مجلة جامعة دمشق للعلوم الهندسية
المجلد42 العدد (3) – 2026: 47-60

Damascus University Journal for engineering sciences
Vo 42 number (3) -2026: 47-60

إضافة محطات رفع الضغط على خطوط نقل الغاز الطبيعي لرفع كفاءة عملية النقل

محمد زاهر صلاح الدين مشمش[1*] حمزة مكارم[2]

[1*]. طالب ماجستير، مهندس، قسم هندسة الميكانيك العام – كلية الهندسة الميكانيكية والكهربائية – جامعة دمشق.

zaher.moshmosh@damascusuniversity.edu.sy

[2]. دكتور – قسم هندسة الميكانيك العام – كلية الهندسة الميكانيكية والكهربائية – جامعة دمشق

الملخص:

في هذا البحث تم إظهار مدى الاختلاف بكميات الغاز الطبيعي الممكن نقلها بوساطة أنابيب ذات أقطار تقع ضمن مجال (10-30 inch) وضمن شروط تشغيل محددة، ومن ثم قدمت هذه الدراسة عدة اقتراحات لتأمين وصول هذه الكميات الموافقة لكل قطر للأنابيب الواقعة ضمن المجال السابق إلى المستثمر النهائي بالضغط المطلوب، فكانت هذه الاقتراحات كالتالي، إما الاكتفاء بمحطة رفع ضغط واحدة توضع عند بداية الخط وتأمن وصول الكمية الثابتة من الغاز بالضغط المطلوب عند نهايته وعبر قطر معين ثابت على طول الخط، أو عن طريق توزيع عدد من محطات رفع الضغط على طول الخط، تقوم هذه المحطات في كل مرة يصل إليها الغاز برفع ضغطه إلى ضغط دخول ثابت يؤمّن وصوله إلى المحطة التالية بضغط خروج ثابت هو الضغط المطلوب نفسه عند نهاية الخط، ويفصل بين هذه المحطات مسافات ثابتة تتراوح ما بين 50-150 Km.

من أجل كل اقتراح من الاقتراحات التي قدمها البحث ولكل قطر أنبوب ضمن المجال (10-30 inch)، وعبر برنامج حاسوبي منشأ بوساطة برنامج الإكسل، تمت دراسة مكونات محطات رفع الضغط التقليدية المطلوبة كافة، من استطاعات الضواغط، وآلية قيادة هذه الضواغط المتمثلة بعنفة غازية قائدة مع دراسة كامل خصائص هذه العنفة، بالإضافة أيضاً إلى دراسة أحد تطبيقات الاسترجاع الحراري ضمن المحطات والتي ترفع من أداء هذه المحطات، وبيَّن البحث التغيرات الحاصلة في خصائص مكونات هذه المحطات باختلاف المتغيرين الأساسيين في المشروع المتمثلين بقطر الأنبوب المستخدم للنقل على طول الخط، وعدد محطات رفع الضغط الموزعة على طول الخط بمسافات فاصلة متساوية.

الكلمات المفتاحية: الغاز الطبيعي، أنابيب نقل الغاز، نقل الغاز الطبيعي، محطات رفع ضغط الغاز الطبيعي، ضواغط الغاز الطبيعي.

تاريخ الإيداع: 2023/8/27
تاريخ القبول: 2023/11/7

حقوق النشر: جامعة دمشق – سورية، يحتفظ المؤلفون بحقوق النشر بموجب CC BY-NC-SA

adding booster stations on natural gas pipelines to increase the efficiency of the natural gas transmission.

Muhammad Zaher Moshmosh*[1] Hamza Makarem[2]

*[1] Master's student – Eng, Department of General Mechanical Engineering - Faculty of Mechanical and Electrical Engineering - Damascus University.
zaher.moshmosh@damascusuniversity.edu.sy

[2] Professor - Department of General Mechanical Engineering - Faculty of Mechanical and Electrical Engineering - Damascus University

Received: 27/8/2023
Accepted: 7/11/2023

Copyright: Damascus University- Syria, The authors retain the copyright under a

CC BY- NC-SA

Abstract:

Where this study showed the extent of the difference in the quantities of natural gas that can be transported by pipelines with diameters located within the range (10-30 inch) and within specific and fixed operating conditions related to a reference case currently in place, and then this study presented several proposals to ensure the arrival of these quantities corresponding to each diameter. For the pipelines within the previous field to the final investor with the required pressure, these suggestions were as follows, either it is sufficient for one booster station to be placed at the beginning of the line and to secure the arrival of a fixed quantity of gas with the required pressure at its end and through a specific diameter fixed along the line, or by distributing a number of booster stations along this line. Each time the gas reaches it, these stations raise its pressure to a constant inlet pressure that secures its arrival to the next station with a constant exit pressure that is the same as the pressure required at the end of the line. These stations are separated by fixed distances ranging between 50-150 km.

For each of the suggestions presented by the research and for each pipe diameter within the range (10-30 inch), and through a computer program created by the Excel program, all the components of the traditional booster stations required by the compressor's capacities, and the driving mechanism of these compressors represented by a leading gas turbine were studied. With the study of the full characteristics of this turbine from the specific work of the compressor, the turbine, temperatures, fuel expenditure and other characteristics of this turbine, in addition to studying some applications of heat recovery added within the stations, which raise the performance of these stations, and the research showed the changes in the characteristics of the components of these stations according to the two variables The two main points in the project are the diameter of the pipe used for transmission along the line, and the number of booster stations distributed along the line at equal intervals.

Keywords: Natural gas, Gas pipelines, Natural gas transmission, Natural gas booster stations, Natural gas compressors, Thermal recovery technologies in booster stations.

المقدمة:

كان الغاز الطبيعي وحتى نهاية الحربين العالميتين، الأولى والثانية مصدراً ثانويّاً للطاقة وسرعان ما بدأ الاهتمام العالمي بالغاز يتزايد حتى صار الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة الأمريكية على سبيل المثال يمثّل مصدراً لربع الطّاقة المستهلكة في عام 1952م.

وبالتالي أصبح الهاجس العالمي هو دراسة الطرق الأمثل التي تؤدي إلى الترشيد وإلى تقليل الهدر في هذه الثروة على الصعد كافة من معالجة ونقل وتخزين وتوزيع، وحتى استثمار الغاز الطبيعي.

وبما أن العالم يشهد تزايدًا كبيراً في إنشاء خطوط الغاز الطبيعي، لذلك فإن الجدوى الاقتصادية هي الفيصل في تحديد الطريقة الأمثل في نقل الغاز الطبيعي، لذلك سنناقش في هذا البحث ما يلي:

1. تحديد الطريقة الأمثل، واختيار البارامترات الأمثل أثناء إنشاء خطوط نقل الغاز الطبيعي من مناطق انتاجه إلى المستثمر النهائي حيث تم التركيز في هذا البحث على المقارنة فقط بين طريقتين محددتين في إنشاء خطوط نقل الغاز الطبيعي المضغوط وهما كالتالي:

a) إنشاء خطوط نقل الغاز الطبيعي بدون توزيع محطات رفع الضغط على طول الخط والاعتماد على رفع ضغط الخروج الأساسي للغاز من المعمل.

b) إنشاء خطوط نقل الغاز الطبيعي مع توزيع محطات رفع الضغط على طول الخط.

2. تحديد أهم الطرق المتاحة للتقليل من الهدر في الطاقة على طول مسار خطوط الأنابيب الممدودة وإيجاد الأساليب الممكنة في استرداد القيمة الأكبر من الطاقة المهدورة أثناء عملية نقل الغاز.

التساؤلات:

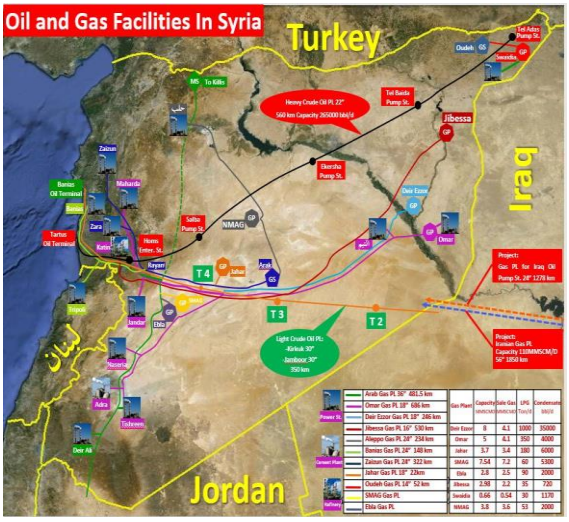
1. كيف تزداد كميات الغاز المنقولة عند زيادة قطر خط الأنابيب بالاعتماد فقط على محطة رفع الضغط الأساسية في بداية الخط؟
2. في حال تم زيادة عدد محطات رفع الضغط، كيف يتغير التدفق ضمن الخط للقطر نفسه؟
3. ما هي المكاسب، في حال إضافة بعض تجهيزات استرداد الطاقة ضمن محطات رفع الضغط؟

فرضيات البحث:

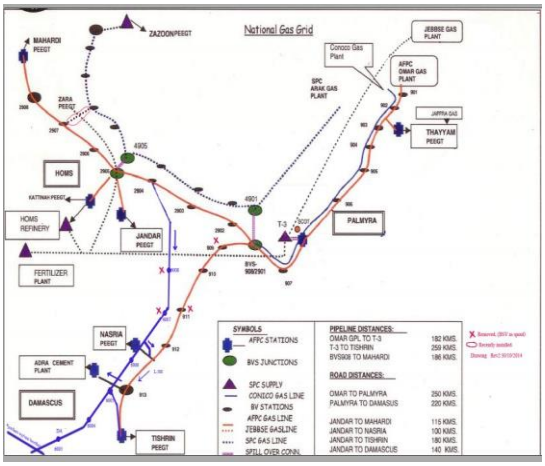
تم الاعتماد في هذا البحث على الفرضيات التالية:

a) عدم وجود تغيرات في الارتفاعات (صعود وهبوط) على طول مسار خطوط الأنابيب.

b) خصائص الغاز وتركيبه والضغوط ودرجات الحرارة وغيرها من ثوابت خاصة بالغاز في سوريا.



الشكل (1) مسارات خطوط الغاز في سورية



الشكل (2) مسارات خطوط نقل النفط والغاز في سورية

تطبيق الدراسة التحليلية:

من خلال هذا البحث تم انشاء دراسة تحليلية لآلية نقل الغاز وسنقوم بتطبيق الدراسة التحليلية وعرض النتائج حسب البيانات المفروضة التالية

المعطيات:

1. طول مسار خط الأنابيب: 500 Km
2. قطر الأنبوب: 18 inch
3. الضغط التشغيلي 50 bar (ضغط الدخول 80− bar ضغط الخروج 50 bar)
4. استطاعة النقل التصميمية: 3,100,000 m3/day من الغاز الطبيعي
5. درجة الحرارة الوسطية للغاز Ta = 362 K
6. درجة الحرارة في الشروط الأساسية للغاز 15°C (288 K)
7. الضغط في الشروط الأساسية للغاز 1 atm (101.325 KPa)

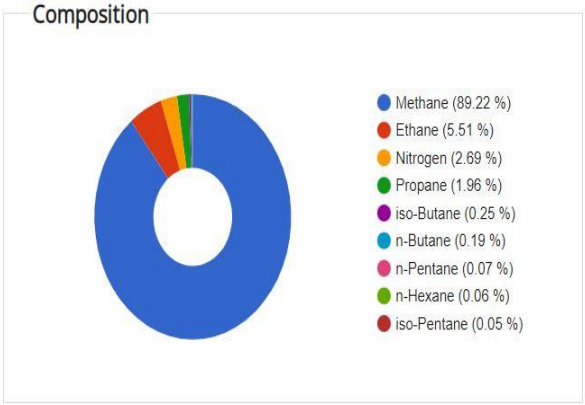
حساب كثافة الغاز (Borgnakke et al.,2012 , [17]):

نقوم بتطبيق المعطيات الخاصة بغاز الجبسة على المعادلة التالية:

$$\rho = MW_t * \frac{P}{RT}$$

$$MW_t = \sum MW_{ti}$$

حيث MW_{ti} هي الكتلة الجزيئية لكل مكون من مكونات الغاز بحسب نسبته من تكوين الغاز ويوضح الشكل (3) رسماً توضيحياً لمكونات الغاز ونسبها ضمن المزيج الغازي بحسب المعطيات المقدمة من الشركة السورية للغاز.



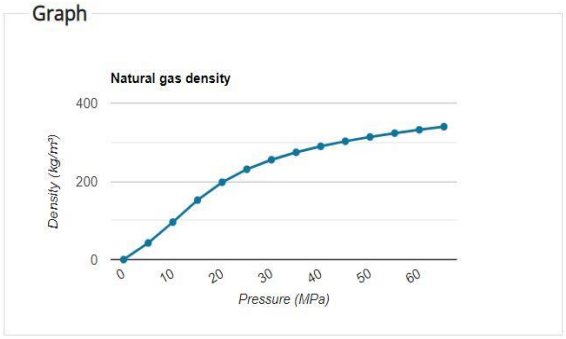
الشكل (3) مكونات الغاز الطبيعي في خط غاز الجبسة

$$MW_t = \{(28 * 0.0269) + (16 * 0.8922) + (30 * 0.0551) + (44 * 0.0196) + (58 * 0.0025) + (58 * 0.0019) + (72 * 0.005) + (72 * 0.007) + (86 * 0.006)\}$$

$$MW_t = 17.937 \ g/mol$$

$$\rho = 0.759 \ Kg/\ m3$$

ويوضح الشكل (4) التالي تغير الكثافة لمكونات الغاز بتغير الضغط:



الشكل (4) تغير الكثافة مع تغيير الضغط للغاز في خط الجبسة

توزيع محطات رفع الضغط على طول خط الأنابيب في الدراسة التطبيقية:

سنقوم بدراسة عدة حالات لمقارنة النتائج، وذلك لتوزيع محطات رفع الضغط على طول الخط المفترض، حيث تختلف كل حالة عن الأخرى بعدد محطات رفع الضغط الموزعة والمسافات الفاصلة بين هذه المحطات، على الشكل التالي:

1. الحالة الأولى:

وهي الحالة التقليدية، حيث يوجد محطة رفع ضغط واحدة عند المنبع تقوم هذه المحطة برفع الضغط في بداية الخط إلى الضغط 80 bar لتأمن وصوله إلى المستثمر النهائي بعد سير مسافة 500 Km بتدفق ثابت يختلف باختلاف قطر الأنبوب الناقل للغاز وبضغط 50 bar.

2. الحالة الثانية:

نفترض في هذه الحالة توزيع 4 محطات رفع ضغط، المحطة الأولى تكون عند المنبع، ويفصل بين كل محطة والتي تليها مسافة 125 Km، تقوم كل محطة برفع ضغط الغاز الواصل إليها من الضغط 50 bar إلى الضغط 80 bar، لتأمن وصول الغاز الطبيعي إلى المحطة التي تليها بعد سير مسافة 125Km، وبتدفق ثابت يختلف بحسب قطر الأنبوب الناقل للغاز، ومن ثم يعاد رفع الضغط في المحطة بالطريقة نفسها عند كل محطة حتى الوصول إلى المستثمر النهائي وبالضغط المطلوب 50 bar.

3. الحالة الثالثة:

نفترض في هذه الحالة توزيع 10 محطات رفع ضغط، المحطة الأولى تكون عند المنبع، ويفصل بين كل محطة والتي تليها مسافة 50 Km، تقوم كل محطة برفع ضغط الغاز الواصل إليها من الضغط 50 bar إلى الضغط 80 bar، لتأمن وصول الغاز الطبيعي إلى المحطة التي تليها بعد سير مسافة 50 Km، وبتدفق ثابت يختلف بحسب قطر الأنبوب الناقل للغاز، ومن ثم يعاد رفع الضغط في المحطة بالطريقة نفسها عند كل محطة حتى الوصول إلى المستثمر النهائي وبالضغط المطلوب 50 bar.

كميات الغاز المنقولة في كل حالة بحسب قطر الأنبوب الناقل للغاز الطبيعي (Menon,2005 [4]):

1. الحالة الأولى:

بتطبيق معطيات الحالة الأولى على المعادلة الخاصة بحساب تدفق الغاز في الأنابيب ذات الشكل التالي:

$$Q = C\left(\frac{T_b}{P_b}\right)D^{2.5}\left(\frac{{P_1}^2-{P_2}^2}{\lambda G T_f Z L}\right)^{0.5} E$$

لنقوم على سبيل المثال بحساب كمية الغاز المتدفق ضمن القطر (D= 16 inch) (الحالة الأولى) لمقارنة النتائج مع الحالة الراهنة لخط الجبسة، وتكون باقي المعطيات على الشكل التالي:

$$(\mathrm{T_b} = 288\ \mathrm{K},\ \mathrm{P_b} = 101\ \mathrm{KPa},\ \mathrm{P_1} = 8000\ \mathrm{KPa},\ \mathrm{P_2} = 5000\ \mathrm{KPa},\ \mathrm{C} = 1.1494 * 10^{-3}, \mathrm{G} = 0.6, \mathrm{E} = 085,\ \mathrm{T_f} = 362\ \mathrm{K}, \mathrm{L} = 500\ \mathrm{Km}\ )$$

نقوم بحساب عامل الاحتكاك من المعادلة التالية:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2\,log\left(\frac{\varepsilon}{3.7D} + \frac{2.51}{Re\sqrt{\lambda}}\right)\ ,\ Re > 4000$$

$$\lambda = 0.00695$$

وأيضاً نقوم بحساب معامل الانضغاط من المعادلة ذات الشكل:

$$\mathrm{Z} = \frac{1}{1+\frac{\mathrm{Pa}*344{,}400*10^{1.785\mathrm{G}}}{\mathrm{T_f}^{3.825}}}$$

$$Z = \frac{1}{1+\frac{6827*344{,}400*10^{1.785*0.6}}{(652)^{3.825}}}$$

$$Z = 0.68$$

وبالتالي:

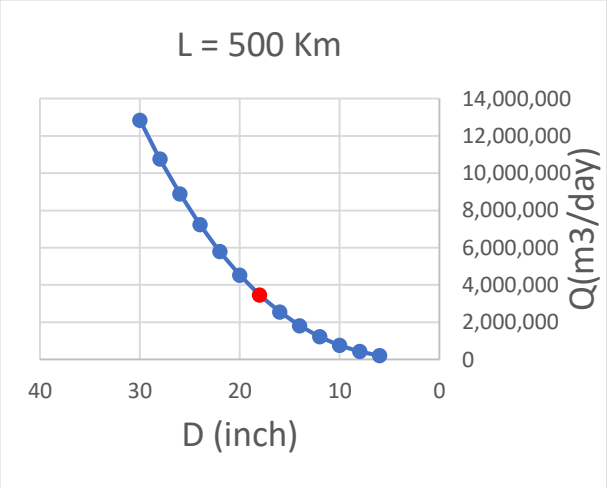
$$Q = 3{,}454{,}150\ \ m3/day$$

وبتصميم برنامج حاسوبي وفق برنامج الإكسل يقوم بتطبيق المعادلات السابقة وبترتيب العمليات السابقة نفسها لمجال أقطار ما بين (10-30 inch) (الجدول 1) وذلك بحسب معطيات الحالة الأولى نحصل على النتائج التالية:

الجدول (1) تدفق الغاز ضمن الأنابيب بحسب قطر الأنبوب باعتبار طول مسار الخط 500 Km

500	km
D(in)	Q(m3/day)
10	761,105
12	1,216,997
14	1,809,575
16	2,551,371
18	3,454,150
20	4,529,038
22	5,786,630
24	7,237,058
26	8,890,055
28	10,755,002
30	12,840,963

ويظهر الشكل (5) التالي الرسم البياني لتغيرات التدفق اليومية ضمن الأنبوب الناقل للغاز الطبيعي بحسب اختلاف قطر الأنبوب وذلك ضمن الحالة الأولى التي تفترض وجود محطة رفع ضغط واحدة في بداية خط الأنابيب البالغ طول مساره 500Km.

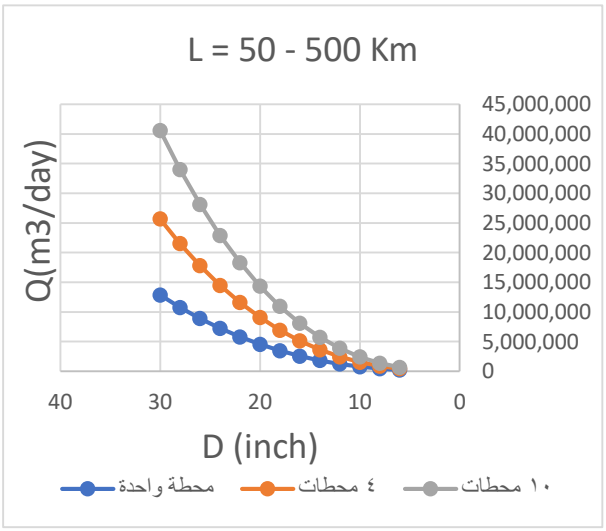


الشكل (5) تغير التدفق ضمن الأنبوب بحسب قطر الأنبوب باعتبار طول مسار الخط 500 Km

بالطريقة السابقة نفسها ووفق البرنامج الحاسوبي المصمم لهذا الغرض وتبعاً لمعطيات كل من الحالات الثانية والثالثة نحصل على التدفقات اليومية ضمن الأنبوب الناقل للغاز الطبيعي بحسب اختلاف قطر الأنبوب كما تظهر الجداول (2):

الجدول (2) تدفق الغاز ضمن الأنابيب بحسب قطر الأنبوب باعتبار طول مسار الخط 125,50 Km

125	km	50	km
D(in)	Q(m3/day)	D(in)	Q(m3/day)
10	1,522,210	10	2,406,825
12	2,433,994	12	3,848,483
14	3,619,149	14	5,722,378
16	5,102,742	16	8,068,144
18	6,908,299	18	10,922,980
20	9,058,076	20	14,322,076
22	11,573,260	22	18,298,930
24	14,474,116	24	22,885,587
26	17,780,111	26	28,112,824
28	21,510,004	28	34,010,303
30	25,681,926	30	40,606,691



الشكل (6) تغير التدفق ضمن الأنبوب بحسب قطر الأنبوب مع تغير طول المسار.

الاستطاعات المصروفة على قيادة الضواغط في كل حالة من الحالات توزيع المحطات، حسب قطر الأنبوب الناقل للغاز الطبيعي (Menon,2005 [4]):

بتطبيق معطيات الحالة الأولى على معادلة حساب استطاعات الضواغط المطلوبة في محطات رفع الضغط ذات الشكل التالي:

$$N = 4.0639\left(\frac{\gamma}{\gamma-1}\right)QT_1\left(\frac{Z_1+Z_2}{2}\right)\left(\frac{1}{\eta_a}\right)\left[\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}-1\right]$$

لنقوم على سبيل المثال بحساب استطاعة الضواغط في حال كانت كامل الشبكة مصممة بقطر (D= 16 inch) (الحالة الراهنة)، وتكون باقي المعطيات المطلوبة على الشكل التالي:

$$(\gamma = 1.4, Q = 3.454\ \frac{Mm^3}{day},\ P_1 = 5000\ KPa,$$

$$P_2 = 8000\ KPa, T_1 = 323.15\ K)$$

نقوم بحساب معامل الانضغاط Z_1 عند الضغط المطلق $Pa = 6827\ KPa$ ودرجة الحرارة $T_1 = 50\ °C$ من المعادلة ذات الشكل (Mokhatab,2015 [3]):

$$Z = \frac{1}{1+\frac{P_a*344{,}400*10^{1.785G}}{T_f^{3.825}}}$$

$$Z_1 = 0.58$$

ونقوم بحساب معامل الانضغاط Z_2 عند الضغط المطلق $Pa = 6827\ KPa$ ودرجة الحرارة $T_1 = 88\ °C$ من المعادلة نفسها

$$Z_2 = 0.68$$

ونقوم بحساب المردود الأديباتي η_a وبحسب المعطيات السابقة من المعادلة:

$$\eta_a = \frac{T_1\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}-T_1}{T_2-T_1}$$

$$\eta_a = \frac{323.15\left(\frac{8000}{5500}\right)^{\frac{1.4-1}{1.4}}-323.15}{362-323.15}$$

$$\eta_a = 0.94$$

وبالتالي:

$$N \equiv HP = 4.0639\left(\frac{1.4}{1.4-1}\right)2.339$$

$$* 323.15\left(\frac{0.58+0.68}{2}\right)\left(\frac{1}{0.94}\right)\left[\left(\frac{8000}{5500}\right)^{\frac{1.4-1}{1.4}}-1\right]$$

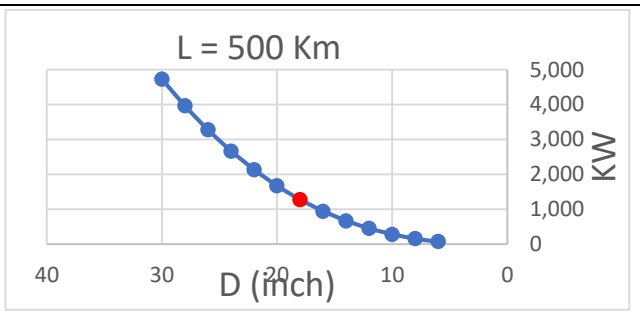
$$N \equiv HP = 835\ KW$$

وبتصميم برنامج حاسوبي وفق برنامج الإكسل يقوم بتطبيق المعادلات السابقة بترتيب العمليات السابقة نفسها لمجال أقطار ما بين (10-30 inch) (الجدول 3) وذلك بحسب معطيات الحالة الأولى (الحالة الراهنة) نحصل على النتائج التالية:

الجدول (3) استطاعة الضواغط في المحطات التقليدية بحسب قطر الأنبوب باعتبار طول مسار الخط 500 Km

500	km
D(in)	kW
10	280
12	449
14	667
16	940
18	1,273
20	1,669
22	2,133
24	2,667
26	3,276
28	3,964
30	4,732

ويظهر الشكل (7) التالي الرسم البياني لتغيرات استطاعات الضواغط المطلوبة في محطة رفع الضغط بحسب اختلاف قطر الأنبوب لشبكة أنابيب خطوط نقل الغاز، وذلك ضمن الحالة الأولى التي تفترض وجود محطة رفع ضغط واحدة في بداية خط الأنابيب البالغ طول مساره 500 Km.



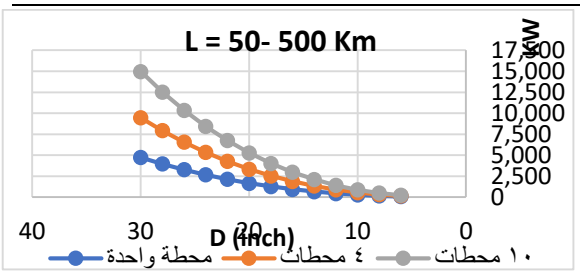
الشكل (7) تغير استطاعة الضواغط المطلوبة في المحطة بحسب قطر الأنبوب باعتبار طول مسار الخط 500 Km

بالطريقة السابقة نفسها ووفق البرنامج الحاسوبي السابق وتبعاً لمعطيات كل من الحالات الثانية والثالثة، نحصل على النتائج التالية:

الجدول (4) استطاعة الضواغط المصروفة في محطات رفع الضغط التقليدية بحسب قطر الأنبوب وبتوزيع 4 و10 محطات على طول مسار الخط.

125	km	50	km
D(in)	kW	D(in)	kW
10	561	10	887
12	897	12	1,418
14	1,334	14	2,109
16	1,881	16	2,973
18	2,546	18	4,026
20	3,338	20	5,278
22	4,265	22	6,744
24	5,334	24	8,434
26	6,553	26	10,361
28	7,927	28	12,534
30	9,465	30	14,965

نلاحظ من النتائج السابقة العلاقة الطردية بين زيادة كمية الغاز المتدفق ضمن الأنبوب وزيادة استطاعات مجموعة الضواغط المطلوبة، ويظهر الشكل (8) المنحنيات المميزة للبيانات في الجدول (4).



الشكل (8) تغير استطاعة الضواغط المطلوبة بحسب قطر الأنبوب مع تغير عدد المحطات الموزعة على الخط

كمية استهلاك الوقود في كل حالة من حالات توزيع المحطات بحسب قطر الأنبوب الناقل للغاز الطبيعي ([2]، عباس، حميد، 2003):

نقوم بحساب كمية الوقود المستهلك على الضواغط في محطة رفع الضغط بحسب كمية الهواء المستهلك فيها وفق المعادلة التالية:

$$m_f = m_a * m_{f/a}$$

حيث ومن المعادلة التالية نقوم بحساب كمية الوقود المستهلك لكل 1 Kg من الهواء على الشكل التالي:

$$m_{f/a} = \frac{Q_{cc}}{I_p}$$

وتحسب كمية الحرارة المضافة في حجرة الاحتراق على الشكل التالي:

$$Q_{cc} = C_{pg} \frac{(T_3 - T_2)}{\eta_{cc}}$$

$$Q_{cc} = 845.84 \ KJ/Kg$$

وباعتبار حرارة احتراق الوقود $IP = 44070 \ KJ/Kg$ فإن:

$$m_{f/a} = 0.019$$

وبالتالي فإن كمية الوقود المستهلك في المحطة في الحالة الأولى وبالنسبة للقطر 16 inch:

$$m_f = m_a * m_{f/a}$$

$$m_f = 0.078 \ Kg/s$$

بتطبيق المعادلات السابقة على مجال أقطار ما بين (10-30 inch) (الجدول 5) وحسب معطيات الحالة الأولى نحصل على النتائج التالية:

الجدول (5) كميات الوقود المستهلكة في المحطة بحسب قطر الأنبوب المستخدم للنقل بافتراض وضع محطة واحدة على طول المسار البالغ Km 500

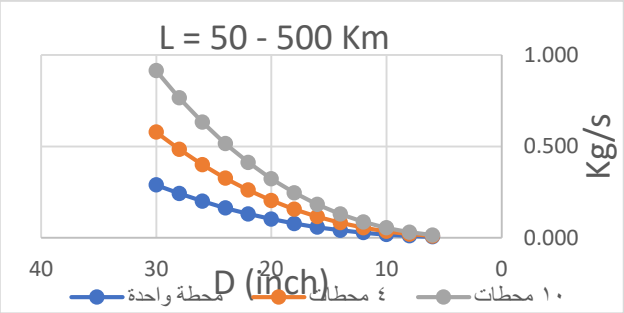
500	km
D(in)	Kg/s
10	0.017
12	0.027
14	0.041
16	0.057
18	0.078
20	0.102
22	0.130
24	0.163
26	0.200
28	0.242
30	0.289

وتبعاً لمعطيات كل من الحالات الثانية والثالثة نحصل على النتائج التالية:

الجدول (6) كميات الوقود المستهلكة في المحطة التقليدية بحسب قطر الأنبوب المستخدم للنقل وبافتراض توزيع 4 و10 محطات على طول الخط

125	km	50	km
D(in)	Kg/s	D(in)	Kg/s
10	0.034	10	0.054
12	0.055	12	0.087
14	0.081	14	0.129
16	0.115	16	0.182
18	0.155	18	0.246
20	0.204	20	0.322
22	0.261	22	0.412
24	0.326	24	0.515
26	0.400	26	0.633
28	0.484	28	0.766
30	0.578	30	0.914

نلاحظ من النتائج السابقة العلاقة الطردية بين زيادة كل من كمية الغاز المتدفق ضمن الأنبوب واستطاعات مجموعة الضواغط المطلوبة وبين زيادة معدل استهلاك الوقود في المحطة، ويظهر (الشكل 9) المنحنيات المميزة للبيانات في الجدول (6).



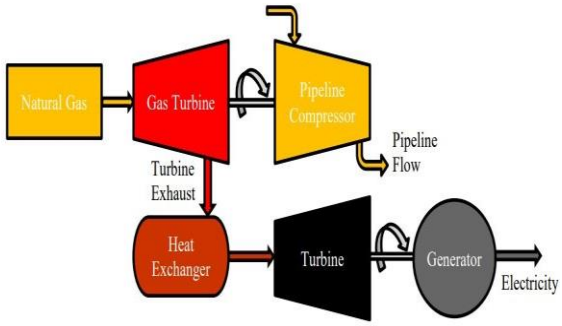
الشكل (9) تغير معدل استهلاك الوقود ضمن المحطات بحسب قطر الأنبوب مع تغير عدد المحطات الموزعة على الخط والمسافات الفاصلة بينها

تقنية تحويل الحرارة المهدورة إلى طاقة في محطات رفع الضغط لرفع مردود المحطة (Shahidehpour et al.,2011 , [11]):

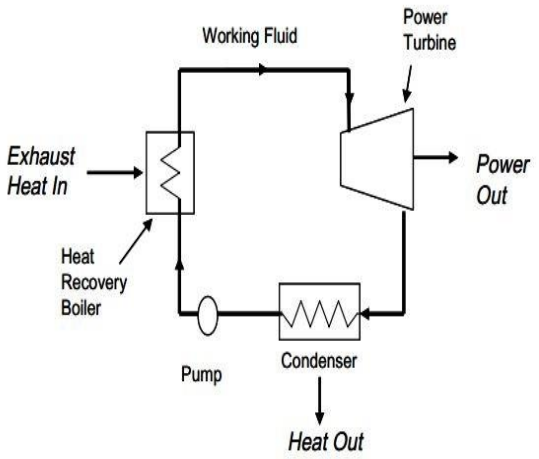
ضواغط نقل الغاز الطبيعي المطلوبة لضغط الغاز على طول خط النقل عادةً تتم قيادتها بوساطة عنفات غازية حيث ترتبط ميكانيكيًا بمجموعة الضواغط، وهذه العنفات الغازية تتم تغذيتها بوقود غازي وهو جزء صغير من الغاز المنقول نفسه، حيث تقوم بتحويل جزء من الطاقة التي يقدمها الوقود الغازي إلى طاقة ميكانيكية بمردود قد يصل إلى 65%، حيث تصل درجات حرارة غازات العادم الخارجة من العنفة الغازية إلى حدود 500 ºC وهي حرارة ضائعة مهدورة تقدر بثلث الطاقة التي يقدمها الوقود الغازي.

وبالتالي يمكننا استرداد هذه الطاقة المهدورة بالاستفادة من دورة رانكن الحرارية (الشكل 11) في توليد الطاقة الكهربائية عن طريق ربط عنفة بخارية مع العنفة الغازية، حيث سيتم توليد الطاقة الكهربائية وربطها مع الشبكة من دون الحاجة إلى استهلاك أي كمية إضافية من الوقود الغازي الضروري لتدوير

مجموعة الضواغط في المحطة. ويبين الشكل (10) مبدأ عمل هذه التقنية في محطة رفع الضغط



الشكل (10) مبدأ عمل تقنية الاسترجاع الحراري في محطة رفع الضغط



الشكل (11) مبدأ العمل في دورة رانكن الحرارية (Eremia et al.,2008 :[12] ,)

الاستطاعة المستفادة من العنفة البخارية المربوطة بالعنفة الغازية ([2]، عباس، حميد، 2003):

كما ذكرنا سابقاً، ففي حال ربط عنفة بخارية إلى عنفة غازية وبوساطة مرجل استرجاعي غير مزود بحراق إضافي، فإننا نجد أن هذا الاسترجاع يؤدي إلى زيادة ملموسة في الاستطاعة الناتجة. وذلك باستخدام الكمية نفسها من الوقود، أي زيادة مردود المحطة ككل. وهذه الاستطاعة تقريبا تساوي 55% من استطاعة العنفة الغازية وبالتالي يمكننا استنتاج القانون التالي ([2]، عباس، حميد،2003): $N_e \approx 0.55 * N_a$

حيث:

N_e : الاستطاعة الكهربائية التقريبية المولدة من العنفة البخارية المربوطة بالعنفة الغازية (kW)

N_a : الاستطاعة الفعلية للعنفة الغازية (kW)

بالإضافة إلى الزيادة في الاستطاعة والمردود الذي يحققه هذا الربط فإنه أيضاً يتمتع بالمزايا التالية:

1. تطرد إلى الجو المحيط أثناء عملية نقل الغاز كمية أقل من الغازات التي تطرد في محطات رفع الضغط التقليدية التي تكون فيها العنفة الغازية تعمل بشكل مستقل.
2. لا يقتصر الموضوع على تقليل كمية الغازات المطرودة فحسب، وإنما أيضاً تخفيف حرارة الغازات المطرودة بشكل كبير.

وبالتالي بعد الاستفادة من الاستطاعة المضافة بوساطة العنفة البخارية لتوليد الكهرباء فإن الاستطاعة الفعلية المصروفة على رفع ضغط الغاز بعد إضافة العنفة البخارية تعطى بالعلاقة:

$$N_{a1} \approx 0.45 * N_a$$

N_{a1} : صافي الاستطاعة المصروفة على رفع ضغط الغاز المنقول (kW)

وبالتالي، وعلى سبيل المثال، فإن استطاعة الضواغط بعد إضافة العنفة البخارية في الحالة الأولى وفي حال كانت كامل الشبكة مصممة بقطر (D= 16 inch) (الحالة الراهنة)، يكون صافي الاستطاعة المصروفة على قيادة الضواغط:

$$N_{a1} \approx 0.45 * 1273$$

$$N_{a1} \approx 573 \text{ KW}$$

وبتصميم برنامج حاسوبي وفق برنامج الإكسل يقوم بتطبيق المعادلات السابقة وبترتيب العمليات السابقة نفسها لمجال أقطار ما بين (6-30 inch) (الجدول 7) وذلك بحسب معطيات الحالة الأولى (الحالة الراهنة) نحصل على النتائج التالية:

الجدول (7) استطاعة الضواغط في المحطات مع تطبيق مبدأ الاسترجاع الحراري بحسب قطر الأنبوب وباعتبار طول مسار الخط 500 Km

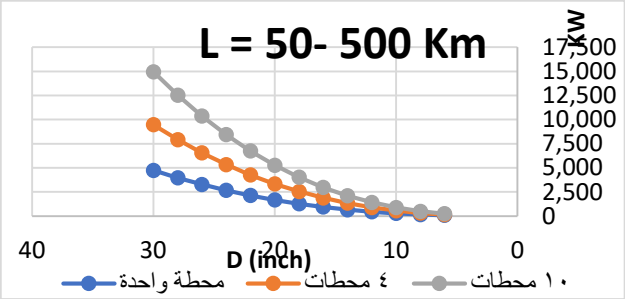
500	km
D(in)	kW
10	126
12	202
14	300
16	423
18	573
20	751
22	960
24	1,200
26	1,474
28	1,784
30	2,130

بالطريقة السابقة نفسها ووفق البرنامج الحاسوبي السابق وتبعاً لمعطيات كل من الحالات الثانية والثالثة نحصل على النتائج التالية:

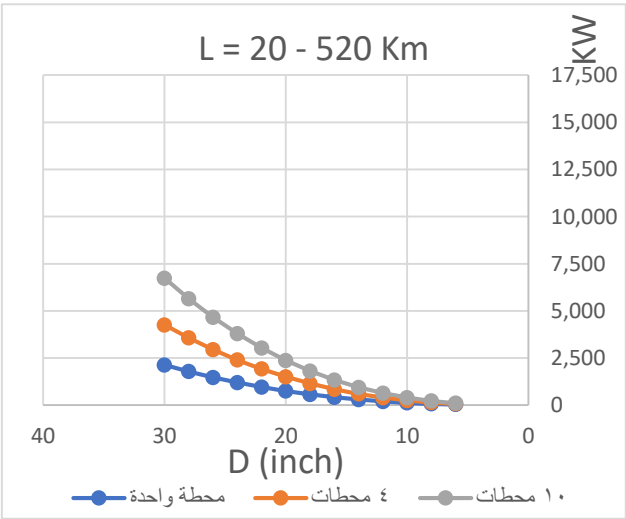
الجدول (8) استطاعة الضواغط المطلوبة في محطات رفع الضغط مع تطبيق مبدأ الاسترجاع بحسب قطر الأنبوب وتوزيع 4 و10 محطات على طول مسار الخط

125	km	50	km
D(in)	kW	D(in)	kW
10	252	10	399
12	404	12	638
14	600	14	949
16	846	16	1,338
18	1,146	18	1,811
20	1,502	20	2,375
22	1,919	22	3,035
24	2,400	24	3,795
26	2,949	26	4,662
28	3,567	28	5,640
30	4,259	30	6,734

نلاحظ من النتائج السابقة الانخفاض الواضح في الاستطاعة المطلوبة من العنفة الغازية القائدة بعد إضافة العنفة البخارية نتيجة ارتفاع مردود هذه العنفة، وذلك عند كمية الوقود المستهلك نفسها في المحطة التي يظهرها الشكل (12) مقارنةً مع علاقة زيادة التدفق ومع زيادة استطاعات الضواغط المطلوبة في المحطات التقليدية التي يظهرها الشكل (13).



الشكل (12) تغير الاستطاعة المصروفة على قيادة الضواغط في المحطات التقليدية بحسب قطر الأنبوب مع تغير عدد المحطات الموزعة على الخط والمسافات الفاصلة بينها



الشكل (13) تغير الاستطاعة المصروفة على قيادة الضواغط في المحطات المبنية على مبدأ الاسترجاع الحراري، بحسب قطر الأنبوب مع تغير عدد المحطات الموزعة على الخط والمسافات الفاصلة بينها

وفي النهاية، وبعد عرض الحالات الثلاث السابقة، وبعدما بيننا الفروقات والتغيرات الحاصلة من ناحية كميات الغاز المنقولة، واستطاعات الضواغط المطلوبة، وكميات الغاز المصروفة، وغيرها من بارامترات أساسية أخرى، يمكننا استنتاج أن زيادة عدد محطات رفع الضغط على طول خط نقل الغاز الطبيعي

سيكون مفيد وفعال من ناحية زيادة كميات الغاز المنقولة ومن نواحي الاستفادة الأمثل من الطاقة المهدورة أثناء عملية نقل الغاز والتقليل من الانبعاثات الضارة بالبيئة، وخصوصا في حالة المسارات الطويلة والنقل البري للغاز الطبيعي بين البلدان، إلا أن هذه الزيادة بعدد المحطات محكومة بدراسة جدوى اقتصادية لكل حالة على حدى، حيث أن هذه الزيادة ستكون مفيدة إلى حد معين ومن ثم ستنعكس وتصبح زيادة غير مبررة، والفيصل في ذلك نتائج الجدوى الاقتصادية والتي سيدخل فيها التكاليف التأسيسية والتكاليف التشغيلية وفترات استرداد رأس المال وغيرها من البارامترات الأساسية التي تحدد الخيار الأمثل في عدد محطات رفع الضغط على طول خط نقل الغاز الطبيعي.

التمويل: هذا البحث ممول من جامعة دمشق وفق رقم التمويل (501100020595).

References:

[1] OPTIMAL DESIGN AND OPERATION OF GAS TRANSMISSION PIPELINES, T.M. Elshiekh (*), S.A. Khalil, H.A. El Mawgoud Department of process Design and Development, Egyptian Petroleum Research Institute, Nasr City, Cairo, Egypt,2016.

[2] آلات حرارية، العنفات الغازية، الدكتور المهندس جمال عباس، الدكتور المهندس أحمد حميد، جامعة دمشق، كلية الهندسة الميكانيكية والكهربائية، 2003-2002.

[3] Saeid Mokhatab, Gas Processing Consultant, Canada, and William A. Poe, Senior Principal Technical Consultant, Schneider Electric, USA, and John Y. Mak, Technical Director and Senior Fellow, Fluor, USA, "Handbook of Natural Gas Transmission and Processing Principles and Practices", Third Edition.2015.

[4] E. Shashi Menon, Ph.D., P.E, "GAS PIPELINE HYDRAULICS l", Taylor & Francis Group,2005.

[5] ميكانيك السوائل التكنيكي، الدكتور انطانيوس عقل، جامعة دمشق، كلية الهندسة الميكانيكية والكهربائية، 1999-1998.

[6] E. Shashi Menon, Ph.D., P.E, "Pipeline Planning and Construction Field Manual", SYSTEK Technologies, Inc2012.

[7] Ho do natural gas pipeline operators create clean energy from their operations? Canadian Energy Pipeline Association (CEPA), 2013.

[8] S.M.Folga, "Natural Gas Pipeline Technology Overview" Decision and Information Sciences Division, Argonne National Laboratory2011.

[9] S. An, Q. Li, and T. W. Gedra, "Natural gas and electricity optimal power flow," in Proc. IEEE/PES Transmission and Distribution Conf. Expo., 2003.

[10] Lun LL, Xie YB. Gas turbine cycle recovering pressure energy of natural gas transportation pipelines by vortex tube. In: Proceedings of 6th international energy conversion engineering conference. AIAA; 2008.

[11] C. Liu, M. Shahidehpour, and J. Wang, " coordinated scheduling of electricity and natural gas infrastructures with a transient model for natural gas flow," CHAOS. 21, .025102, 2011.

[12] T. Li, M. Eremia, and M. Shahidehpour, "Interdependency of natural gas network and power system security," IEEE transactions on power systems, VOL. 23, NO. 4, pp. 1817-1823, nov 2008. [13] Festus Oladele Olorunntwo, "Natural Gas Transmission System Optimization," PhD thesis, The University of Texas at Austin, May 1981.

[14] The basics of a compressor station, TransCanada, 2014.

[15] MANTRI V. B, PRESTON L. B. AND PRINGLE C. S, "Computer Program Optimizes Natural Gas Pipeline Operation", Pipe Line Industry, Jul, 0 Vol. 65, No. 1, 1986.

[16] Inaccuracy in Pipeline-Compressor Station Construction-Cost Estimation, Zhenhua Rui, Independent Project Analysis Incorporated; and Paul Metz, Xiaoqing Wang, Gang Chen, Xiyu Zhou, and Douglas Reynolds, University of Alaska Fairbanks, 2013.

[17] Fundamentals of Thermodynamics, Claus Borgnakke, Richard E. Sonntag, University of Michigan,2012.