



Investigating the Natural Gas Transmission in Supercritical Condition

M. Zivdar^{1*}, M. Abrofarakh²

1- Professor of Chemical Engineering, University of Sistan and Baluchestan

2- M. Sc. Student of Chemical Engineering, University of Sistan and Baluchestan

Email: mzivdar@eng.usb.ac.ir

Abstract

Pipeline is one of the main methods of natural gas transmission. This method has some limitations such as inflexibility, limited gas transmission capacity, and high costs of installing and maintaining the equipment. To overcome some of these limitations, dense phase gas transmission (supercritical fluid) has recently been proposed. Among the benefits of supercritical natural gas transmission, increased density, decreased viscosity, less compressor stations, smaller pipe diameter, reduced pressure drop, lower maintenance costs, as well as the lack of two-phase fluid formation should be mentioned. To change the gas from usual condition to a dense phase, the gas pressure should be more than the cricondenbar point and the gas temperature should be between the critical temperature and the cricondentherm point in the phase diagram. In this paper, after expressing the theory and equations of gas transfer, the results of two case studies on natural gas transmission in supercritical conditions are presented. These studies showed that the compression and cooling energy in the supercritical gas transmission were 70% and 50% lower than the two-phase gas transmission mode, respectively. The extractable amount of liquefied gas in the supercritical condition was 74% higher than the two-phase state. Also, the amount of energy of the compressors in the dense phase state was 51% and 63% lower than the medium and low-pressure gas transmissions states, respectively.

Received: 18 November 2020

Accepted: 17 January 2021

Page Number: 50-63

Keywords:

Dense Phase,
Natural Gas Transmission,
Pipelines,
Supercritical Fluid

Please Cite this Article Using:

Zivdar, M., Abrofarakh, M., "Investigating the Natural Gas Transmission in Supercritical Condition", Iranian Chemical Engineering Journal, Vol. 20, No. 116, pp. 50-63, In Persian, (2021).



بررسی انتقال گاز طبیعی در شرایط فوق بحرانی

مرتضی زیودار^{۱*}، مسلم ابرفراخ^۲

۱- استاد مهندسی شیمی، دانشگاه سیستان و بلوچستان

۲- دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی شیمی، دانشگاه سیستان و بلوچستان

پیام نگار: mzivdar@eng.usb.ac.ir

چکیده

خط لوله یکی از اصلی‌ترین روش‌های انتقال گاز است؛ از محدودیت‌های این روش می‌توان به انعطاف ناپذیری، محدود بودن ظرفیت انتقال گاز و هزینه‌های بالای نصب و نگهداری تجهیزات اشاره کرد. برای رفع برخی از این محدودیت‌ها، اخیراً انتقال گاز در حالت فاز متراکم (سیال فوق بحرانی) پیشنهاد شده است. از برتری‌های انتقال گاز طبیعی به صورت فوق بحرانی می‌توان به افزایش چگالی، کاهش گرانشی، تعداد کمتر ایستگاه‌های تقویت فشار، قطر لوله کمتر، کاهش افت فشار، هزینه پایین‌تر تعمیرات و نگهداری و همچنین عدم تشکیل سیال دوفازی اشاره کرد. برای انتقال گاز طبیعی به حالت فاز متراکم، فشار گاز باید از بیشترین فشاری که هم‌زمان هر دو فاز مایع و گاز وجود دارند، بیشتر و هم‌چنین دمای گاز باید بالاتر از دمای بحرانی و کمتر از بیشترین دما در حالتی که هم‌زمان هر دو فاز مایع و گاز وجود دارند، باشد. در این مقاله پس از بیان تئوری و معادلات انتقال گاز، نتایج دو مطالعه در زمینه انتقال گاز در شرایط فوق بحرانی آورده شده است. این مطالعات نشان داد که انرژی فشرده‌سازی و خنک‌کردن گاز به ترتیب ۷۰ و ۵۰ درصد کمتر از حالت انتقال گاز به صورت دوفازی بوده است. مقدار گاز میعان‌شده قابل استحصال در حالت فوق بحرانی ۷۴ درصد بیشتر از حالت دوفازی بوده و هم‌چنین مقدار انرژی کمپرسورها در حالت فاز متراکم به ترتیب ۵۱ و ۶۳ درصد کمتر از حالت انتقال گاز در فشار متوسط و فشار پایین گزارش شده است.

کلیدواژه‌ها:

فاز متراکم،
انتقال گاز طبیعی،
خطوط لوله،
سیال فوق بحرانی

تاریخ دریافت: ۹۹/۰۸/۲۸

تاریخ پذیرش: ۹۹/۱۰/۲۸

شماره صفحات: ۵۰ تا ۶۳

* زاهدان، دانشگاه سیستان و بلوچستان، گروه مهندسی شیمی

استناد به مقاله:

زیودار، م.، ابرفراخ، م.، "بررسی انتقال گاز طبیعی در شرایط فوق بحرانی"، نشریه مهندسی شیمی ایران، سال بیستم، شماره ۱۱۶، صص. ۶۳-۵۰، (۱۴۰۰).

۱. مقدمه

بین دمای بحرانی و بیشترین دما در ناحیه دوفازی و فشار بالاتر از بیشترین فشار در ناحیه دوفازی قرار دارد. با توجه به شکل (۱) برای این که گاز طبیعی به حالت فاز متراکم تبدیل شود باید تا نقطه فشرده شود و هم‌چنین با خنک‌کردن گاز، دمای گاز طبیعی بین دمای بحرانی و بیشترین دمای ناحیه دوفازی قرار گیرد. به طور مثال برای تبدیل نمونه گاز ذکر شده در جدول (۱) به حالت فاز متراکم دمای گاز باید بین ۲۹/۴۵- و ۹۸/۸۶ درجه سلسیوس و فشار آن بیشتر ۱۵/۳۵ مگاپاسکال باشد [۵].

جدول ۱. اجزای مولی برای یک نمونه گاز طبیعی [۵].

Table 1. Mole fraction (%) components for a natural gas sample [5].

Gas Components	Mole fraction (%)
C1	80
C2	8
C3	4
C4	3
IC4	2
C5	1
IC5	0.5
C6	0.5
C7	0.25
C8	0.25
C9	0.25
C10	0.25

در ناحیه فوق بحرانی چگالی گاز طبیعی رفتاری مشابه مایعات و گرانیوی آن رفتاری مشابه گازها دارد؛ از این رو افت فشار کمتری در حالت فوق بحرانی نسبت به حالت‌های دیگر وجود دارد [۵]. در سال ۲۰۰۲ رفتار ترمودینامیکی گاز طبیعی در ناحیه فوق بحرانی بررسی شد. در این کار با استفاده از داده آزمایشگاهی گاز طبیعی مشخص شد که مدل ترمودینامیکی پنگ رابینسون^۸ نسبت به سایر مدل‌ها دقت بیشتری برای پیش‌بینی خواص گاز طبیعی در ناحیه فوق بحرانی دارد [۶].

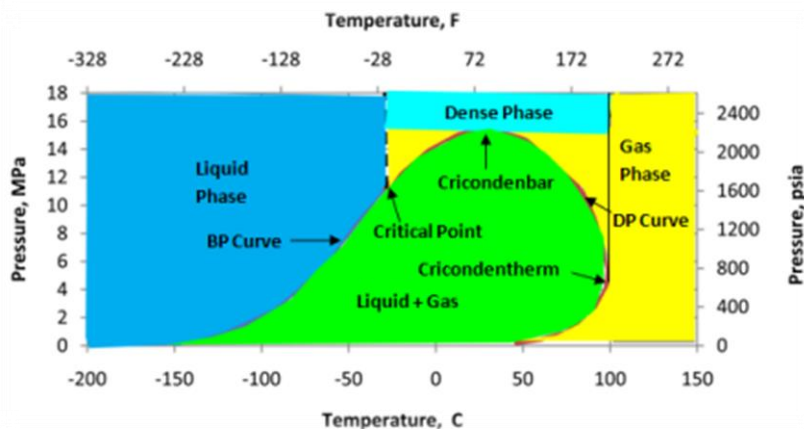
8. Peng-Robinson

انتقال گاز یکی از مهم‌ترین مراحل پس از پالایش گاز از پالایشگاه‌هاست. روش‌های زیادی برای انتقال گاز طبیعی از جمله استفاده از خط لوله، تبدیل گاز به مایع (NGL)^۱، فشرده‌سازی گاز (CNG)^۲، تبدیل گاز به مایعات با ارزش (GTL)^۳ تبدیل گاز به هیدرات‌گازی (NGH)^۴ و هم‌چنین تبدیل گاز به الکتریسته (GTW)^۵ وجود دارد. [۱]. متداول‌ترین روش برای انتقال گاز خط لوله است؛ برای نمونه تا پایان سال ۲۰۱۷ حدود دو میلیون و هفتصد هزار کیلومتر خط لوله در جهان برای انتقال گاز راه اندازی شده است [۲]. برای انتقال گاز از راه خط لوله مشکلاتی مانند دوفازی شدن گاز طبیعی درون خط لوله، تشکیل هیدرات‌گازی، افت فشار، عایق‌کاری، تمیزکاری، خوردگی و غیره وجود دارد [۳ و ۴]. برای کاهش این مشکلات، تغییر فاز گاز طبیعی به حالت فوق بحرانی پیشنهاد شده است. برای این منظور فشار گاز باید از بیشترین فشار در ناحیه دوفازی که هم‌زمان هر دو فاز مایع و گاز وجود دارند، بیشتر و هم‌چنین دمای گاز باید بالاتر از دمای بحرانی و کمتر از بیشترین دما در حالتی که هم‌زمان دو فاز مایع و گاز وجود دارند، باشد. به بیشترین فشار در ناحیه‌ای که هم‌زمان دو فاز مایع و گاز وجود دارند، کریکوندنبار^۶ و به بیشترین دما در ناحیه‌ای که هم‌زمان دو فاز مایع و گاز وجود دارند، کریکوندنترم^۷ گفته می‌شود [۵]. در ادامه رفتار ترمودینامیکی، معادلات ریاضی و هم‌چنین نتایج دو مطالعه موردی در زمینه شبیه‌سازی انتقال گاز در حالت فوق بحرانی ارائه می‌شود. مطالعه اول مربوط به انتقال گاز طبیعی در حالت فاز متراکم و مقایسه آن با انتقال گاز به صورت دوفازی و مطالعه موردی دوم مربوط به مقایسه انتقال گاز در فشارهای بالا، متوسط و پایین است.

۲. رفتار ترمودینامیکی گاز طبیعی در حالت فوق بحرانی

نمودار فازی و ناحیه فوق بحرانی برای یک نمونه گاز طبیعی که مشخصات آن در جدول (۱) آورده شده، در شکل (۱) نشان داده است. همان‌طور که در شکل (۱) مشخص است ناحیه فوق بحرانی

1. Natural Gas Liquids
2. Compressed Natural Gas
3. Gas to Liquid
4. Natural Gas to Hydrate
5. Gas to Wire
6. Cricondenbar
7. Cricondentherm



شکل ۱. نواحی مختلف نمودار فازی برای یک نمونه گاز طبیعی [۵].

Figure 1. Different regions of the phase diagram for a natural gas sample [5].

در این خط لوله گاز با غلظت بالاتری از NGL در مقایسه با خطوط انتقال گاز معمولی انتقال می‌یابد. این موضوع باعث می‌شود که ارزش حرارتی گاز افزایش و بالطبع قیمت فروش آن افزایش یابد. گاز طبیعی مایع شده در انتهای خط لوله جدا شد، به فروش می‌رسد [۸].

۵. بحث و بررسی

در این قسمت به بررسی دو مطالعه مختلف برای مقایسه عملکرد انتقال گاز از طریق خط لوله در دو حالت عادی و فوق بحرانی پرداخته شده است.

۵-۱ مطالعه موردی اول

در این مطالعه یک نمونه گاز طبیعی در دو حالت دوفازی و فوق بحرانی در نرم‌افزار پرومکس^۱ با مدل ترمودینامیکی پینگرابینسون بررسی شده است. در ادامه شرح فرایند و نتایج آن آورده شده است. زمانی که گاز درون خط لوله به صورت فاز متراکم باشد در ناحیه تک‌فازی است؛ اما خواص فیزیکی آن بین مایع و گاز قرار دارد. قبل از این که گاز طبیعی به ناحیه فاز متراکم منتقل شود باید اجزای سنگین آن جدا شود تا فشرده‌سازی گاز راحت‌تر انجام شود. بعد از مرحله جداسازی اجزای سنگین، طی چند مرحله گاز فشرده و خنک می‌شود تا به شرایط فاز متراکم منتقل شود و بعد از آن وارد

۳. معادلات حاکم برای جریان گاز طبیعی درون خط لوله در حالت فوق بحرانی

معادلات پیوستگی، تکانه و بقای انرژی برای جریان گاز طبیعی (تراکم‌پذیر) درون خط لوله به ترتیب چنین است [۷]:

معادله پیوستگی:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u)}{\partial x} = 0 \quad (1)$$

معادله تکانه:

$$\frac{\partial(\rho u)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u^2 + p)}{\partial x} = -\frac{f \rho u |u|}{2D} - \rho g \sin \theta \quad (2)$$

معادله انرژی:

$$\rho C_v \left(\frac{\partial T}{\partial t} + u \frac{\partial T}{\partial x} \right) + T \left(\frac{\partial p}{\partial T} \right) \rho \frac{\partial u}{\partial x} = \frac{f \rho u^3}{2D} - \frac{4U}{D} (T - T_a) \quad (3)$$

در معادلات (۱) تا (۳)، ρ چگالی، u سرعت، p فشار، f فاکتور اصطکاک بین گاز و دیواره لوله، D قطر خط لوله، T دما گاز، T_a دمای محیط و U ضریب کلی انتقال حرارت کلی است. در حالت پایا، تمامی ترم‌هایی که شامل زمان هستند حذف خواهند شد.

۴. تجربه عملی انتقال گاز در حالت فاز متراکم

خط لوله کانادا تا شیکاگو، گاز طبیعی را در حالت فاز متراکم انتقال می‌دهد. شکل (۲) نقشه خط لوله و تعداد ایستگاه تقویت فشار را نشان می‌دهد. در طول این خط لوله تعداد ۱۴ ایستگاه

تقویت فشار گاز وجود دارد [۸].

1. ProMax



شکل ۲. نقشه انتقال گاز از کانادا تا شیکاگو در حالت فاز متراکم [۸].
 Figure 2. gas transmission map from Canada to Chicago in dense phase mod[8].

جدول ۲. درصد مولی گاز طبیعی [۹].

Table 2. Mole fraction (%) of natural gas[9].

Components	Mole fraction (%)
N2	0.03
CO2	1.36
C1	83.52
C2	7.8
C3	3.81
IC4	0.63
NC4	0.85
IC5	0.44
C5	0.27
C6	0.2
C7	1.09

خط لوله می شود. برای نمونه انتقال گاز طبیعی با مشخصات ذکر شده در جدول (۲) به وسیله خط لوله، در دو حالت دوفازی و فاز متراکم در شکل (۳) نشان داده شده است. در شکل (۳) برای حالت ۱ (دوفازی) ابتدا اجزای سنگین گاز (C_3^+) در جدا کننده جدا شده اند؛ سپس گاز خروجی سبک که مشخصات آن در جدول (۳) نشان داده شده است، برای رسیدن به دما و فشار ورودی به خط لوله در دو مرحله، فشرده و خنک سازی شده، سپس وارد خط لوله می شود. فشارخروجی گاز از خط لوله باید ۵۸۰ psia باشد. هم چنین بعد از خروج گاز از خط لوله مقداری از گاز که درون خط لوله مایع شده، با استفاده از جدا کننده جدا می شود. حالت ۲ (فاز متراکم) مشابه حالت ۱ (دوفازی) است با این تفاوت که چون فشار خروجی از خط لوله بیشتر از ۵۸۰ psia است، شیر فشارشکن ژول تامسون برای تقلیل فشار به ۵۸۰ psia در انتهای خط لوله وجود دارد که باعث میعان مقداری از گاز می شود و سپس گاز مایع شده با استفاده از جدا کننده، جدا می شود [۹].

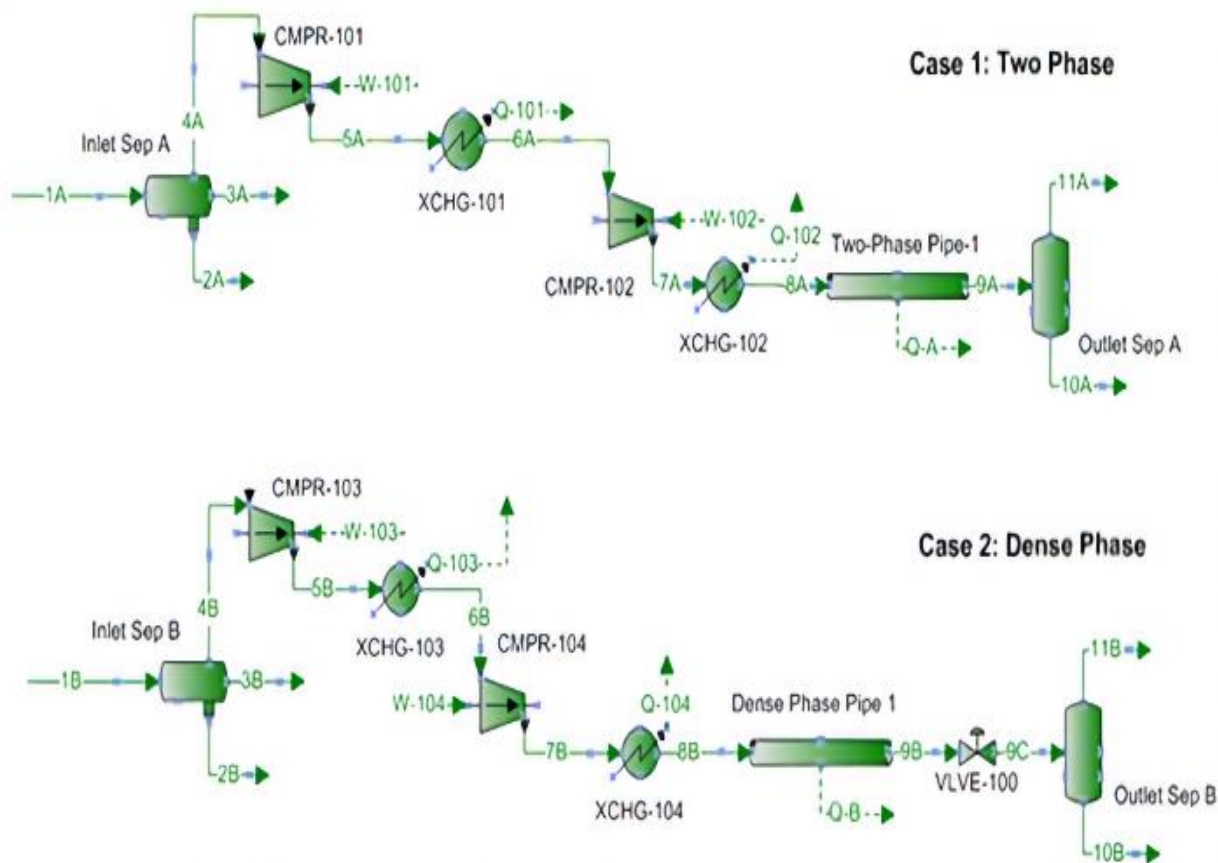
در شکل (۴) تغییرات افت فشار بر واحد طول در قطرهای مختلف برای دو حالت نشان داده شده است. با توجه به شکل افت فشار در واحد طول برای حالت فاز متراکم به طور متوسط حدود ۲۰ درصد کمتر از حالت دوفازی است.

در شکل (۵) تغییرات انرژی فشرده‌سازی و خنک‌کردن گاز در دو حالت دوفازی و فاز متراکم در قطرهای مختلف مقایسه شده است. با توجه به شکل با افزایش قطر خط لوله، تغییرات انرژی فشرده‌سازی و خنک‌کردن گاز برای حالت فاز متراکم به ترتیب ۷۰ و ۵۰ درصد کمتر از حالت دوفازی است [۸].

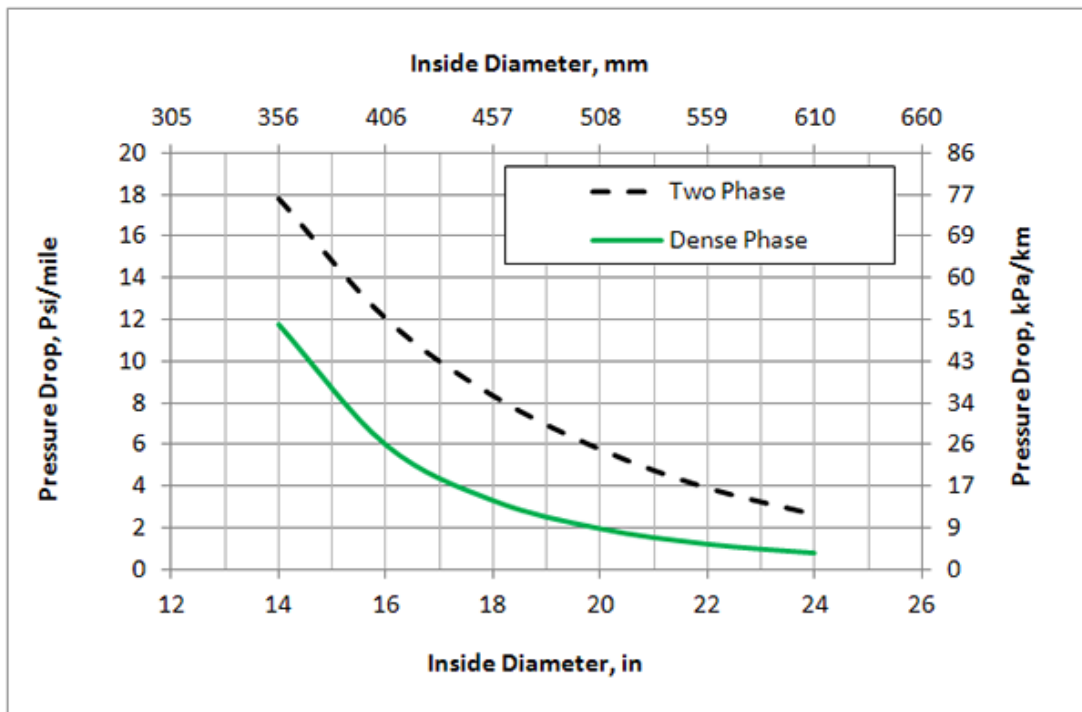
جدول ۳. درصد مولی گاز بعد از جداسازی اجزای سنگین از جداکننده [۹].

Table 3. Mole fraction (%) of gas after separation of heavy components from the separator [9].

Components	Mole fraction (%)
C1	97
CO2	1
N2	1
C2 ⁺	1

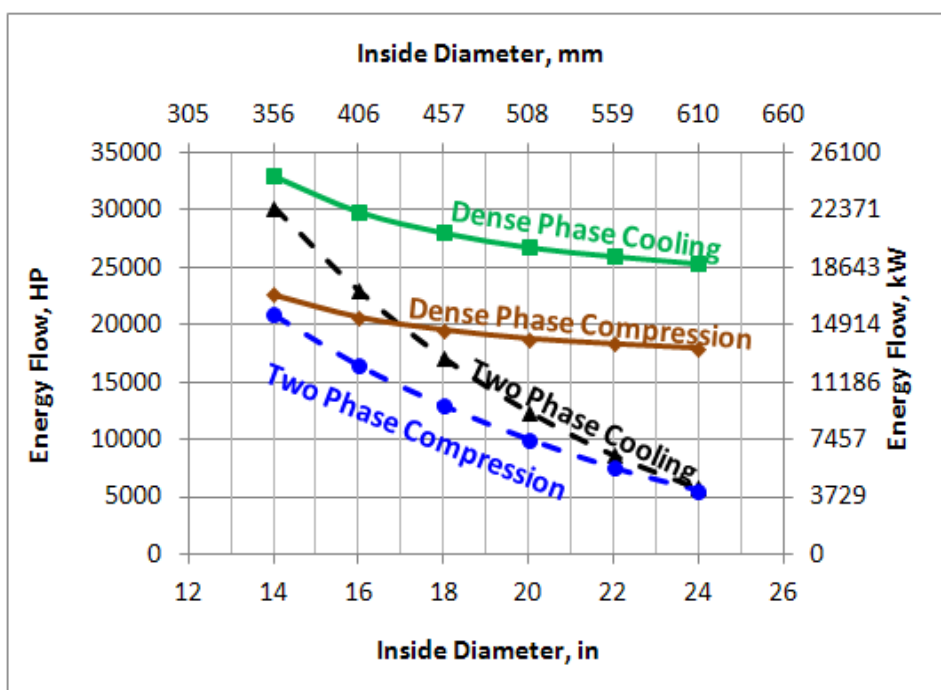


شکل ۳. اطلاعات جریان‌ها و تجهیزات برای ارسال گاز در خط لوله در دو حالت دوفازی و سیال متراکم در محیط پرومکس [۹].
 Figure 3. PFD for translation gas in the pipeline in both two-phase and dense phase modes in the ProMax environment [9].



شکل ۴. مقایسه تغییرات افت فشار برحسب قطر برای دو حالت دوفازی و متراکم [۹].

Figure 4. Comparison of pressure drop changes in diameter for two-phase and dense modes [9].

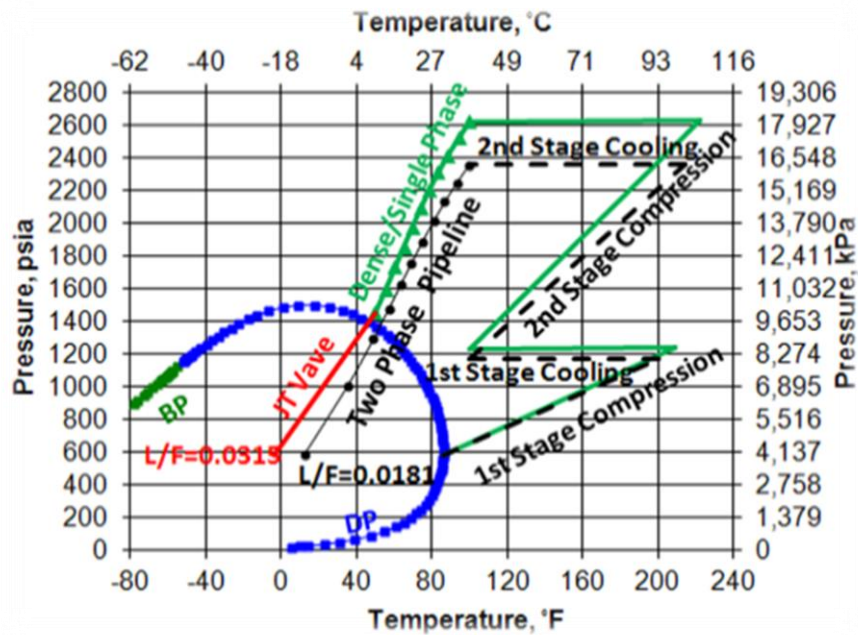


شکل ۵. تغییرات انرژی فشردگی و خنک‌کردن گاز برحسب قطر [۹].

Figure 5. Changes in compression and cooling energy of gas according to diameter [9].

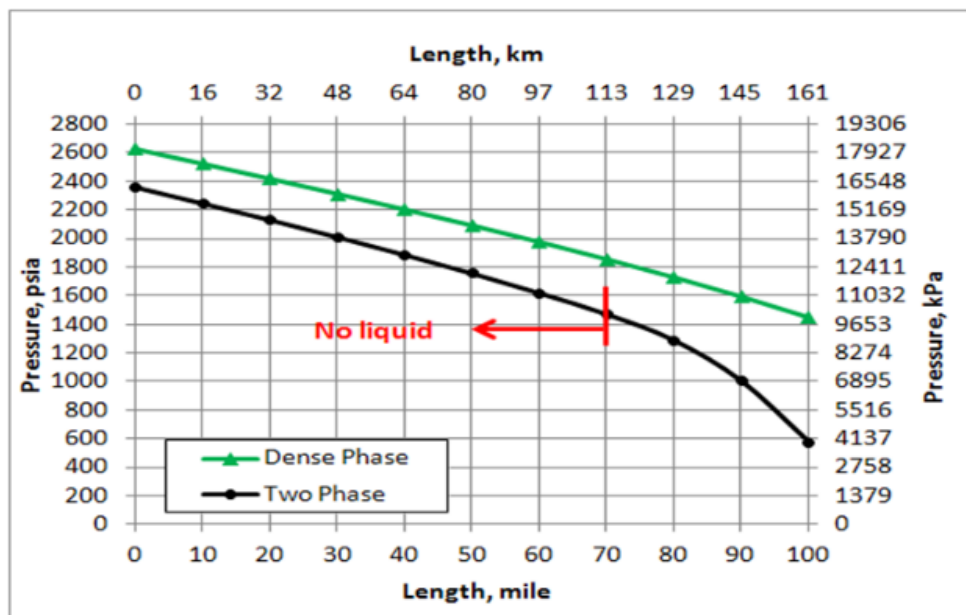
برای استخراج NGL (گاز طبیعی مایع) استفاده شود [۸].
 شکل (۷) تغییرات افت فشار در خط لوله‌ای با قطر ۱۴ اینچ برای دو حالت مذکور را نشان می‌دهد. با توجه به شکل (۷) افت فشار برای حالت فاز متراکم تقریباً ۳۳ درصد کمتر از حالت دوفازی است.

در شکل (۶) مراحل فشرده‌سازی و خنک کردن گاز در خط لوله با قطر ۱۴ اینچ برای دو حالت مذکور در نمودار فازی نشان داده شده است. با توجه به شکل، درصد میعان در حالت فاز متراکم به دلیل شیر فشارشکن ژول تامسون ۷۴ درصد بیشتر از حالت دوفازی است که می‌تواند



شکل ۶. مراحل فشرده‌سازی و خنک کردن گاز در دو حالت [۹].

Figure 6. Compression and cooling steps of the gas in two modes [9].

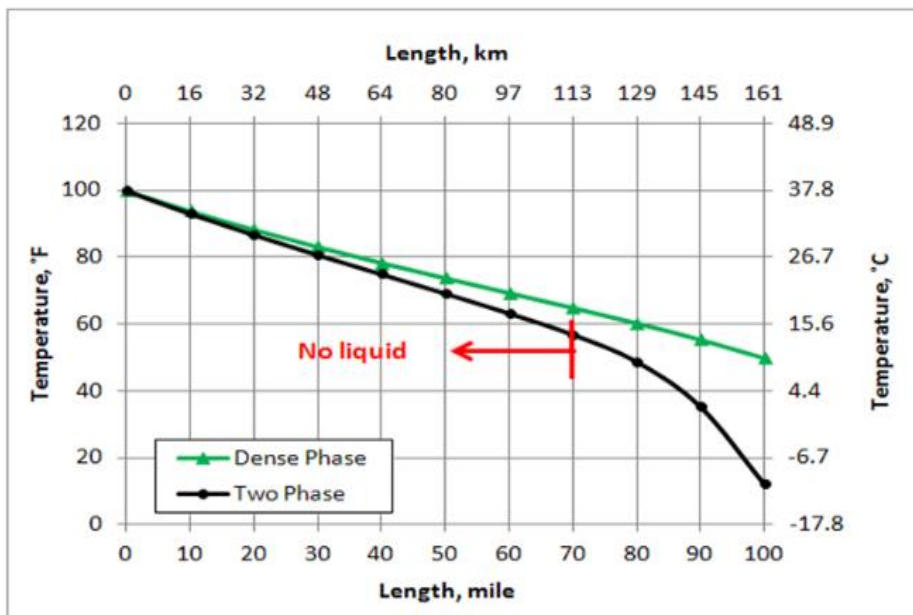


شکل ۷. تغییرات فشار در طول خط لوله برای دو حالت [۹].

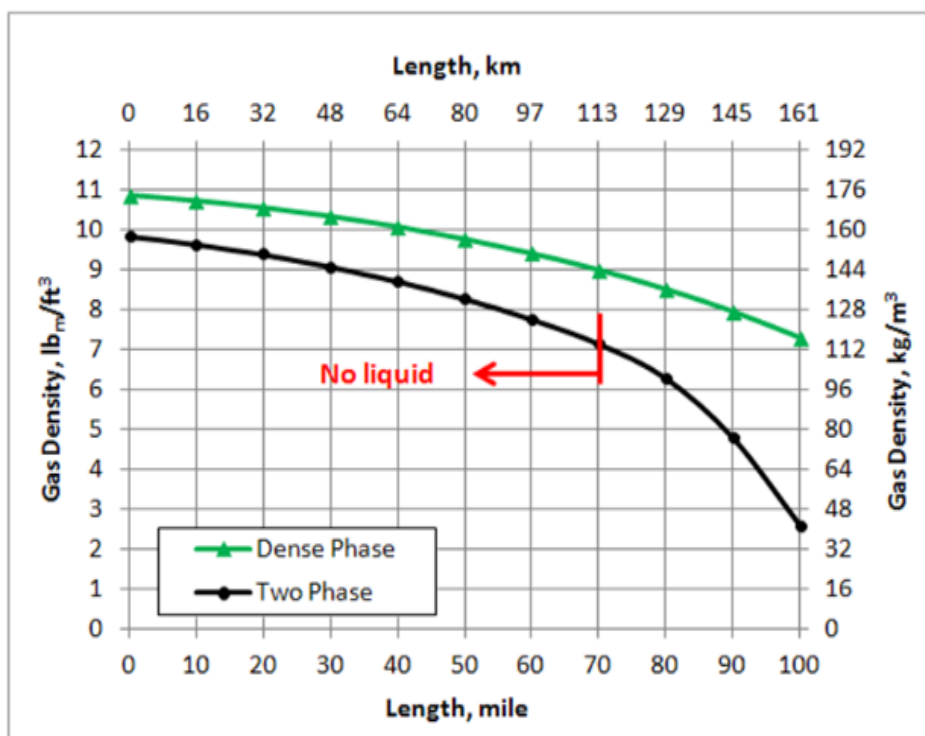
Figure 7. Pressure changes along the pipeline for two modes [9].

در شکل (۸) تغییرات دما در طول خط لوله در دو حالت نشان داده شده است. با توجه به شکل (۸) تغییرات دما در حالت فاز متراکم تقریباً ۴۱ درصد کمتر از حالت دوفازی است.

در شکل (۹) تغییرات چگالی در طول خط لوله نشان داده شده است. با توجه به شکل (۹) تغییرات چگالی در حالت فاز متراکم ۵۷ درصد کمتر از حالت دوفازی است.



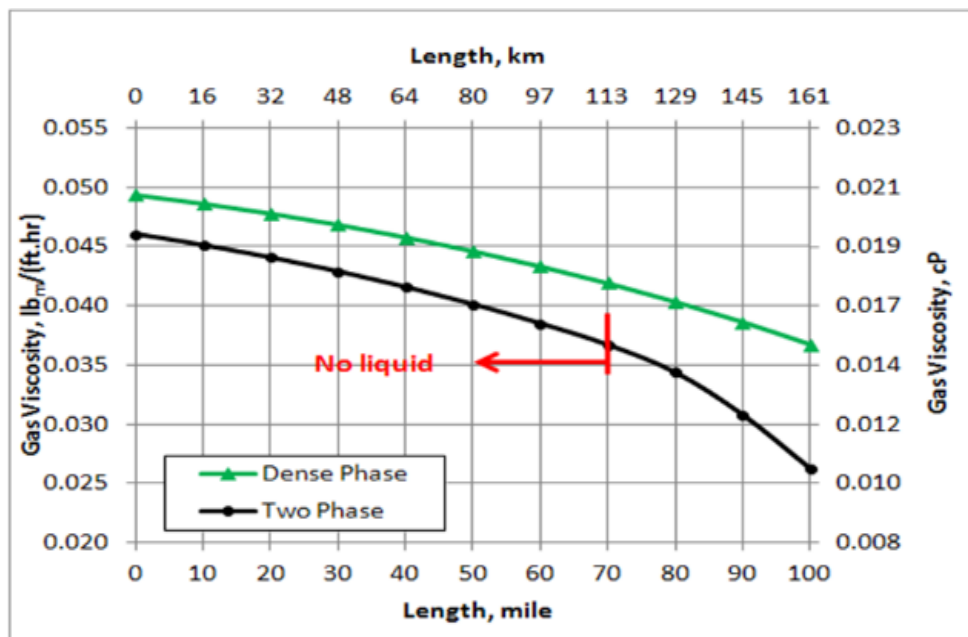
شکل ۸. تغییرات دما برای دو حالت در طول خط لوله [۹].
 Figure 8. Temperature changes along the pipeline for two mode [9].



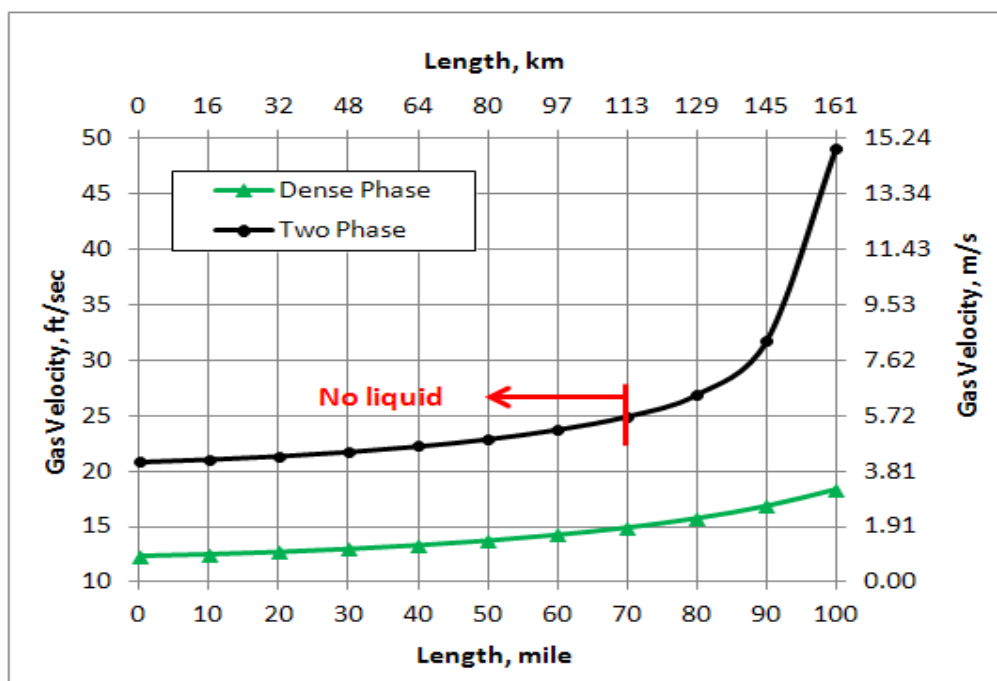
شکل ۹. تغییرات چگالی در طول خط لوله برای دو حالت [۹].
 Figure 9. density changes along the pipeline for two mode [9].

در شکل (۱۱) تغییرات سرعت گاز در طول خط لوله برای دو حالت نشان داده شده است. با توجه به شکل (۱۱) تغییرات سرعت گاز در حالت فاز متراکم ۷۳ درصد کمتر از حالت دو فازی است [۹].

در شکل (۱۰) تغییرات گرانیوی گاز در طول خط لوله در دو حالت نشان داده شده است. با توجه به شکل (۱۰) تغییرات گرانیوی در حالت فاز متراکم تقریباً ۳۵ درصد کمتر از حالت دو فازی است.



شکل ۱۰. تغییرات گرانیوی در طول خط لوله برای دو حالت [۹].
 Figure 10. Viscosity changes along the pipeline for two mode [9].



شکل ۱۱. تغییرات سرعت گاز در طول خط لوله برای دو حالت [۹].
 Figure 11. Velocity changes along the pipeline for two mode [9].

کاهش می‌یابند. بالطبع با فشرده‌سازی خیلی کمتر، گاز سبک به حالت فاز متراکم منتقل می‌شود.

در شکل (۱۳) برای حالت فشار بالا (فاز متراکم) ابتدا اجزای سنگین گاز جدا می‌شوند، سپس گاز سبک وارد ایستگاه تقویت فشار شده، در دو مرحله فشرده‌سازی و خنک‌سازی از فشار ۶۱۵ psia به فشار ۳۲۲۰ psia و دمای ۱۰۰ درجه فارنهایت می‌رسد. سپس گاز وارد خط لوله می‌شود. برای حالت فشار متوسط خط لوله به ۳ قسمت به طول ۳۳۳ مایل تقسیم شده است. در هر قسمت از خط لوله یک ایستگاه تقویت فشار وجود دارد. گاز ورودی سبک به هر ایستگاه از فشار ۶۱۵ psia به فشار ۱۹۶۶ psia و دمای ۱۰۰ فارنهایت می‌رسد. همچنین در هر ایستگاه مقداری از گاز که مایع شده جدا می‌شود. برای حالت فشار پایین خط لوله به ۵ قسمت به طول ۲۰۰ مایل تقسیم شده است. در هر قسمت یک ایستگاه تقویت فشار وجود دارد که فشار گاز ورودی سبک را از ۶۱۵ psia به ۱۶۰۰ psia و دمای ۱۰۰ فارنهایت می‌رساند. در هر مرحله مقداری از گاز که مایع شده است جدا می‌شود [۱۰].

در شکل‌های (۷) تا (۱۱) تغییرات فشار، دما، چگالی، گرانش و سرعت در طول خط لوله با قطر ۱۴ اینچ برای دو حالت بررسی شدند. شکل‌های (۷) تا (۱۱) نشان می‌دهند که در حالت فاز متراکم با تغییر متغیرهای فوق در طول خط لوله مایع تشکیل نمی‌شود [۹].

۵-۲ مطالعه موردی دوم

در این مطالعه یک نمونه گاز طبیعی در سه حالت فشار بالا، فشار متوسط و فشار پایین در نرم‌افزار پرومکس با مدل ترمودینامیکی پنگ‌راینسون بررسی شده است. در ادامه شرح فرایند این مطالعه و همچنین نتایج آن آورده شده است.

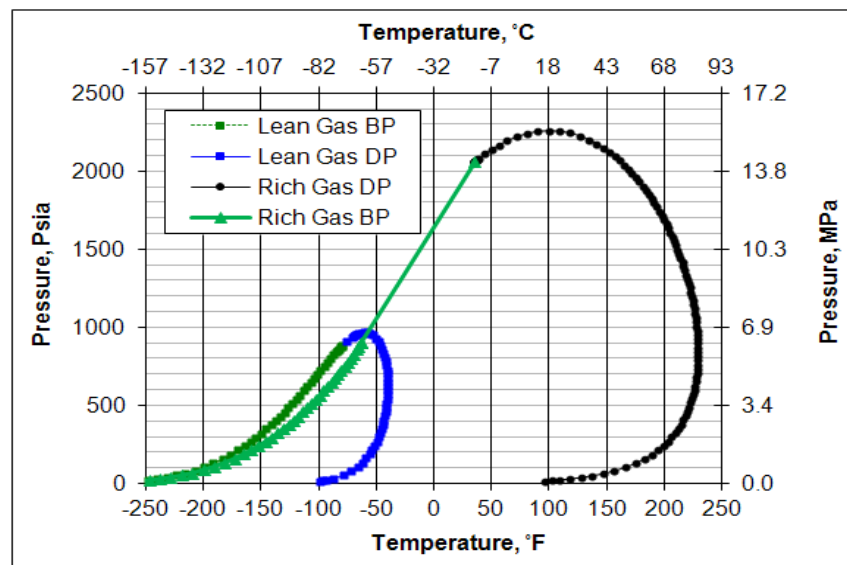
برای یک نمونه گاز طبیعی که مشخصات و نمودار فاز آن در جدول (۴) و شکل (۱۲) نشان داده شده است، اطلاعات جریان و تجهیزات انتقال آن در لوله‌ای به طول ۱۰۰۰ مایل و قطر ۴۲ اینچ در ۳ حالت فشار بالا (فاز متراکم)، فشار متوسط و فشار پایین در شکل (۱۳) نشان داده شده است [۱۰].

شکل (۱۲) نشان می‌دهد که با جداسازی اجزای سنگین گاز، نقطه بیشترین فشار و دما در ناحیه دوفازی در نمودار فازی

جدول ۴. مشخصات گاز طبیعی قبل و بعد از جداسازی اجزای سنگین [۱۰].

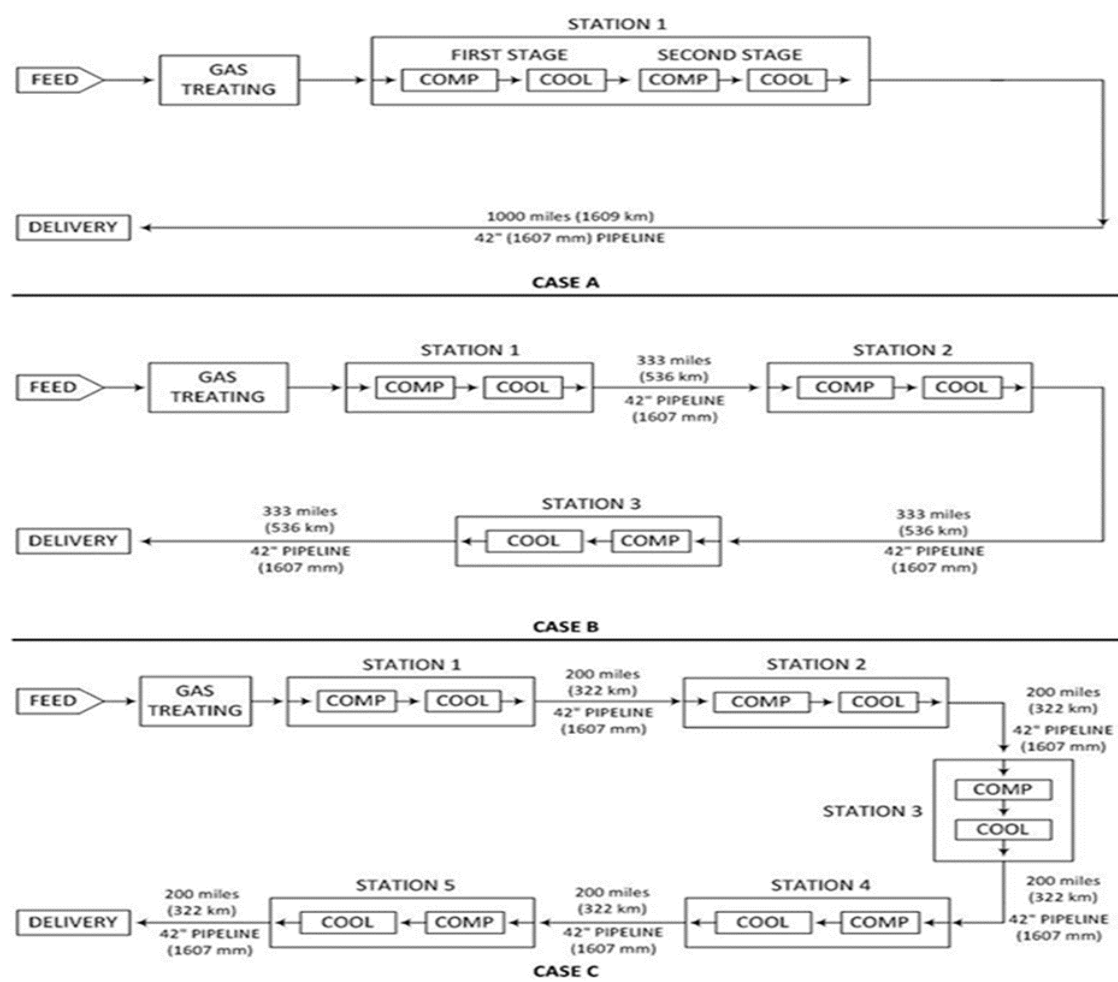
Table 4. Specifications of natural gas before and after separation of heavy components [10].

Components	Mole fraction (%) of gas (feed)	Mole fraction (%) of gas after separation of heavy components
N2	0.03	0.033
CO2	1.36	1.3441
C1	83.52	89.7881
C2	7.8	6.6463
C3	3.81	1.8572
IC4	0.63	0.1541
NC4	0.85	0.1405
IC5	0.44	0.0264
NC5	0.27	0.0116
NC6	0.2	0.0013
NC7 ⁺	1.09	0.00017
Temperature (°F)	86	77
Pressure (psia)	630	615
Mass flow (lb/sec)	1292.3	994.1



شکل ۱۲. نمودار فازی برای گاز طبیعی همراه با اجزای سنگین و گاز سبک [۱۰].

Figure 12. Phase diagram for natural gas with rich and lean gas [10].



شکل ۱۳. انتقال در ۳ حالت فشار بالا، فشار متوسط و فشار پایین [۱۰].

Figure 13. Transmission gas in 3 modes of high pressure, medium pressure and low pressure [10].

مقادیر انرژی کمپرسورها و مبدل‌های حرارتی در هر ۳ حالت در جدول (۵) نشان داده شده‌اند. با توجه به جدول (۵) انرژی مصرفی کمپرسورها در حالت فاز متراکم ۵۱ درصد کمتر از حالت فشار متوسط و ۶۳ درصد کمتر از حالت فشار پایین است. همچنین انرژی مبدل‌ها در حالت فاز متراکم ۳۹ درصد کمتر از حالت فشار متوسط و ۵۰ درصد کمتر از حالت فشار پایین است.

با توجه به بررسی انتقال گاز در حالت فوق بحرانی در دو نمونه مطالعاتی، برتری انتقال گاز در حالت فوق بحرانی به شرح زیر است:

- با توجه به این‌که در حالت فوق بحرانی گرانشی گاز مشابه گازها، و چگالی آن مشابه مایعات است درون خط لوله، افت فشار کمتری حاصل می‌شود.
- با کاهش افت فشار، بالطبع تعداد ایستگاه تقویت فشار، تعداد کمپرسورها و همچنین توان کمپرسورها کاهش می‌یابد.
- با توجه به شرایط دمایی و فشاری که گاز طبیعی در حالت فوق بحرانی دارد، امکان تشکیل هیدرات‌گازی و دوفازی شدن گاز درون خط لوله وجود ندارد.

با توجه به ظرفیت گاز ایران و همچنین وجود چندین هزار کیلومتر خط لوله سراسری، امکان استفاده از این فناوری مناسب و جالب به نظر می‌رسد.

۶. نتیجه‌گیری کلی

با توجه به انتقال گاز طبیعی در حالت فاز متراکم در دو مطالعه

موردی و مقایسه آن‌ها با حالت دوفازی و فشار متوسط و پایین نتایج زیر حاصل شد:

- ۱- در صورت ارسال گاز در فاز متراکم خط لوله‌ای با قطر کمتر مورد نیاز است.
- ۲- در حالت فاز متراکم افت فشار به طور میانگین ۳۳ درصد کمتر از حالت دوفازی است.
- ۳- در حالت فاز متراکم تغییرات سرعت گاز ۷۳ درصد کمتر از حالت دوفازی است.
- ۴- در حالت فاز متراکم چون مایع تشکیل نمی‌شود، خط لوله نیاز به هزینه تعمیرات و نگهداری کمتری دارد.
- ۵- مقدار انرژی مصرفی در حالت فاز متراکم برای فشرده‌سازی و خنک‌کردن گاز به ترتیب ۷۰ و ۵۰ درصد کمتر از حالت دوفازی است.
- ۶- در حالت فاز متراکم، گاز معین شده ۷۴ درصد بیشتر از حالت دوفازی است.
- ۷- تعداد ایستگاه‌های تقویت فشار کمتری در حالت فاز متراکم نسبت به حالت‌های فشار متوسط و پایین مورد نیاز است.
- ۸- مقادیر انرژی کمپرسورها در حالت فاز متراکم به ترتیب ۵۱ و ۶۳ درصد کمتر از حالت فشار متوسط و فشار پایین است.
- ۹- مقادیر انرژی مبدل‌های حرارتی در حالت فاز متراکم به ترتیب ۳۹ و ۵۰ درصد کمتر از حالت فشار متوسط و فشار پایین است.

جدول ۵. مقادیر انرژی فشرده‌سازی و خنک‌سازی گاز به همراه تعداد ایستگاه فشار [۱۰].
 Table 5. Gas compression and cooling energy values with the number of pressure stations [10].

Mode	Compressors Energy (HP)	Heat Exchanger Energy (HP)	Number of pressure stations
High pressure (dense phase)	212010	195000	1
Medium pressure	417638	321000	3
Low pressure	527030	389000	5

- [3] Popoola, L., Grema, A. SH., Latinwo, G. K, Gutti, B., Balogun, A. S., "Corrosion problems during oil and gas production and its mitigation", International Journal of Industrial Chemistry, 4(35), (2013).
- [4] Dai, L., Wang, D., Wang, T., Feng, Q., Yang, X., "Analysis and Comparison of Long-Distance Pipeline Failures", Journal of Petroleum Engineering, 2017, pp: 1-7, (2017).
- [5] <http://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/2010/01/variation-of-properties-in-the-dense-phase-region-part-2-%E2%80%93-natural-gas/>[6] Kamal, K. B., "Performance of five equations of state for the prediction of vle and densities of natural gas mixtures in the dense phase region", Chem. Eng. Comm., 189: pp. 151-172, (2002).
- [7] Veraa, V. H. B., Santiagoa, A. M. R., Simancas, M. E. C., "Gas Transport at Dense PHase Conditions for the Development of Deep-Water Fields in the Colombian Caribbean SEA", Ciencia, Tecnologia y Futuro, 10(1), pp. 17-32, (2020).
- [8] <https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2015/07-01lnchtcntnt-eng.html>
- [9] <http://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/2012/08/transportation-of-natural-gas-in-dense-phase/>
- [10] <http://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/2013/01/low-pressure-vs-high-pressure-dense-phase-natural-gas-pipeline-transportation/>

۷. علائم اختصاری

علائم	نام	واحد
ρ	چگالی گاز	$\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$
u	سرعت گاز	m/s
p	فشار گاز	Pa
f	فاکتور اصطکاک	-
D	قطر خط لوله	M
T	دمای گاز	K
T_a	دمای محیط	K
U	ضریب کلی انتقال حرارت	$\frac{W}{\text{m}^2\text{K}}$

مراجع

- [1] Sydne, T., Richard, A. D., "Review of ways to transport natural gas energy from countries which do not need the gas for domestic use", Energy, 28, pp. 1461-1477, (2003).
- [2] Wu, X., Li, CH., He, Y., Jia, W., "Operation Optimization of Natural Gas Transmission Pipelines Based on Stochastic Optimization Algorithms: A Review", Mathematical Problems in Engineering, 2018, pp. 1-18, (2018).