الأطوار باستخدام معادلة الحالة المختارة لمحاكاة الغلاف الطوري وسلوك (PVT) والانتروبية والإنثالبية والطاقة الداخلية للمزيج. بإدخال البيانات اللازمة لبيئة برنامج المحاكاة، يتم الحصول على أهم الخصائص الفيزيائية والكيميائية والترموديناميكية لهذا التيار الغازي عند بداية خط الأنابيب (لاحظ الجدول (4)).

الجدول (4)، الخصائص الفيزيائية والترموديناميكية للتيار الغازي المنقول عند بداية

خط الأنابيب.

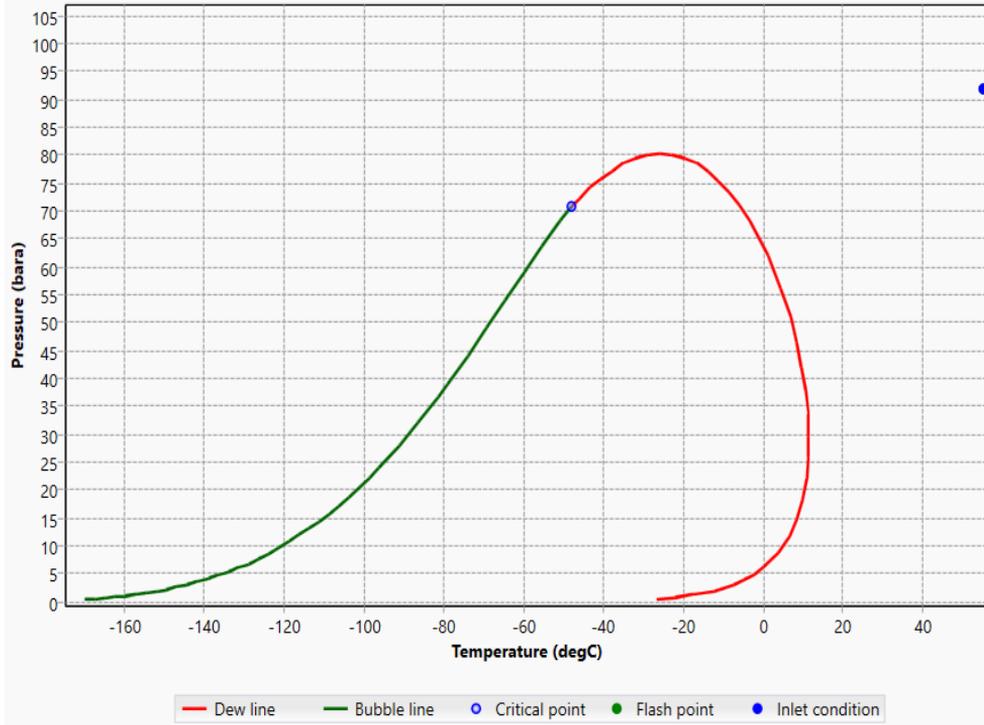
	Parameter	Unit	Mixture	Gas
1	Mole fraction	fract.	1	1
2	Mass fraction	fract.	1	1
3	Volume fraction	fract.	1	1
4	Viscosity	cP		0.01102834
5	Molecular weight		20.0814	20.0814
6	Density (molar)	mol/m ³	42.35121	42.35121
7	Density (mass)	kg/m ³	0.8504716	0.8504716
8	Enthalpy (molar)	J/mol	-390.5676	-390.5676
9	Entropy (molar)	J/gmole.C	0.004587305	0.004587305
10	Internal energy (molar)	J/mol	-2783.061	-2783.061
11	Gibbs free energy (molar)	J/mol	-1714.948	-1714.948
12	Isochoric specific heat capacity	J/gmole.C	30.15079	30.15079
13	Isobaric specific heat capacity	J/gmole.C	38.58522	38.58522
14	Thermal conductivity	W/(m.K)		0.02883379
15	Speed of sound	m/s		389.8271
16	Joule-Thomson coefficient	degC/bar		0.6441916
17	Z Factor			0.9966994

3. تحليل نتائج عملية النمذجة:

سوف يتم هنا عرض النتائج الأساسية للنموذج المقترح لخط الأنابيب الذي تم تحليله. حيث تشمل هذه النتائج تحليل تدرج الضغط وتغيرات درجة الحرارة كتابع لطول خط الأنابيب المدروس. وعلاوة على ذلك سوف يتم تحليل التوازن الطوري وذلك من أجل شروط محددة من الضغط ودرجة الحرارة. حيث أنه من خلال حسابات التوازن الطوري سوف يتم تحديد ماهية الطور الذي يتدفق عنده المائع وذلك من أجل التركيب المحدد وشروط الضغط ودرجة الحرارة المعطاة. ونتيجة لذلك، يمكن الحصول على كمية كل طور وتركيبه. كما يوفر النموذج الحسابي المقترح أيضاً تحليلاً للبارامترات الأخرى ذات الصلة مثل تغييرات الكثافة واللزوجة وسرعة التدفق بالعلاقة مع طول خط الأنابيب المدروس.

3.1. تحليل التوازن الطوري:

يوضح الشكل (5) نتائج حسابات التوازن الطوري (قيم ضغط نقاط التبخر ونقاط الندى) للتيار الغازي المنقول.



الشكل (5)، المخطط الطوري للتيار الغازي المنقول.

يتضح من الشكل (5) أنّ النظام الثنائي الطور للتركيب الغازي المدروس يحدث عند درجات حرارة عالية وهذا ما يعزى لخصائص المركبات الهيدروكربونية الثقيلة (C_{5+}). وبناءً على التركيب الكيميائي للتيار الغازي وعلى شروط الضغط ودرجة الحرارة في بداية خط الأنابيب، يمكن استنتاج التركيب الطوري للتيار الغازي عند مدخل خط الأنابيب (لاحظ الجدول (5)).

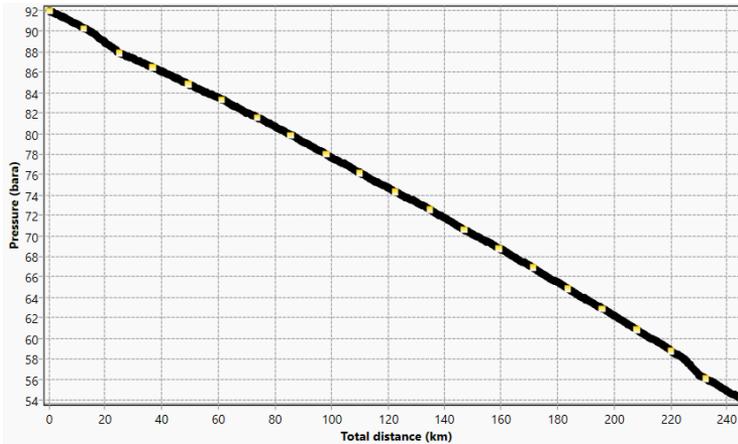
الجدول (5). التركيب الطوري للتيار الغازي عند مدخل خط الأنابيب.

	Component	Mixture	Gas
1	Methane	0.8090035	0.8090035
2	Ethane	0.09655703	0.09655703
3	Propane	0.02945554	0.02945554
4	Isobutane	0.0003895442	0.0003895442
5	Butane	0.00319626	0.00319626
6	Isopentane	0.0004794391	0.0004794391
7	Pentane	0.0003895442	0.0003895442
8	Hexane	0.0002796728	0.0002796728
9	Heptane	0.0002097546	0.0002097546
10	Octane	0.000189778	0.000189778
11	Nonane	0.0001298481	0.0001298481
12	Nitrogen	0.00515397	0.00515397
13	Carbon Dioxide	0.05456616	0.05456616

يتضح من خلال تحليل المخطط الطوري للتيار الغازي المنقول ومن خلال تحليل بيانات التركيب الطوري للتيار الداخل، أنه يكون للتيار المتدفق طور وحيد (غاز) عند بداية خط الأنابيب.

3.2. تحليل تدرج الضغط:

يوضح الشكل (6)، هبوط الضغط من أجل مؤشرات خط الأنابيب المحاكى وذلك من أجل التركيب المعطى للمزيج الغازي المنقول.



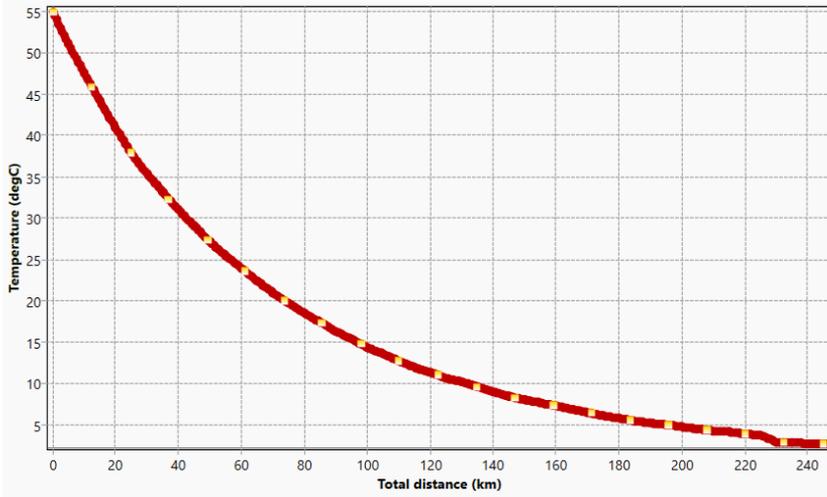
الشكل (6)، بروفييل توزيع الضغط على طول مسار خط الأنابيب.

يتضح من الشكل (6)، ومن خلال التجربة الحقلية، أن ضياع الضغط في خط الأنابيب من أجل تركيب الغاز المدروس يكون أكبر منه مقارنة بتركيب الغاز الجاف (الذي يشكل غاز الميثان النسبة العظمى في تركيبه)، ويعزى ذلك للكتلة المولية الأكبر للغاز الطبيعي المدروس بسبب احتوائه على نسبة أكبر من المركبات الهيدروكربونية الأثقل.

عملياً، لا يمكن بناءً على مخطط تغير ضغط الغاز الطبيعي المدروس على طول خط الأنابيب المختار التنبؤ بإمكانية حدوث النظام الثنائي الطور من عدمه.

3.3. تحليل هبوط درجة الحرارة:

يوضح الشكل (7) بروفيل توزيع درجة الحرارة على طول خط الأنابيب المحاكى.



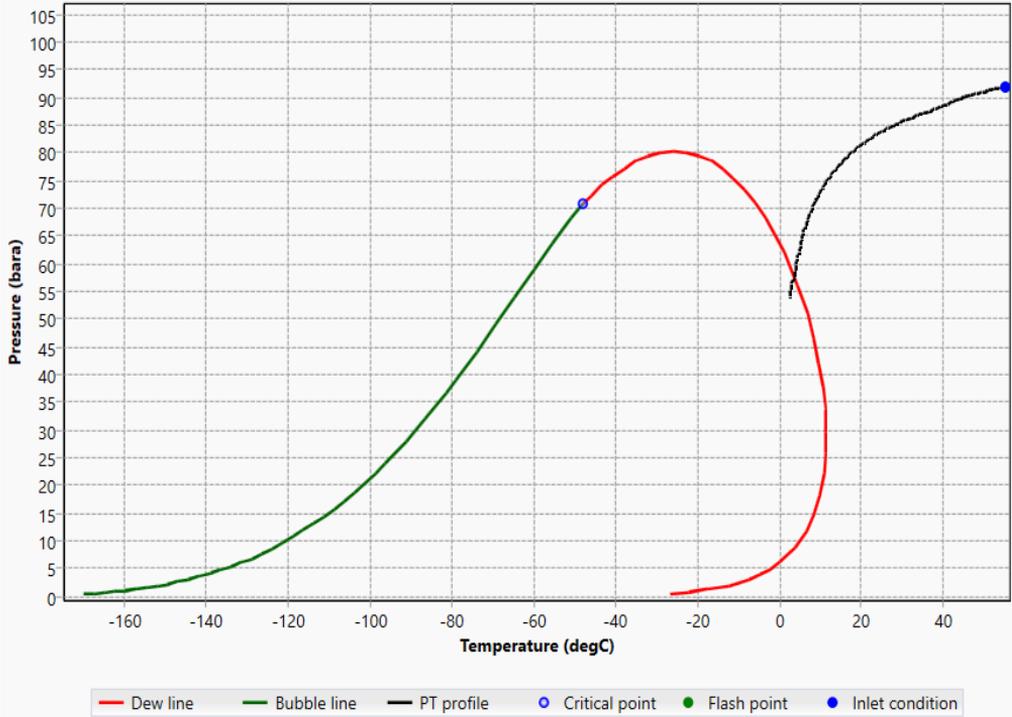
الشكل (7)، بروفيل توزيع درجة الحرارة على طول مسار خط الأنابيب.

من الواضح، أنه يمكن لدرجة حرارة الغاز المنقول أن تصل إلى درجة حرارة الوسط المحيط (درجة حرارة الأرض عند عمق الدفن) وذلك عند نقطة تبعد عن بداية خط الأنابيب بمسافة معينة. وبعد هذه المسافة يكون لدرجة حرارة الغاز قيمة ثابتة تقريباً حتى نهاية الخط، ويمكن أن تنخفض درجة حرارة الغاز تحت درجة حرارة الوسط المحيط بسبب مفعول جول-تومسون.

على النقيض تماماً مع بروفيل توزع الضغط، فإنه يمكن الاعتماد على بروفيل توزع درجة حرارة المزيج الغازي المدروس على طول خط الأنابيب المحاكى للتنبؤ بأن تشكل النظام الثنائي الطور أمراً محتملاً للغاية لهذا التركيب الغازي.

3.4. تحليل إمكانية تكاثف المركبات الهيدروكربونية:

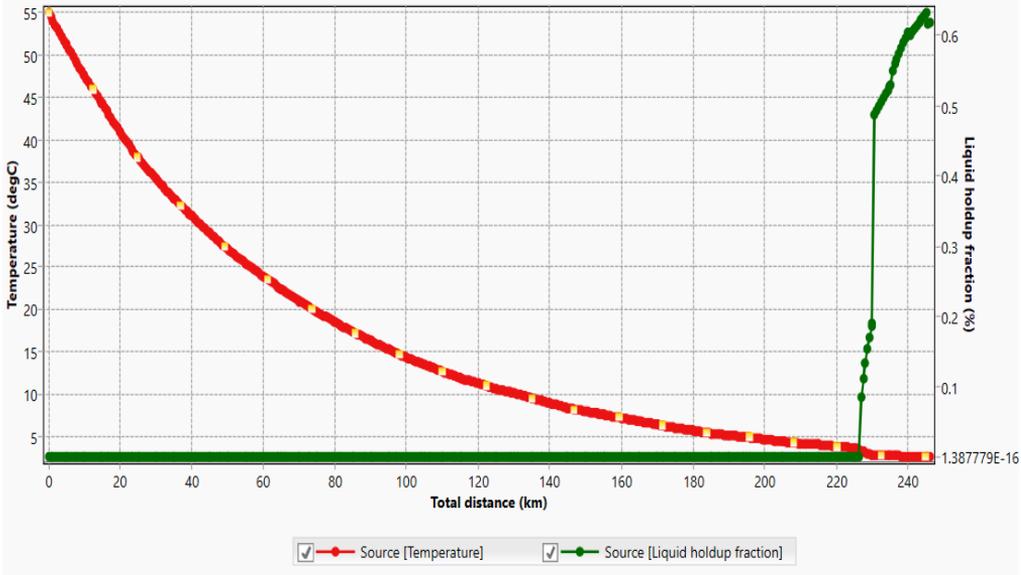
بناء على دمج المخطط الطوري المبني على تركيب الغاز المنقول مع بروفيل توزع الضغط ودرجة الحرارة التي تم الحصول عليها من برنامج المحاكاة المقترح يمكن تحديد فيما إذا كانت شروط الغاز المتدفق تقع في منطقة المزيج (غاز - سائل) أم لا، كما هو مبين في الشكل (8).



الشكل (8) تقاطع المنحني التشغيلي لخط الأنابيب المدروس مع المخطط الطوري للتيار الغازي المنقول.

يتضح من خلال تحليل الشكل (8)، أنه عند الشروط التشغيلية سوف يحصل تكاثف للمركبات الهيدروكربونية المرافقة للتيار الغازي في القسم الأخير من خط الأنابيب المدروس. وعلاوة على ذلك، يشير التركيب الأولي للتيار الغازي المحاكى إلى احتمال تراكم السوائل في خط الأنابيب نتيجة لارتفاع تراكيز المركبات الهيدروكربونية الثقيلة (C_{5+}) .

ومن جهة أخرى، يتبين من خلال تحليل بروفيل توزيع درجة الحرارة، أنّ درجة حرارة الغاز الطبيعي المدروس تتخفض بشكل أكبر وملحوظ عند النقطة التي تبعد عن بداية خط الأنابيب $(226.219Km)$. من المحتمل أنه عند هذه النقطة قد بدأ تشكل النظام الثنائي الطور، ولتأكيد هذا الافتراض تمّ دمج منحنى بروفيل توزيع درجة حرارة الغاز المنقول مع منحنى $(Hold-up)$ للسائل كتابع لطول خط الأنابيب المحاكى في الشكل (9).

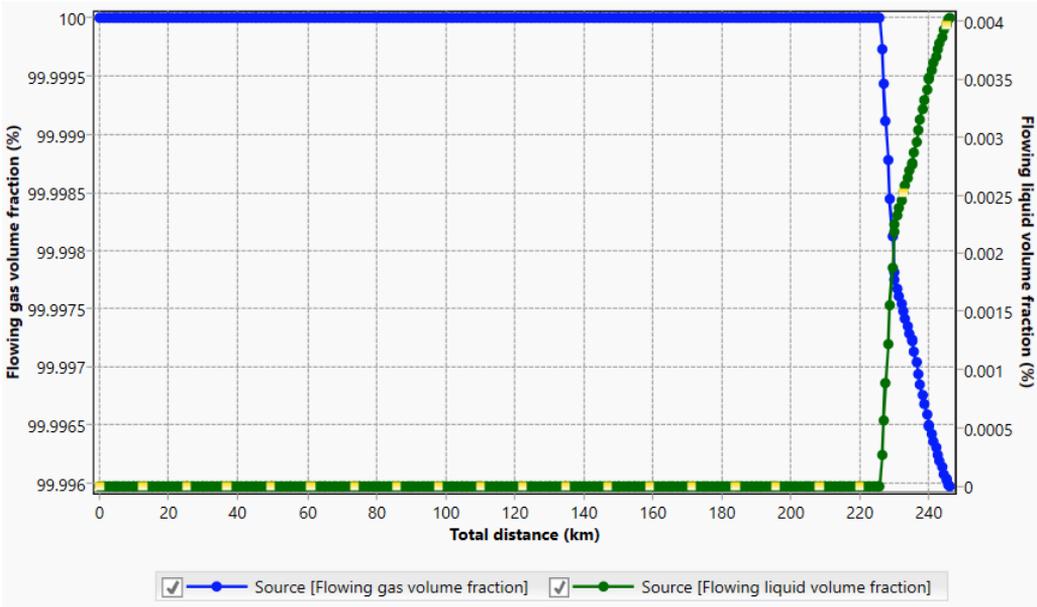


الشكل (9)، العلاقة بين تدرج حرارة الغاز المنقول و $(Hold-up)$ للسائل كتابع لطول خط الأنابيب.

من الواضح، أنّ تحليل الرسم البياني أعلاه يؤكد أنه في هذه الحالة يمكن أن يتشكل نظام الجريان الثنائي الطور في خط أنابيب الغاز المدروس. ويمكن تفسير ذلك بأن ظهور الطور السائل في تيار الغاز الطبيعي المتدفق سيؤدي إلى انخفاض أكبر لدرجة الحرارة وربما ضياع أعلى للضغط في خط الأنابيب ولكن هذه الظاهرة غير واضحة للعيان. وهذا مايشير إليه الكسر المولي المنخفض للطور السائل في النظام الثنائي الطور. حيث أكدت نتائج حسابات التوازن الطوري هذه الحقيقة.

3.5. تحديد كمية السوائل المتراكمة:

يبين الشكل (10) تغير الكسر الحجمي لكل من الطور الغازي والسائل بالعلاقة من طول خط الأنابيب المحاكى.



الشكل (10)، تغير الكسر الحجمي لكل من الطور الغازي والسائل بالعلاقة من طول خط الأنابيب.

من خلال تحليل بيانات الشكل (10)، يمكن ملاحظة أن الطور السائل يبدأ بالتشكل عند النقطة التي تقع على مسافة (226.219 Km) من نقطة البداية مستمراً

بالتشكل إلى نهاية خط الأنابيب. بالإضافة إلى ذلك يمكن ملاحظة أن الكسر المولي للطور الغازي لا يتغير ويبقى ثابتاً قبل بدء تشكل السائل، أو بمعنى آخر، يتراوح الكسر المولي للطور الغازي بين (100%) عند بداية خط الأنابيب و(99.9959%) عند نهاية خط الأنابيب. وهذا يعني بالمقابل أن الحد الأقصى للكسر المولي للطور السائل هو فقط (0.41%). كما يتضح من الشكل (10)، أنه عند حدوث الطور السائل في خط الأنابيب يزداد الكسر المولي للطور الغازي وهذا ما يتضح جلياً في الجدول (6) المعبر عن تركيب كل من الطورين الغازي والسائل عند نقطة الربط والنتائج عن برنامج المحاكاة المقترح.

الجدول (6)، تركيب كل من الطورين الغازي والسائل عند نقطة الربط.

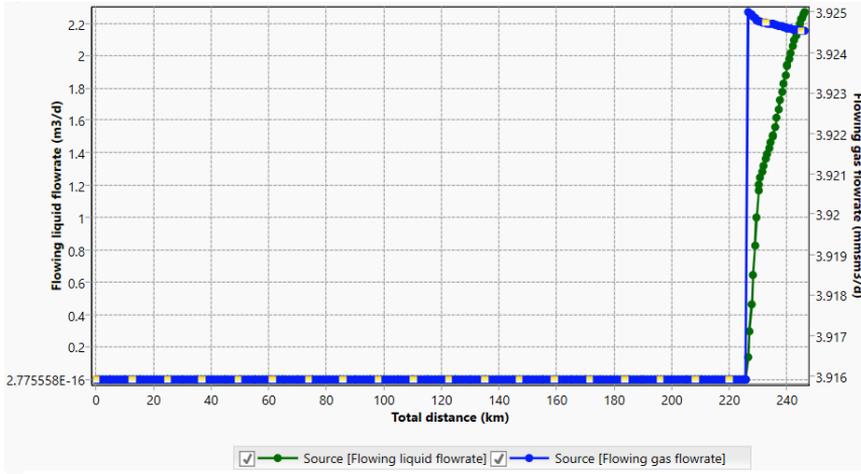
	Component	Mixture	Oil	Gas
1	Methane	0.8090035	0.2404813	0.8090601
2	Ethane	0.09655703	0.1241985	0.09655427
3	Propane	0.02945554	0.1072355	0.02944778
4	Isobutane	0.0003895442	0.002934129	0.0003892905
5	Butane	0.00319626	0.03309917	0.003193279
6	Isopentane	0.0004794391	0.01178029	0.0004783124
7	Pentane	0.0003895442	0.01232302	0.0003883545
8	Hexane	0.0002796728	0.02870191	0.0002768392
9	Heptane	0.0002097546	0.05626652	0.0002041659
10	Octane	0.000189778	0.1317567	0.0001766612
11	Nonane	0.0001298481	0.2073522	0.0001091887
12	Nitrogen	0.00515397	0.0005092624	0.005154433
13	Carbon Dioxide	0.05456616	0.0433615	0.05456727

ويمكن تفسير النتيجة السابقة بسبب زيادة الكسر المولي للمركبات الهيدروكربونية الخفيفة وبشكل خاص للميثان، وهذا ما يمكن إثباته من خلال تناقص الكتلة المولية للطور الغازي بشكل طفيف. في حين تنخفض الكسور المولية للمكونات الأخرى. حيث تزداد الكتلة المولية للطور السائل نتيجة زيادة محتوى المركبات الهيدروكربونية الثقيلة في تيار الغاز الطبيعي (C_5+) وهذا ما يمكن ملاحظته في الجدول (7) المعبر عن الخصائص الفيزيائية لكل من الطور الغازي والسائل عند نقطة الربط.

الجدول (7)، الخصائص الفيزيائية والترموديناميكية لكل من الطور الغازي والسائل عند نقطة الربط.

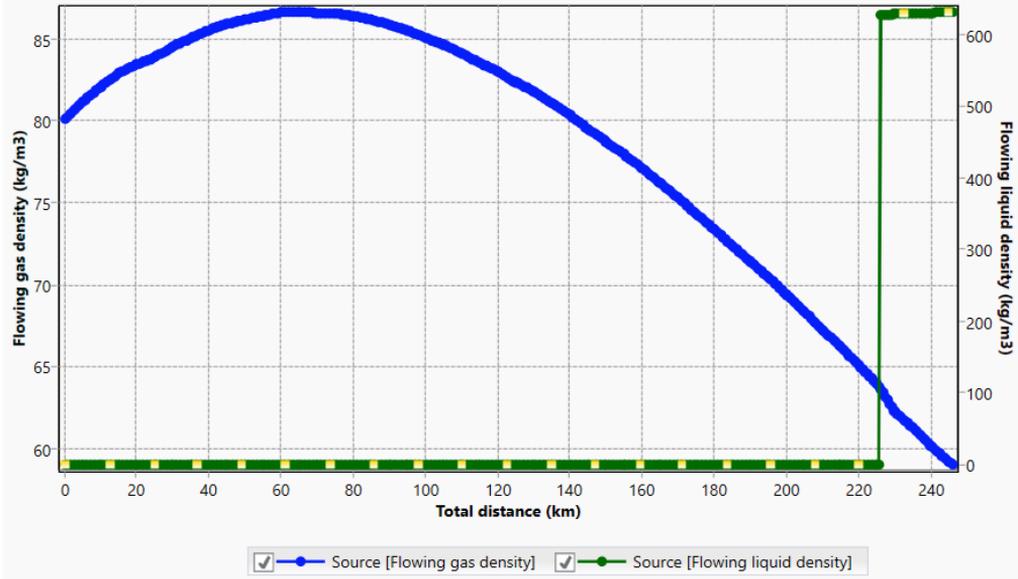
Parameter	Unit	Mixture	Oil	Gas
1 Mole fraction	fract.	1	9.968671E-05	0.9999003
2 Mass fraction	fract.	1	0.0003367363	0.9996633
3 Volume fraction	fract.	1	3.223089E-05	0.9999678
4 Viscosity	cP		0.2880158	0.01240102
5 Molecular weight		20.0814	67.83388	20.07664
6 Density (molar)	mol/m ³	3004.751	9293.377	3004.548
7 Density (mass)	kg/m ³	60.33961	630.4058	60.32123
8 Surface tension (gas-liquid)	dyne/cm	9.625259		
9 Surface tension (gas-oil)	dyne/cm	9.625259		
10 Enthalpy (molar)	J/mol	-2468.36	-26860.62	-2465.928
11 Entropy (molar)	J/gmole.C	-0.03443416	-0.0782658	-0.03442979
12 Internal energy (molar)	J/mol	-4298.794	-27452.44	-4296.486
13 Gibbs free energy (molar)	J/mol	7035.467	-5259.261	7036.693
14 Isochoric specific heat capacity	J/gmole.C	30.54381	123.1969	30.53457
15 Isobaric specific heat capacity	J/gmole.C	51.2754	150.9771	51.26546
16 Thermal conductivity	W/(m.K)		0.1107542	0.03159155
17 Speed of sound	m/s		877.0693	351.6532
18 Joule-Thomson coefficient	degC/bar		-0.04102771	0.6278472
19 Z Factor			0.2578984	0.7977062

ومن أجل التنبؤ بكمية السائل المتكاثف سوف يتم تمثيل العلاقة بين معدل تدفق السائل ومعدل تدفق الغاز المنقول كتابع لطول خط الأنابيب المحاكى كما هو موضح في الشكل (11). من خلال تحليل بيانات الشكل (11)، يمكن استنتاج أن الحد الأقصى لمعدل تدفق الطور السائل هو $(2.270 m^3/d = 14.28 bbl/d)$.

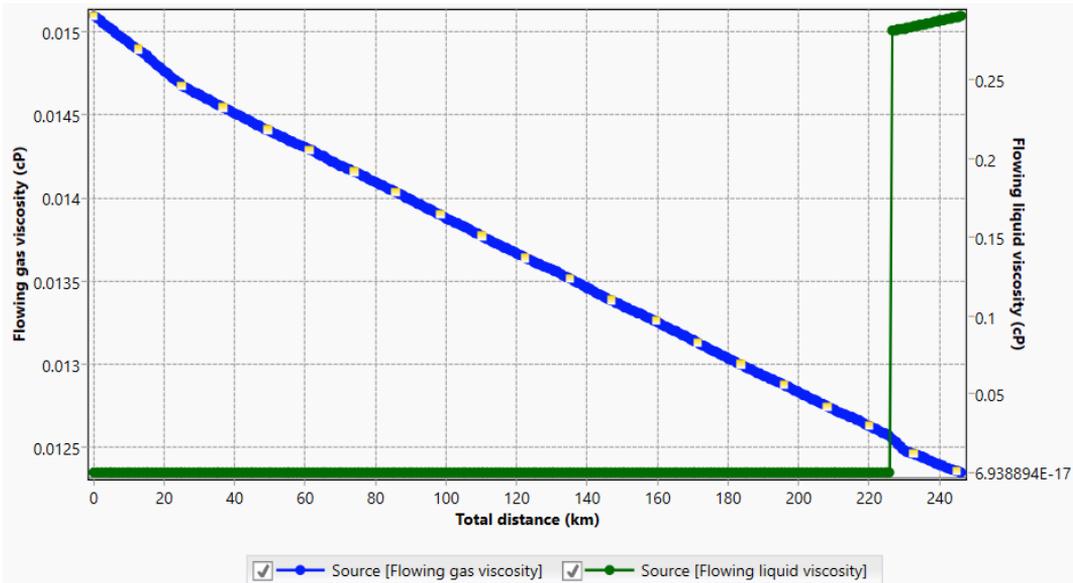


الشكل (11) تغيير معدل تدفق الطور الغازي والسائل بالعلاقة من طول خط الأنابيب.

3.6. تعيين كثافة ولزوجة المزيغ الغازي المدروس عند الشروط التشغيلية:
علاوة على ذلك، فقد تمّ دراسة تغييرات الكثافة واللزوجة للأطوار المرافقة كما هو
موضّح بالشكلين (12) و(13).



الشكل (12)، تغير كثافة الطورين الغازي والسائل بالعلاقة مع طول خط الأنابيب.

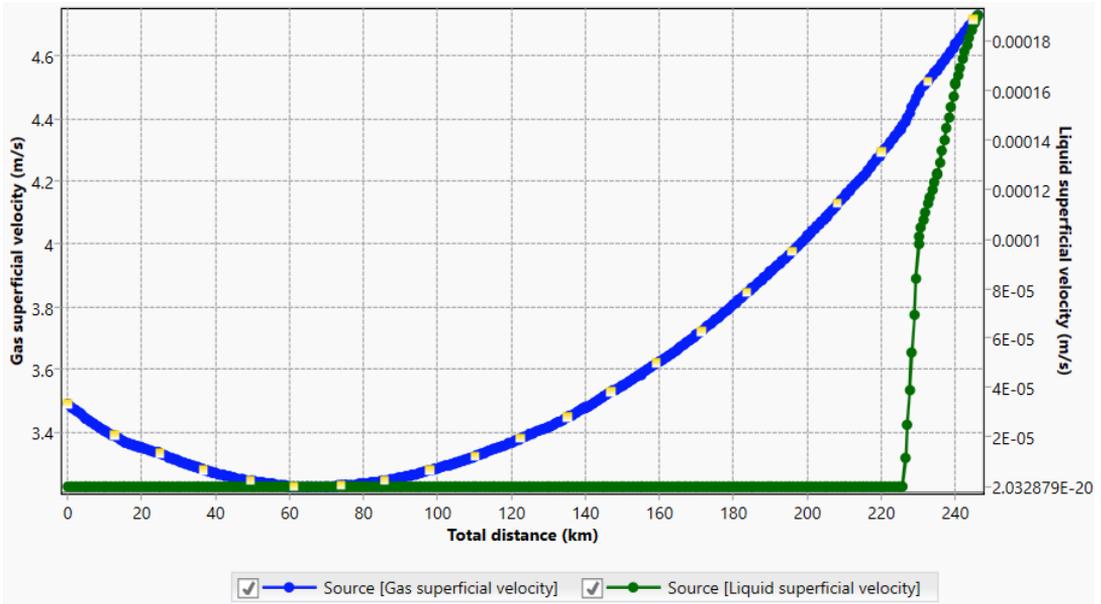


الشكل (13). تغير لزوجة الطورين الغازي والسائل بالعلاقة مع طول خط الأنابيب.

يتضح من تحليل بيانات الشكلين السابقين، تناقص كلاً من كثافة ولزوجة الطور الغازي بشكل كبير مع انخفاض الضغط، في حين تزداد كثافة ولزوجة الطور السائل كتابع لطول الأنبوب.

3.7. تعيين السرعة السطحية والتنبؤ بنمط الجريان الثنائي الطور المتوقع في خط الأنابيب:

يمكن اعتبار السرعة السطحية لكل من الغاز والسائل مؤشراً مفيداً لآلية تراكم السوائل في خط الأنابيب، وعلاوة على ذلك فإنها تلعب دوراً هاماً جداً في تحديد نمط الجريان الثنائي الطور (غاز - سائل). يوضح الشكل (14) تغير السرعة السطحية لكل من السائل والغاز كتابع لطول الأنبوب.



الشكل (14) تغير السرعة السطحية لكل من السائل والغاز كتابع لطول الأنبوب

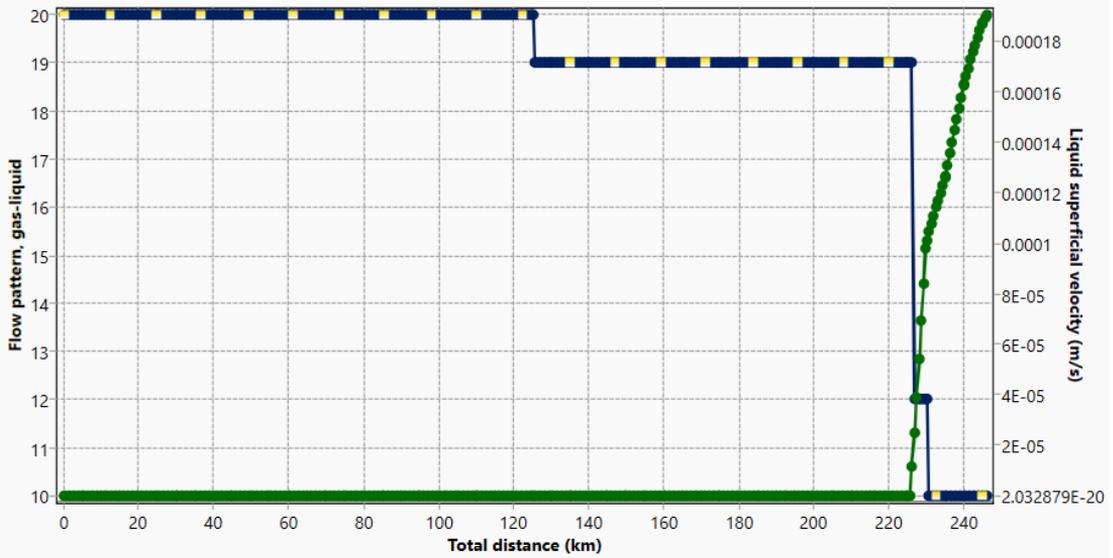
المدرّوس.

من أجل تحقيق الشروط التشغيلية والمؤشرات التصميمية الأفضل، فإنه من المهم جداً تحديد نمط الجريان الثنائي الطور ومعرفة الحدود بين هذه الأنماط التي يحدث

عندها تغيير في القوى الهيدروديناميكية والميكانيكية للتدفق عند التحوّل من نمط جريان الى آخر. والهدف من ذلك هو الأخذ بعين الاعتبار نمط الجريان غير المرغوب عند التصميم والتشغيل من أجل حماية المنظومة من التغيرات السريعة في الضغط والاهتزازات، وأيضاً منع حصول أي ضرر ميكانيكي لمعدن الأنابيب.

من خلال تحليل بيانات الشكل (14)، ودمجها مع خريطة التدفق المقدمة من قبل (Taitel & Dukler) يمكن استنتاج نمط الجريان المتوقع للمزيج الثنائي الطور (غاز- سائل) في خط الأنابيب المدروس. لاحظ الشكل (15).

يبين الشكل (15) الطبيعة الطورية للموائع المتدفقة وأنظمة الجريان (أحادي الطور-ثنائي الطور) وأنماط الجريان الثنائي الطور بالعللاقة مع طول الأنابيب المدروس.



الشكل (15)، يوضح أنظمة وأنماط الجريان للمائع المتدفق بالعللاقة مع طول الأنابيب

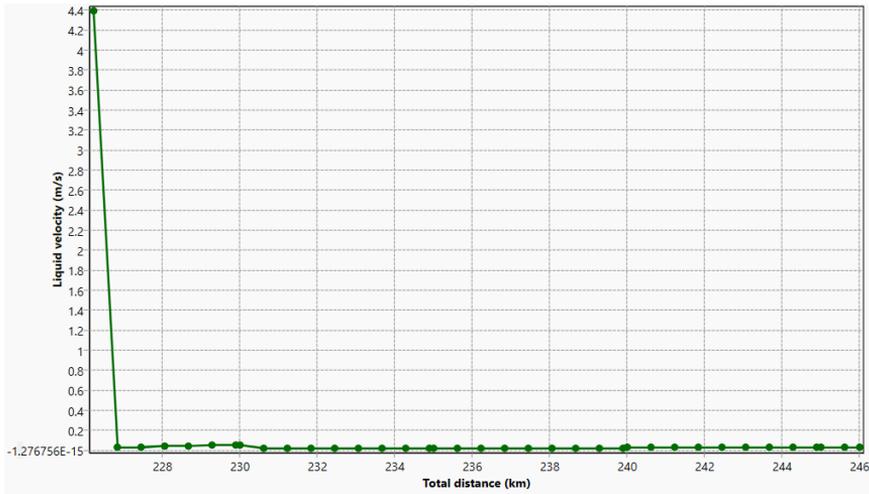
المدروس.

من خلال تحليل بيانات الشكل (15)، وبناءً على مجال الضغوط ودرجات الحرارة التشغيلية في خط الأنابيب وباعتماد على المخطط الطوري للتيار الغازي المنقول يمكن استنتاج مايلي:

● مصادفة نظام الجريان أحادي الطور (الطور الغازي) من بداية الخط وحتى المسافة (226.219 Km)، حيث يمكن مصادفة الطور الكثيف (*Dense Phase*) من بداية الخط حتى المسافة (125 Km) والطور الغازي في المسافة المحصورة ضمن المجال (125 – 226.219 Km).

● مصادفة نظام الجريان الثنائي الطور (غاز-سائل) من النقطة التي تقع على بعد (226.219 Km) من بداية الخط حتى نهاية الخط. وهنا يمكن أن نميز نمطي الجريان التاليين وهذا يتضح بشكل جلي من خلال منحنى سرعة السائل في جزء خط الأنابيب الذي حدثت فيه ظاهرة التكتاف (لاحظ الشكل (16)):

(1) نمط الجريان (*Annular Dispersed Flow*) في المسافة المحصورة ضمن المجال (226.83 – 230 Km)،
(2) نمط الجريان (*Stratified Wavy Flow*) في المسافة المحصورة ضمن المجال (230.61 – 246 Km).



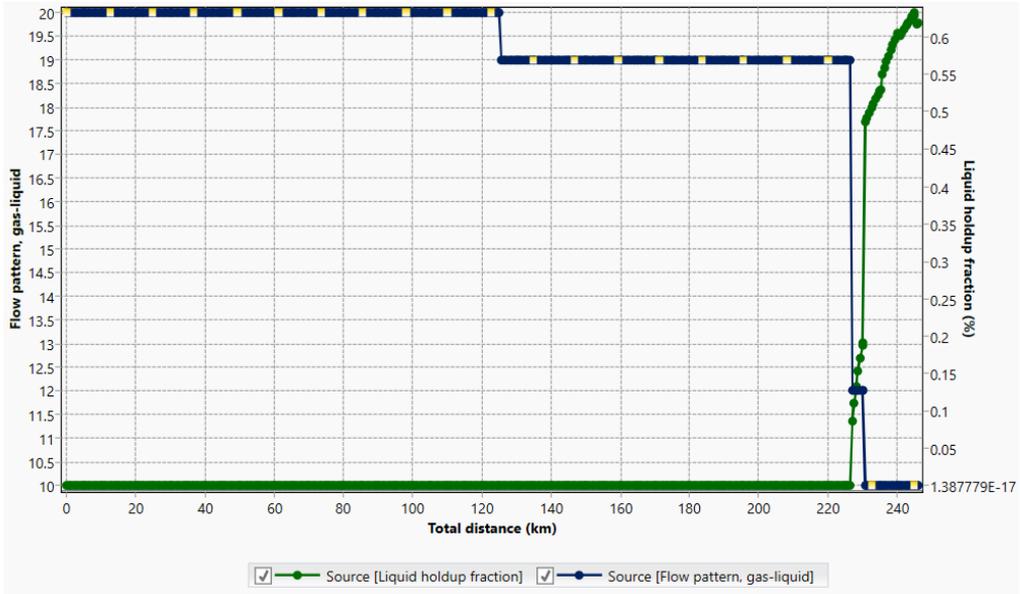
الشكل (16)، سرعة السائل المتكاثف في جزء الخط المحصور بين المسافة (226.219 Km) حتى نهاية الخط.

3.8. التنبؤ بالمواقع المحتملة لتشكيل السوائل:

عملياً، يمكن الحصول على تنبؤ أولي بالمواقع المحتملة لتراكم السوائل وذلك بناء على تقاطع النتائج التالية لعملية المحاكاة المنجزة على خط الأنابيب المدروس:

- نمط الجريان المتوقع؛
- وسرعة المزيج الغازي،
- والكميات المقدرة للسائل المتراكم

ويوضح الشكل (17) المواقع المحتملة لتكاثف السوائل في خط الأنابيب المدروس.



الشكل (17)، الأماكن المتوقعة لتشكيل السوائل.

من الواضح أن السوائل تبدأ بالتشكل في المقطع العرضي للخط الأنابيب المدروس والمواقع على المسافة (226.219 Km) من بداية خط الأنابيب وتستمر هذه السوائل بالتشكل حتى نهاية الخط.

3.9. التحقق من صحة النموذج المقترح:

بغية التحقق من فرضيات نموذج المحاكاة المقترح، سوف يتم مقارنة نتائج عملية المحاكاة لخط الأنابيب المدروس مع البيانات التشغيلية الحقيقية.

■ كميات السوائل المصطادة في محطة الربط:

من خلال مراقبة التجهيزات السطحية الموجودة في محطة البيارات (4901)، ومن خلال فلاتر الغاز المركبة في المحطة كانت الكميات التي تم اصطيادها خلال عام 2019 كما يلي: على افتراض أن ضغط خرج المعمل هو (92 Bar) سيكون الضغط في محطة الربط حوالي (55 Bar).

الجدول (7)، كمية السوائل المصطادة في محطة الربط.

الشهر	كمية السائل (bbl)
كانون الثاني	443
شباط	400
آذار	442
نيسان	428
أيار	441
حزيران	429
تموز	442
آب	427
أيلول	443
تشرين الأول	428
تشرين الثاني	442
كانون الأول	427
تراكمي عام 2019	5192

بناء على نتائج عملية المحاكاة يمكن ملاحظة أن كمية السائل المتراكمة في محطة الربط تساوي (5200 bbl/year)، ومن الواضح أن الفرق بين الكميتين (الناجمة عن عملية المحاكاة وتلك المقاسة حقلياً) بسيط جداً (8 bbl/year) وهذا دليل على دقة وصحة فرضيات النموذج المقترح.

■ التركيب الكيميائي للسوائل المصطادة:

أما بالنسبة لتحليل السوائل التي تم اصطيادها فقد كان على الشكل التالي:

الجدول (8)، يوضح تركيب السائل المصطاد في محطة الربط.

	Component	Mole%
1	Methane	23.43
2	Ethane	12.11
3	Propane	9.98
4	Isobutane	0.33
5	Butane	3.67
6	Isopentane	1.59
7	Pentane	1.53
8	Hexane	2.76
9	Heptane	5.49
10	Octane	13.76
11	Nonane	20.32
12	Nitrogen	0.05
13	Carbon Dioxide	4.98

وبالمقارنة بين التحليل الناتج عن برنامج المحاكاة مع التحليل المنجز حقلياً، يمكن الملاحظة بسهولة تطابق شبه كلي بين هذين التحليلين.

تقدّم الدراسة الحالية تحليلاً لإمكانية حدوث النظام الثنائي الطور خلال خط أنابيب نقل الغاز الطبيعي وذلك من خلال تطوير نموذج حسابي سهل الاستخدام للتنبؤ بكمية الطور السائل المتكاثف في خطوط أنابيب الغاز الطبيعي عند شروط النقل. يأخذ النموذج المقترح بعين الاعتبار العديد من المؤشرات مقارنة بالنماذج المقترحة السابقة مثل خشونة جدار الأنابيب والمعامل الكلي للتبادل الحراري والشروط الحدية، وهذا ما يجعل من النموذج المقترح وسيلة مفيدة لتمثيل شروط التدفق الفعلية.

بالاعتماد على الأشكال والرسوم البيانية وبناءً على ما ذكر سابقاً تمّ التوصل إلى النتائج الرئيسية التالية:

1. أعطى النموذج المقترح دقة مقبولة بالنسبة للتنبؤ بشروط وإمكانية تشكل الطور السائل، وهو أمر مهم للغاية بالنسبة لمشغلي خطوط الأنابيب الذين يحتاجون إلى تقديرات تقريبية وسريعة في المراحل التمهيديّة لتشغيل المشروع، وبناءً على ذلك يمكن القول بأن هذا النموذج هو تمثيل جيد للمنظومة القائمة ويمكن استخدام نتائج المحاكاة بكل ثقة كأداة مفيدة في صنع القرارات العملية وذلك اعتماداً على مراقبة معدل التدفق والضغط ودرجة الحرارة أو متغيرات أخرى في أي نقطة من نقاط المنظومة.
2. يمكن لنظام الجريان الثنائي الطور أن يحدث في خط الأنابيب المدروس نتيجة لانخفاض الضغط ودرجة الحرارة على طول المسار. فقد تبين من خلال التركيب الطوري أنّ التيار الغازي يدخل في بداية الخط بطوره الغازي (أحادي الطور) في حين يخرج من نهايته على شكل تيار ثنائي الطور (غاز-سائل)، حيث يعتبر الضغط ودرجة الحرارة والسرعة من أهم المؤشرات التي يمكن من خلالها تحديد شروط تكاثف المركبات الهيدروكربونية.
3. تزداد إمكانية حدوث ظاهرة التكاثف بزيادة نسبة المركبات الهيدروكربونية الأثقل الداخلة في تركيب تيار الغاز الطبيعي المراد نقله. وبالمقابل وبناءً على الدراسات

- الحقلية لا يمكن حدوث هذه الظاهرة في الغازات الطبيعية الجافة شروط الضغط ودرجة الحرارة الشائعة الاستعمال في تطبيقات خطوط أنابيب نقل الغاز الطبيعي.
4. تم الحصول على تنبؤ أولي بالمواقع المحتملة لتراكم السوائل وذلك بناء على تقاطع البيانات التالية: نمط الجريان المتوقع وسرعة المزيج الغازي والكميات المقدره للسائل المتراكم والمعايير العامة للتنبؤ باحتمال تراكم السوائل في منظومة خط الأنابيب. حيث أثبت أن السوائل تبدأ بالتشكل في المقطع العرضي للخط الأنابيب المدروس والواقع على المسافة (226.219 Km) من بداية خط الأنابيب وتستمر هذه السوائل بالتشكل حتى نهاية الخط.
5. تتطلب نمذجة السلوك الطوري لجملة المركبات الهيدروكربونية نموذجاً ثرموديناميكياً وخوارزمية حسابية فعّالة لإجراء الحسابات الطورية للأمزجة متعددة الأطوار.
6. إنّ لتقنية أخذ عينات الغاز الطبيعي أهمية كبيرة في صحة النتائج التي يمكن الحصول عليها ومطابقتها للنتائج الحقلية، حيث تمّ استخدام طريقة التحليل التركيبي لتحديد التركيب الكيميائي للغاز في كل نقطة من النقاط المدروسة. إذا كانت التقنية المستخدمة لأخذ العينات غير دقيقة فإنّ النتائج التي سوف يتم الحصول عليها لن تمثل التيار المتدفق في خط الأنابيب.
7. يتضح من خلال هذه الدراسة أنّ لتبسيط الفرضيات تأثير كبير على تقدير قيم درجة حرارة وضغط وسرعة وكثافة التيار الغازي وخاصة إذا كانت نتائج النموذج سوف تستخدم للتنبؤ عن السلوك الطوري. كما أنّ آليات التبادل الحراري تمثل عن كثب شروط التبادل الحراري الحقيقية بغية تزويد أدق التقديرات لشروط التدفق في خط الأنابيب.
8. لقد تمّ استخدام نتائج توصيف السائل التي حصلنا عليها لتقدير فيما إذا كانت أجزاء من خطوط الأنابيب تعمل وفق نظام الجريان الثنائي الطور. كما تمّ تقدير نمط الجريان المتوقع باستخدام منهجية (Tailer & Dukler model). وعلاوة على ذلك فقد تمّ حساب العديد من المؤشرات مثل (Liquid holdup) والسرعة السطحية وحجوم السائل من خلال الجمع بين نتائج المحاكاة والخصائص الفيزيائية للمزيج الغازي المدروس.

9. لقد أثبت استخدام برنامج المحاكاة (PIPESIM V2017.2) عند إجراء هذه الدراسة فائدة كبيرة جداً من ناحية اختزال الوقت المطلوب لإجراء العمليات الحسابية وتطبيقها أو من ناحية دقة النتائج التي تمّ التوصل إليها وذلك بعد مقارنتها مع نتائج الحسابات الحقلية التقليدية.

10. يتضمن برنامج المحاكاة المستخدم العديد من النماذج الترموديناميكية والتي تمتاز بإمكانية التنبؤ عن الكثير من قيم البارامترات التشغيلية لخطوط النقل بدقة كبيرة وهذا مايشكل أهمية كبيرة لمصممي ومشغلي خطوط أنابيب الغاز الطبيعي.

11. يظهر التحقق من صحة نتائج النموذج المقترح مقابل بيانات التشغيل الحقلية المتاحة أن هناك تطابقاً جيداً ونتائجاً مقبولة.

وبالنتيجة تمّ تطوير أداة سهلة للتنبؤ بإمكانية تكاثف المركبات الهيدروكربونية. أعطى النموذج المقترح نتائج مقبولة الدقة، وهو أمر مهم للغاية لمهندسي خطوط الأنابيب الذين يحتاجون إلى تقديرات سريعة وتقريبية في المراحل الأولية لإنجاز المشروع. إنّ النموذج المقترح مخصص لنظام الجريان المستقر وتطويره يسمح:

- بإمكانية الحصول على وسيلة سهلة لحل المشاكل المتعلقة بأمثلة أقطار خطوط الأنابيب ودراسة الظروف التشغيلية المختلفة لشبكة الغاز وبالتنبؤ بشروط تشكل الهيدرات وتكاثف الماء والمركبات الهيدروكربونية.
- إعطاء فكرة أفضل عن تأثير كل متغير من متغيرات نظام خط الأنابيب، على سبيل المثال نوع التربة ودرجة حرارتها.

المقترحات والتوصيات:

من ما سبق نقترح التوصيات التالية:

1. التعمق بدراسة التراكيب الغازية من خلال استقراء صحيح لسلوك المكامن الغازية للوصول لنتائج أقرب من الواقعية بحيث يتم التصميم لوحدات المعالجة بشكل أمثل لتلافي المشاكل التشغيلية التي من الممكن أن تحدث مستقبلاً كنتيجة لتصميم غير متكامل مبني على نتائج تشوبها بعض القصور أو الأخطاء.
2. ضرورة تشميل التصميم الهندسية لوحدات المعالجة هامش من المرونة التشغيلية بحيث تستطيع هذه الوحدات استيعاب الأخطاء الناتجة عن التقييم غير الصحيح خلال مرحلة الحفر والاستكشاف للحقول النفطية والغازية.
3. ضرورة إجراء دراسات (Optimization) لوحدات المعالجة المراد تركيبها حديثاً في الحقول النفطية والغازية بحيث تراعي المتطلبات الفنية من جهة ومن جهة أخرى متطلبات السوق واحتياجاته.
4. ضرورة وجود قاعدة بيانات لشبكات خطوط أنابيب نقل النفط والغاز يتم تأسيسها بعد الانتهاء من وضع أي خطوط نقل جديدة وتعتبر هذه القاعدة مرجعية للمقارنة مع عمليات المسح اللاحقة لمعرفة التغيرات التي تحصل على الشبكات الناقلة للنفط والغاز خلال القطر.
5. ضرورة تطبيق عمليات المسح الذكي لشبكات نقل النفط والغاز وإحداث بنوك للمعلومات من أجل إجراء عمليات المقارنة اللاحقة مع قاعدة البيانات.

1. نقل النفط والغاز وتخزينهما (2) - د.م.جان سعد د.م.ماهر سعادة- منشورات

جامعة البعث، كلية الهندسة الكيميائية والبتروولية، 2008-2009

2. Abdolahi Farzad et al.: “*The Effect of Major Parameters on Simulation Results of Gas Pipelines*”. International Journal of Mechanical Sciences, vol. 49, 2007, pp. 989–1000.
3. Acikgoz, M., Franca, F., Lahey Jr., R.T., 1992. “*An Experimental Study of Three-Phase Flow Regimes*”. Int. J. Multiphas. Flow 18 (3), 327–336.
4. Asante, B., October 23e25, 2002. “*Two-Phase Flow: Accounting For the Presence of Liquids in Gas Pipeline Simulation*”. Paper Presented at 34th PSIG Annual Meeting, Portland, Oregon, USA.
5. AsphWax’s Flow Assurance course, 2003. “*Fluid Characterization for Flow Assurance*”. AsphWax Inc., Stafford, TX, USA.
6. Ayala, F.L., Adewumi, M.A., 2003. “*Low-Liquid Loading Multiphase Flow in Natural Gas Pipelines*”. Journal of Energy Resources Technology 125 (4), 284e293.
7. Aziz, K., Govier, G.W., Fogarasi, M., 1972. “*Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas*”. Journal of Canadian Petroleum Technology 11 (3), 38e48
8. Ansari, A.M., Sylvester, A.D., Sarica, C., Shoham, O., Brill, J.P., May, 1994. “*A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores*”. SPE Prod. Facil. J.143–152.

9. API, 1995a. “*Computational Pipeline Monitoring*”. API Publication, 1130, 17, American Petroleum Institute, TX.
10. API, 1995b. “*Evaluation Methodology for Software Based Leak Detection Systems*”. API Publication, 1155, 93, American Petroleum Institute (API), TX.
11. Barnea, D., 1987. “*A Unified Model for Prediction Flow Pattern Transitions for the Whole Range of Pipe Inclinations*”. Int. J. Multiphas. Flow 13 (1), 1–12.
12. Barnea, D., Taitel, Y., 1996. *Stratified three-phase flow in pipes-stability and transition*. Chem. Eng. Commun. 141–142, 443–460.
13. Beggs H.D., Brill J.P.: “*A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes*”. Journal of Petroleum Technology, vol. 25, no. 5, 1973, pp. 607–617.
14. Brill J.P., Beggs H.D.: “*Two-Phase Flow in Pipes*”. 6th Edition, University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma 1991.
15. Barnea, D., Taitel, Y., 1996. “*Stratified Three-Phase Flow in Pipes-Stability and Transition*”. Chemical Engineering Communications 141e142, 443e460.
16. Battara, V., Gentilini, M., Giacchetta, G., 1985. “*Condensate-Line Correlations for Calculating Holdup, Friction Compared to Field Data*”. Oil & Gas Journal 83 (52), 148e152.
17. Campbell, J.M., 1992. “*Gas Conditioning and Processing*”. Third ed. Campbell Petroleum Series. Norman, OK.
18. Duan J., Wang W., Zhang Yu., Liu H., Lin B., Gong J.: “*Calculation of Inner Wall Temperature in Oil-Gas Pipe*

- Flow*". Journal of Central South University, vol. 19, iss. 7, 2012, pp. 1932–1937.
19. Efstathios E. Michaelides, Clayton T. Crowe, John D. Schwarzkopf: "***Multiphas Flow Handbook***", second edition, Taylor & Francis Group, LLC, 2017.
 20. E.W. McAllister (Auth.), "***Pipeline Rules Of Thumb Handbook. A Manual of Quick, Accurate Solutions to Everyday Pipeline Engineering Problems***". Gulf Publishing Company, Eighth Edition. 2014. USA.
 21. Erickson, D., Buck, E., Kolts, J., September, 1993. "***Corrosion inhibitor transport in Wet-Gas pipelines***". J. Mater. Perform. 32 (9), 49–56.
 22. Faille, I., Heintze, E., 1996. "***Rough Finite Volume Schemes for Modeling Two-Phase Flow in a Pipeline***". Proceeding of the CEA.EDF.INRIA Course. INRIA Rocquencourt, France.
 23. FEESA, 2003. "***Hydrodynamic Slug Size in Multiphase Flowlines***". Case Study Report. Feesa Ltd, Hampshire, UK.
 24. J. Falcimaigne, B S.Decarre: "***Multiphase Production Pipeline Transport, Pumping and Metering***". EditionsTechnip, Paris, 2008.
 25. James P.Brill, Hemante Mukherjee: "***Multiphase Flow in Wells***", Richardson, Texas, 1999.
 26. GPSA Engineering Data Book, 13 Ed. "***Gas Processor Suppliers Association***", Tulsa, Oklahoma, 2012.
 27. Modisette, Jerry L., "***Two-Phase Flow in Pipelines—I: Steady-State Flow***", Modisette, Inc., J ENERGY VOL 7, NO. 6, Houston, Texas.

28. Peng D.Y., Robinson D.B.: “*A New Two-Constant Equation of State*”. Industrial and Engineering Chemistry Fundamentals, vol. 15, no. 1, 1976, pp. 59–64.
29. P. R. Hooker, W. E. Brghman:”*Temperature and Heat Transfer Along Buried Liquids Pipelines*”. Journal of Petroleum Technology, May, 1978. Society of Petroleum Engineers of AIME.
30. Saeid Mokhatab, William A. Poe, and John Y. Mak: “*Handbook of Natural Gas Transmission and Processing Principles and Practices*”, Gulf Professional Publishing Company, Fourth Edition, Cambridge, United States, 2019.
31. Peng, D., Robinson, D.B., 1976. “*A New Two-Constant Equation of State*”. Industrial and Engineering Chemistry Fundamentals 15 (1), 59e64.
32. Petalas, N., Aziz, K., 2000. “*A Mechanistic Model for Multiphase Flow in Pipes*”. Journal of Canadian Petroleum Technology 39, 43e55.
33. Pan, L., 1996. “*High Pressure Three-Phase (Gas/Liquid/Liquid) Flow*” (Ph.D. thesis). Imperial College London, London, UK.
34. Pauchon, C., Dhulesia, H., Lopez, D., Fabre, J., June 16e18, 1993. TACITE: “*A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow*”. Paper Presented at the 6th BHRG International Conference on Multiphase Production, Cannes, France.
35. Shashi Menon E.: “*Gas Pipeline Hydraulics*”. CRC PRESS, 2005.

36. Voulgaris M.E., Peters C.J., Swan Arons J. de: “***On The Retrograde Condensation Behavior of Lean Natural Gas***”. International Journal of Thermophysics, vol. 16, iss. 3, 1995, pp. 629–642.
37. Xiao, J.J., Shoup, G., 1998. “***Sizing Wet-Gas Pipelines and Slug Catchers with Steady-State Multiphase Flow Simulations***”. Journal of Energy Resources Technology 120 (2), 106e110.
38. Zhang, H.-Q., Wang, Q., Sarica, C., Brill, J.P., 2003. “***Unified Model for Gas-Liquid Pipe Flow via Slug Dynamics Part 1: Model Development***”. Journal of Energy Resources Technology 125 (4), 266e273.

39.