Petroleum Research
Petroleum Research, 2024(August-September), Vol. 34, No. 136, 1-4
DOI:10.22078/pr.2024.5231.3320

Experimental Measurment of Gas Relative Permeablity- PSS Method

Amin Nasirpour and Jalal Fahimpour*
Department of Petroleum Engineering, AmirKabir University of Technology, Tehran, Iran
fahimpour@aut.ac.ir
DOI:10.22078/pr.2024.5231.3320

Received: August/31/2023 Accepted: May/12/2024

Introduction

In condensate gas reservoirs, while the bottom-hole pressure is higher than the fluid dew point pressure, the fluid is a single-phase gas. At pressures lower than liquid dew pressure, the condensates in the gas phase are gradually separate and cause the formation of a two-phase region around the well [1, 2]. One of the most complex and important phenomena caused by the accumulation of condensate is the change in relative gas permeability in the two-phase areas around the well. Some previous studies have shown that as the IFT between gas and condensate decreases, the relative permeability to gas increases. This is because a lower IFT allows gas to more easily displace condensate in the reservoir, leading to higher gas relative permeability. In terms of gas flow rate, it has been observed that at higher gas flow rates, the relative permeability to gas increases. This is thought to be due to the increased kinetic energy of the flowing gas, which helps to overcome the capillary forces that restrict gas flow in the condensate phase. These two factors, along with fluid saturation, should be taken into consideration when studying and modeling the behavior of condensate gas reservoirs [3]. At high velocity, which usually occur in the areas around the well, the effects of inertia are significant. Therefore, As the velocity increases, two forces - viscous and capillary - oppose each other. The increase in viscous force tends to increase the relative permeability of the gas and the effects of inertia tend to decrease it [4]. However, as the surface tension between two phases decreases, the relative permeability of each phase in gas condensate reservoirs increases [5]. The improvement in relative permeability of such low IFT systems as velocity increases and/or IFT decreases, known as the coupling effect, has been attributed to the simultaneous coupled flow of the gas and condensate phases with intermittent opening and closure of the gas passage by the condensate at the pore level [6]. The combined effect of surface tension and velocity is modeled by a dimensionless number called capillary number. Despite the fact that there are different relationships to calculate the capillarity number, in this research the following relationship was used to calculate the capillarity number:

$$N_c = 2.6784\times10^{-7}\frac{k\,\Delta P}{\sigma L} \quad (1)$$

In this equation, k is permeability (mD), ΔP is pressure drop (psi), L is core length (inches), σ is surface tension between gas and condensate (dyne/cm) [4, 7].

A reduction in IFT that improves relative permeability of low IFT fluid systems was reported by Bardon and Longeron in 1980 [8]. There is also an improvement of relative permeability of condensing systems because of an increase in velocity that was first reported in the laboratory at Heriot-Watt University while conducting steady-state relative permeability measurements by Danesh et al. 1994 [9]. The purpose of this research is to further investigate the effect of capillary and viscous forces, or in other words, the effect of positive coupling and inertia on the relative permeability of gas and condensate. In order to achieve these goals, the relative permeability data of gas and condensate on the carbonate core with a permeability of 19.2 mD and a porosity of 20% were measured using an artificial condensate gas fluid similar to the fluid of one of Iran's gas field. These tests were performed using the pseudo-steady state method and at reservoir temperature and pressure. Also, in order to observe and investigate the effect of inertia and positive coupling, relative permeability data were measured at different values of injection rate and surface tension.

Materials and Methods

In this research, a carbonate reservoir core with a length of 11.8 cm and a diameter of 3.75 cm taken from one of the Iran's gas fields was used to conduct flooding experiments. The permeability of the core was equal to 19.2 md and its porosity was equal to 21%. Table 1 shows the characteristics of the core used in this research. The researchers utilized a gas condensate fluid, which was created by combining CNG gas and condensate from the gas field, in order to produce a synthetic condensate gas fluid. In order to make a fluid like the reservoir fluid, 95% of CNG gas along with 5% of condensate were combined at a certain temperature and pressure. Table 2 shows the components and composition of the fluid used in this research. Due to the unavailability of the PVT fluid test and the Significant difference in the calculated dew pressure using the different equation of states in the PVTi software, the laboratory method was used to determine the limit of the fluid dew pressure.

Table 1 Core properties.

Core Properties	
Rock type	Carbonate
Length(cm)	11.8
Diameter(cm)	3.75
Cross section area(cm^2)	11.04
Bulk volume(cm^3)	130.43
Pore volume(cm^3)	25.5
Porosity (%)	21
Permeability(md)	19.2

Table 2 Fluid properties.

Component	Mole fraction
C1	89.63
N2	3.72
C2	2.98
CO_2	0.81
C3	0.53
C9	0.45
C8	0.44
C10	0.37
C11	0.27
C7	0.22
nC_4	0.20
$C1^{2+}$	0.18
iC4	0.15
C6	0.06

To perform this test and measure the fluid dew point pressure, a measuring appartus that has a visible chamber and thermal jackets was used. Fig. 1, shows images of condensate gas fluid behavior with pressure reduction in order to determine liquid dew pressure. Fig. 2 shows the schematic of the core flooding appartus. This setup was designed and built in the enhanced oil recovery laboratory of Amirkabir University of Technology. This setup is designed to perform experiment at high pressure (10,000 psi) and high temperature (150 °C) specifically for condensate reservoirs. In the design of this setup, two pressure reducers have been used to control the pressure upstream and downstream of the core.

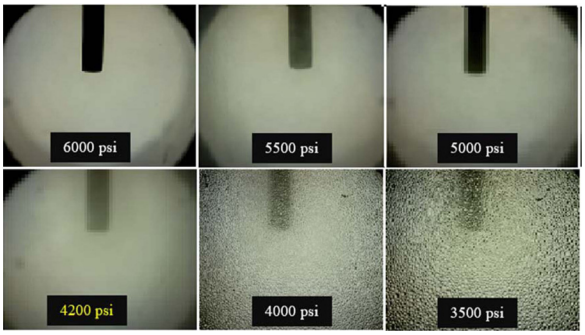


Fig. 1 Images of condensate gas fluid behavior with pressure reduction in order to determine liquid dew pressure.

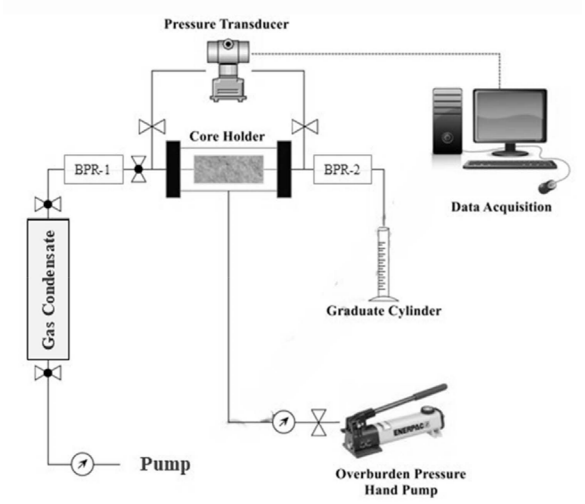


Fig. 2 Schematic of core flooding appartus.

Results and Discussion

Effect of Velosity

Fig. 3 shows the relative permeability curve of gas and condensate versus capillary number in different values of surface tension. As shown in Fig. 3, at surface tension values of 9.5 and 13.05 mNm^{-1}, the relative permeability of both gas and condensate drops significantly as velocity increases. This is due to the inertial force becoming more dominant than the positive coupling effect.

On the other hand, for surface tension values that are close to or less than the threshold value, the positive coupling effect is activated and it reduces the inertial effect. Comparison of the relative permeability curve

versus capillary number for surface tension of 2.7 mNm^{-1} in Fig. 3 shows that the amount of relative permeability reduction at this IFT, is much less than the values of 9.5 mNm^{-1}, 13.05 mNm^{-1}. For example, at a surface tension equal to 13.05 mNm^{-1}, with the increase in velocity and consequently an increase in the capillary number, the relative permeability of the gas has decreased by 40%., equals to 31 percent. While in the surface tension of 2.7 mNm^{-1} with the increase of capillary number, the relative gas permeability has decreased by only 4%.

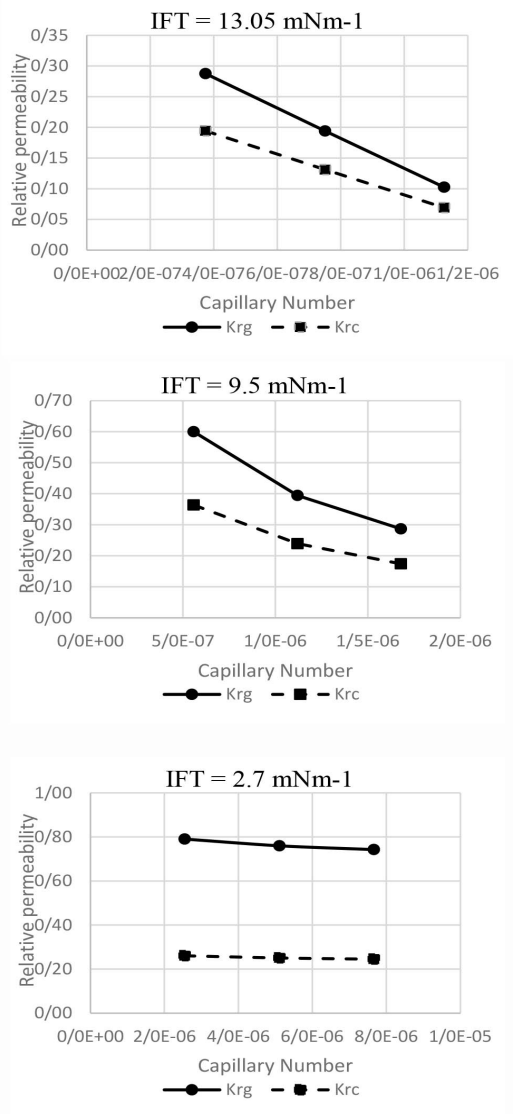


Fig. 3 Gas and condensate relative permeability curve versus capillary number at different IFT.

Effect of IFT

In order to determine the importance of the surface tension parameter in the capillary number, several experiments were carried out in different values of surface tension (through the change of core pressure), at the same flow rate. Fig. 4 shows the relative gas permeability curve in terms of capillary number at different values of surface tension and at the same flow rates. As shown in Fig. 4, At all flow rates, reducing the surface tension from 13.05 mNm^{-1} to 2.7 mNm^{-1} led to an increase in the gas's relative permeability.

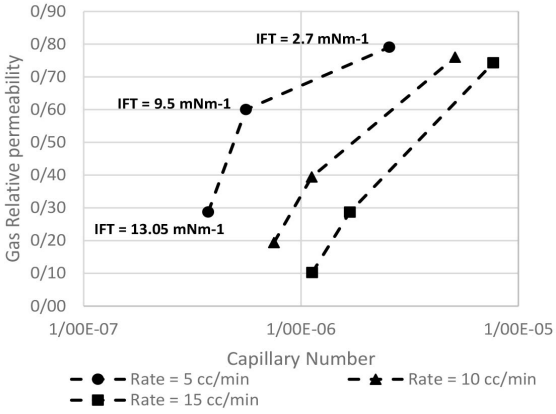


Fig. 4 Gas and condensate relative permeability curve versus capillary number at different flow rate.

Conclusions

1. In this research, to simulate the flow conditions around the well, a special laboratory method called the pseudo-steady state method was used to measure the relative permeability of gas and condensate.
2. The results of the experiments performed at different values of surface tension showed that the relative permeability of gas and condensate is a strong function of the surface tension between the two phases. At a constant flow rate, the decrease in surface tension leads to a reduction in capillary forces, which in turn results in an increase in the relative permeability of both gas and condensate.
3. The measurement of relative permeability at high values of surface tension and different speeds shows that in these values, the effect of the inertial force caused by the gas flow due to positive coupling is dominant and the relative permeability of the gas increases with increasing speed (capillarity number) decreases, in other words, the effect of positive coupling is not observed at high values of surface tension. While, by reducing the surface tension to values close to the threshold value, the relative permeability of gas and condensate decreases with increasing speed, which means that the effect of positive coupling is visible in low values of surface tension.
4. Comparing the relative permeability of gas and condensate at different speeds shows that the effect of inertia on the relative permeability of gas is greater than its effect on the relative permeability of condensate.

References

1. 1. GGanie, K., Idris, A. K., Mohshim, D. F., Sulaiman, W. R. W., Saaid, I. M., & Malik, A. A. (2019). A review on the wettability alteration mechanism in condensate banking

removal. Journal of Petroleum Science and Engineering, 183, 106431. doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106431.
2. Sayed, M. A., & Al-Muntasheri, G. A. (2016). Mitigation of the effects of condensate banking: a critical review. SPE production & Operations, 31(02), 85-102. doi.org/10.2118/168153-PA.
3. Sævareid, A., Whitson, C. H., & Fevang, Ø. (1999, August). An engineering approach to measuring and modeling gas condensate relative permeabilities. In SCA Conference held in Goldon, CO.
4. Mott, R., Cable, A., & Spearing, M. (2000, October). Measurements and simulation of inertial and high capillary number flow phenomena in gas-condensate relative permeability. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (pp. SPE-62932). doi.org/10.2118/62932-MS.
5. Jamaloei, B. Y. (2015). The effect of interfacial tension on two-phase relative permeability: a review. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 37(3), 245-253. doi.org/10.1080/15567036.2011.557708.
6. Jamiolahmady, M., Danesh, A., Tehrani, D. H., & Duncan, D. B. (2000). A mechanistic model of gas-condensate flow in pores. Transport in porous media, 41, 17-46.
7. Bang, V., Pope, G. A., Sharma, M. M., & Baran Jr, J. R. (2009). Development of a successful chemical treatment for gas wells with water and condensate blocking damage. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (pp. SPE-124977). doi.org/10.2118/124977-MS.
8. Bardon, C., & Longeron, D. G. (1980). Influence of very low interfacial tensions on relative permeability. Society of Petroleum Engineers Journal, 20(05), 391-401. doi.org/10.2118/7609-PA.
9. Danesh, A., Henderson, G. D., Krinis, D., & Peden, J. M. (1988, October). Experimental investigation of retrograde condensation in porous media at reservoir conditions. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (pp. SPE-18316). doi.org/10.2118/18316-MS.

اندازه‌گیری آزمایشگاهی تراوایی نسبی گاز و میعانات براساس شرایط یکی از میادین گازی ایران- روش شبه پایا

امین نصیرپور و جلال فهیم‌پور*
دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۶/۰۹ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۲/۲۳

چکیده

در مخازن گاز میعانی هنگامی‌که فشار ته‌چاهی کمتر از فشار نقطه شبنم سیال باشد، نواحی اطراف چاه به‌وسیله تعامل بین نیروهای ویسکوز، مویینه و اینرسی کنترل می‌شود. تأثیر این نیروها بر تراوایی نسبی گاز و میعانات، اندازه‌گیری دقیق تراوایی نسبی گاز و میعانات را به کاری چالش برانگیز تبدیل کرده است. دو اثر منحصر به فرد و پیچیده‌ای که جریان گاز و میعانات در نواحی نزدیک چاه را تحت تأثیر قرار می‌دهند عبارتند از ۱) اثر اینرسی: کاهش تراوایی نسبی گاز و میعانات با افزایش سرعت و ۲) پدیده جفت‌شدگی مثبت: افزایش تراوایی نسبی گاز با افزایش سرعت یا کاهش کشش سطحی. در این پژوهش، نتایج اندازه‌گیری داده‌های تراوایی نسبی گاز و میعانات، برروی مغزه کربناته مخزنی با تراوایی mD ۱۹/۲ و تخلخل ۲۱٪، با استفاده از سیال گاز میعانی مشابه سیال یکی از میادین گازی ایران، ارائه شده است. آزمایش‌های سیلاب‌زنی مغزه به‌روش شبه پایا، در سه کشش سطحی مختلف (۱۳/۰۵، ۹/۵ و ۲/۷ mNm^{-1}) و سه سرعت متفاوت (۳۰،۶۰ و ۹۰ m/day) انجام شده، و تراوایی نسبی گاز و میعانات در شرایطی مشابه نواحی اطراف چاه اندازه‌گیری شده-است. اثر پدیده‌های اینرسی و جفت‌شدگی مثبت، به‌وسیله انجام آزمایش‌ها در مقادیر مختلف سرعت و کشش سطحی به‌خوبی نشان داده شده است. نتایج نشان دادند که در مقادیر بالای کشش سطحی (۱۳/۰۵ و ۹/۵ mNm^{-1})، تراوایی نسبی گاز با افزایش سرعت، به‌ترتیب حدود ۴۰٪ و ۳۱٪ کاهش پیدا می‌کند. درحالی‌که، در مقادیر کم کشش سطحی (۲/۷ mNm^{-1})، میزان کاهش تراوایی نسبی گاز و میعانات با افزایش سرعت، بسیار کاهش یافته و به ۴٪ می‌رسد. بنابراین نتایج این پژوهش حاکی از این است که براساس شرایط یکی از میادین گازی ایران، کشش سطحی آستانه برابر ۲/۷ mNm^{-1} بوده و در مقادیر بالاتر از این مقدار، به‌دلیل غالب بودن اثر اینرسی، افزایش سرعت جریان گاز سبب بهبود تولید گاز نخواهد شد. نتایج این پژوهش، در نواحی نزدیک چاه‌های تولیدی جایی که تراوایی گاز و میعانات وابسته به‌سرعت قابل استناد است.

کلمات کلیدی: مخازن گاز میعانی، نیرو مویینه، اثر اینرسی، جفت‌شدگی مثبت، روش شبه پایا

مقدمه

در مخازن گاز میعانی، تازمانی‌که فشار ته‌چاهی از فشار نقطه شبنم سیال بیشتر باشد، سیال به‌صورت تک فاز گاز است. با گذشت زمان و تولید از مخزن، فشار ته‌چاهی کاهش یافته تا به فشاری کمتر از فشار نقطه شبنم سیال می‌رسد.

*مسؤول مکاتبات
آدرس الکترونیکی fahimpour@aut.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/pr.2024.5231.3320)

پژوهش نفت شماره ۱۳۶، مرداد و شهریور ۱۴۰۳، صفحه ۱۵-۳

در فشارهای کمتر از فشار شبنم سیال، میعانات موجود در فاز گاز به‌تدریج خارج شده و سبب تشکیل یک ناحیه دو فازی در اطراف چاه می‌شوند [۱ و ۲]. در این ناحیه دو فازی اطراف چاه، رقابت بین نیروهای ویسکوز، موئینه و اینرسی سبب ایجاد یک سازوکار جریانی متفاوت از ناحیه تک فازی می‌شود. یکی از پیچیده‌ترین و مهم‌ترین پدیده‌های ناشی از تجمع میعانات، تغییر تراوایی نسبی گاز در نواحی دوفازی اطراف چاه است. افزایش نیروی موئینه همزمان با کاهش فشار به‌همراه افزایش اشباع میعانات درون حفرات سنگ می‌تواند با کاهش تراوایی گاز، میزان تولید از مخزن را به‌شدت (تا ۵۰٪) کاهش دهد [۳]. با نگاهی به مطالعات صورت گرفته در گذشته می‌توان دریافت که علاوه‌بر اشباع سیال، دو عامل مهم دیگر، یعنی کشش سطحی بین گاز و میعانات (IFT)[1] و سرعت جریان گاز در نواحی اطراف چاه نیز تأثیر قابل‌توجهی بر تراوایی نسبی مخازن گاز میعانی دارند [۴ و ۵]. در سرعت‌های بالا، که معمولاً در نواحی اطراف چاه رخ می‌دهد، اثرات اینرسی قابل توجه هستند. بنابراین با افزایش سرعت، دو نیروی ویسکوز و موئینه در تضاد با یکدیگر عمل می‌کنند، افزایش نیروی ویسکوز تمایل به افزایش تراوایی نسبی گاز داشته و اثرات اینرسی تمایل به کاهش آن دارند [۶]. از طرفی، اثر کشش سطحی بر تراوایی نسبی مخازن گاز میعانی بدین صورت است که هرچه کشش سطحی دو فاز کمتر باشد، به‌دلیل کاهش نیروی بین فازها، ممانعت فازها از حرکت یکدیگر کمتر شده و فازها راحت‌تر جریان پیدا می‌کنند. بنابراین کاهش کشش سطحی بین دوفاز سبب افزایش تراوایی نسبی هر یک از فازها می‌شود [۷]. بهبود تراوایی نسبی گاز با افزایش سرعت و یا کاهش کشش سطحی، در سیستم‌هایی با کشش سطحی کم به‌عنوان اثر جفت‌شدگی مثبت[2] شناخته می‌شود. این پدیده به جریان همزمان گاز و میعانات و باز و بسته شدن مسیر جریان گاز به‌وسیله میعانات نسبت داده می‌شود [۸]. اندازه‌گیری آزمایشگاهی داده‌های تراوایی نسبی، حاکی از رقابت بین اثر جفت‌شدگی مثبت و اینرسی در مغزه‌هایی با تراوایی حدود ۱۰ mD یا بیشتر از آن است [۶ و ۹]. اثر ترکیبی کشش سطحی و سرعت به‌وسیله یک عدد بدون بعد، به نام عدد موئینگی مدل می‌شود. عدد موئینگی قدرت نسبی نیروی ویسکوز (که متناسب با افت فشار است) به نیروی موئینگی را نشان می‌دهد [۴ و ۱۰]. عدد موئینگی تأثیر قابل توجهی بر تراوایی نسبی گاز داشته و به‌طور کلی با بیشتر شدن از مقدار آستانه، با افزایش عدد موئینگی، تراوایی نسبی گاز افزایش می‌یابد. با وجود این که رابطه‌های مختلفی برای محاسبه عدد موئینگی وجود دارد، در این پژوهش از رابطه زیر به‌منظور محاسبه عدد موئینگی استفاده شده است:

$$N_c = 2.6784\times10^{-7}\frac{k\,\Delta P}{\sigma L} \qquad (۱)$$

که در این رابطه، k تراوایی (mD)، PΔ افت فشار (psi)، L طول مغزه (inch)، σ کشش سطحی بین گاز و میعانات (mNm^{-1}) می‌باشد [۶ و ۱۱]. باردون و همکاران، برای اولین بار بیان کردند که در سیستم‌هایی با کشش سطحی کم، کاهش میزان کشش سطحی سبب افزایش تراوایی نسبی گاز می‌شود [۱۲]. مطالعات دانش و همکاران، حاکی از افزایش در تراوایی نسبی گاز و میعانات با افزایش سرعت بود [۱۳]. موت و همکاران و کابل و همکاران آزمایشات سیلاب‌زنی مغزه‌به‌روش پایا را به‌جهت بررسی تأثیر عدد موئینگی بر تراوایی نسبی گاز در دبی‌های بالا انجام دادند. آن‌ها نشان دادند که در یک کشش سطحی ثابت، با افزایش سرعت، تراوایی نسبی گاز افزایش می‌یابد [۶ و ۱۴]. اپ و همکاران، به اندازه‌گیری آزمایشگاهی تراوایی نسبی گاز و میعانات به‌روش سیلاب‌زنی شبه پایا[3]، با استفاده از یک سیال گاز میعانی غنی پرداختند.

1. Interfacial Tension
2. Coupling Effect
3. Pseudo Steady State

آزمایشات سیلاب‌زنی[1] در این پژوهش، در محدوده وسیعی از فشار خروجی و دبی به‌منظور شبیه‌سازی شرایط مخزن، انجام شد. نتایج حاکی از افزایش تراوایی نسبی گاز، با افزایش عدد مویینگی بود [۱۵]. جدول ۱، خلاصه‌ای از مطالعات انجام شده در زمینه اندازه‌گیری تراوایی نسبی مخازن گاز میعانی را نشان می‌دهد. هدف از این پژوهش، به‌عنوان یک مطالعه موردی برروی یکی از چاه‌های یکی از میادین گازی ایران، بررسی تأثیر نیروی‌های مویینه و ویسکوز، یا به عبارتی تأثیر پدیده جفت‌شدگی مثبت و اینرسی بر تراوایی نسبی گاز و میعانات است.

به‌منظور تحقق این اهداف، داده‌های تراوایی نسبی گاز و میعانات با استفاده از آزمایش‌های سیلاب‌زنی برروی مغزه مخزنی کربناته با تراوایی ۱۹/۲ mD و تخلخل ۲۰٪، با استفاده از سیال گاز میعانی مصنوعی مشابه سیال میدان اندازه‌گیری شد. این آزمایش‌ها با استفاده از روش شبه پایا و در دما و فشار مخزن انجام شده است. همچنین به‌منظور مشاهده و بررسی اثر اینرسی و جفت‌شدگی مثبت، داده‌های تراوایی نسبی در مقادیر مختلف نرخ تزریق و کشش سطحی، اندازه‌گیری شدند.

جدول ۱ خلاصه‌ای از مطالعات انجام شده در زمینه اندازه‌گیری تراوایی نسبی گاز و میعانات

منابع	نوع سنگ	روش اندازه‌گیری تراوایی نسبی	هدف آزمایش	شرایط آزمایش	محدوده عدد مویینگی
[۱۶]	ماسه‌سنگی (رخنمون)	روش پایا	بررسی اثر کشش سطحی بر K_{rg} و K_{ro}	T= ۲۱ °C، S_{wi}= ۰	-
[۱۷]	ماسه‌سنگ Berea	روش پایا/ روش ناپایا	بررسی اثر سرعت و کشش سطحی بر K_{ro} و K_{rg}	Room Temperature، S_{wi}= ۴/۲۶ ٪	۰/۳۶–۱۰$^{-۵}$ × ۰/۹۴ ۱۰$^{-۴}$×
[۱۸]	ماسه‌سنگ/ سنگ آهک	روش پایا/ روش ناپایا	بررسی اثر دبی و نوع سیال بر K_{ro} و K_{rg}	T= ۸/۳۷ °C، S_{wi}= ۴/۱۱٪	۱۰$^{-۵}$× ۱–۱۰$^{-۹}$ × ۱
[۱۹]	ماسه‌سنگ Berea	روش پایا	بررسی اثر سرعت و کشش سطحی بر K_{ro} و K_{rg}	T= ۸/۳۷ °C، S_{wi}= ۴/۲۶٪	۰/۱۴×۱۰$^{-۵}$ – ۰/۷۲ ×۱۰–۴
[۶]	ماسه‌سنگی (دریای شمال)	روش شبه پایا	اندازه‌گیری K_{rg} و K_{ro} به‌منظور بررسی میزان عبوردهی چاه	T= ۹۳ °C ، S_{wi}= ٪۱۱/۸	۱۰$^{-۴}$×۶–۱۰$^{-۵}$ ×۶
[۱۴]	ماسه‌سنگی (دریای شمال)	روش شبه پایا	اندازه‌گیری K_{rg} و K_{ro} به‌منظور بررسی پیشبینی میزان عبوردهی چاه	T= ۶۰ °C ، S_{wi} = ٪۱۱/۸	۱۰$^{-۳}$×۱–۱۰$^{-۶}$×۱
[۳]	ماسه‌سنگ Berea	روش پایا	بررسی اثر متقابل جریان اینرسی و جفت‌شدگی مثبت بر K_{rg} و K_{ro}	T= ۳۷ °C ،S_{wi}= ٪۰	۱۰$^{-۴}$×۱/۶–۱۰$^{-۶}$×۱/۶
[۲۰]	کربناته	روش شبه پایا	بررسی سرعت‌های بالا جریان گاز و تراوایی نسبی بر پیش‌بینی میزان بهره‌دهی چاه	T= ۳۳ °C ،S_{wi}= ۰ - ٪۲۴/۵	۱۰$^{-۴}$× ۱–۱۰$^{-۶}$ × ۱
[۱۵]	مغزه مخزنی	روش شبه پایا	اندازه‌گیری آزمایشگاهی تراوایی نسبی برای یک مخزن گاز میعانی غنی	T= ۷۶ °C	۱۰$^{-۳}$×۱–۱۰$^{-۸}$×۱
[۲۱]	مغزه مخزنی	روش پایا	بررسی اثر متقابل جریان اینرسی و جفت شدگی مثبت بر K_{rg} و K_{ro} در مخازن با تراوایی کم	T= ۳۷ °C ،S_{wi} = ٪۰	۱۰$^{-۴}$×۲/۹–۱۰$^{-۶}$×۵/۳
[۲۲]	مغزه ترکیبی	روش پایا	بررسی اثر کشش سطحی و نوع سیال بر تراوایی نسبی	T= ۷۰ °C	-

1. Coreflooding Tests

روند انجام آزمایشات

خصوصیات مغزه

در این پژوهش، از یک مغزه مخزنی کربناته به طول ۱۱/۸ و قطر ۳/۷۵ cm گرفته شده از یکی از میادین گازی به‌منظور انجام آزمایش‌های سیلاب‌زنی استفاده شد. تراوایی مغزه برابر ۱۹/۲ mD و تخلخل آن برابر ۲۱٪ بود. جدول ۲، خصوصیات مغزه استفاده شده را نشان می‌دهد.

جدول ۲ مشخصات مغزه استفاده شده

مشخصات مغزه	
نوع سنگ	کربناته
طول (cm)	۱۱/۸
قطر (cm)	۳/۷۵
مساحت سطح مقطع (cm^2)	۱۱/۰۴
حجم توده (cm^3)	۱۳۰/۴۳
حجم فضای خالی (cm^3)	۲۵/۵
تخلخل (٪)	۲۱
تراوایی اندازه‌گیری شده با آب‌شور (md)	۱۹/۲

سیال آزمایش

در این پژوهش، از ترکیب گاز CNG شامل گازهای متان و اتان به‌همراه درصد کمتری از گازهای پروپان، نیتروژن و کربن‌دی‌اکسید و میعانات تهیه شده از یکی از میادین گازی ایران به‌منظور ساخت سیال گاز میعانی مصنوعی استفاده شده است. در حال حاضر دمای میدان برابر ۹۷ °C و فشار ته‌چاهی نیز در حدود ۸۰۰ psi می‌باشد. به‌منظور ساخت سیالی مشابه سیال مخزن، ۹۵٪ از گاز CNG به‌همراه ۵٪ از میعانات در دما و فشار مشخص با هم ترکیب شدند. جدول ۳، ترکیب درصد سیال گاز میعانی ساخته شده را نشان می‌دهد. از رابطه حالت پنگ رابینسون[1] به‌منظور تخمین خصوصیات سیال استفاده شده است. بر این اساس، فشار شبنم سیال برابر ۶۰۰۰ psi و اشباع اولیه سیال درون مغزه، در فشارهای آزمایش ۳۰۰۰، ۱۲۵۰ و ۸۵۰ psi به‌ترتیب برابر ۲/۸۵ ، ۳/۳ و ۳٪ بود. شکل ۱، منحنی اشباع سیال برحسب فشار را نشان می‌دهد.

روش کار

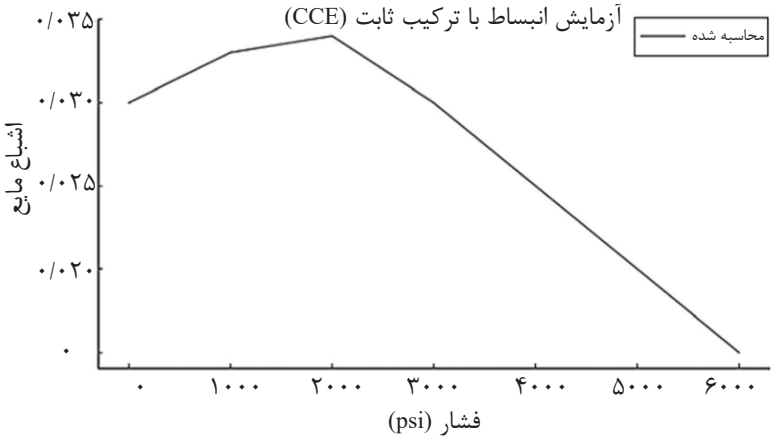
اندازه‌گیری آزمایشگاهی فشار شبنم سیال و کشش سطحی

فشار شبنم سیال یکی از پارامترهای کلیدی جهت انجام دقیق آزمایش‌ها است. باتوجه‌به در دسترس نبودن آزمایش PVT سیال ساخته شده و تفاوت زیاد در فشار شبنم محاسبه شده با استفاده از رابطه حالات مختلف در نرم‌افزار PVTi از روش آزمایشگاهی به‌منظور تعیین حدودی فشار شبنم سیال استفاده شد. برای انجام این آزمایش و اندازه‌گیری فشار نقطه شبنم سیال از یک دستگاه اندازه‌گیری که دارای یک محفظه قابل‌مشاهده و ژاکت‌های حرارتی است، استفاده شد. شکل ۲، طرحواره دستگاه اندازه‌گیری فشار شبنم سیال را نشان می‌دهد.

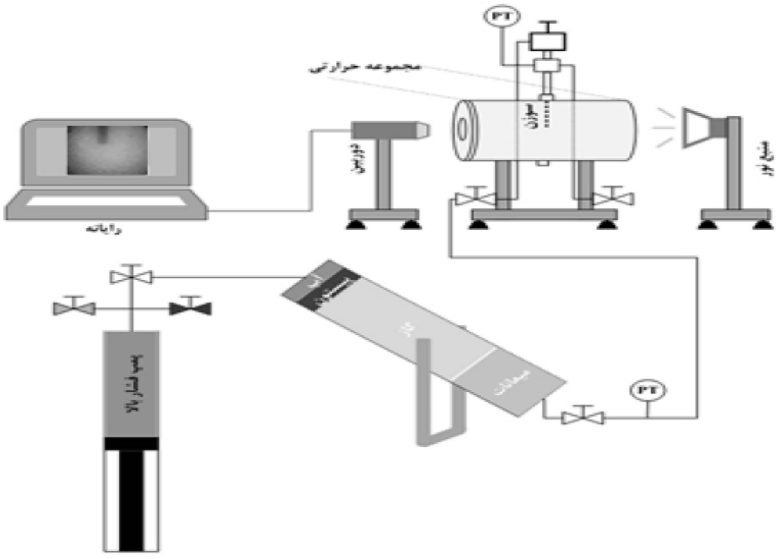
جدول ۳ ترکیب درصد سیال گاز میعانی استفاده شده

اجزا	درصد مولی
C1	۸۹/۶۳
N_2	۳/۷۲
C2	۲/۹۸
CO_2	۰/۸۱
C3	۰/۵۳
C9	۰/۴۵
C8	۰/۴۴
C10	۰/۳۷
C11	۰/۲۷
C7	۰/۲۲
nC4	۰/۲۰
$C12^+$	۰/۱۸
iC4	۰/۱۵
C6	۰/۰۶

1. Peng-Robinson



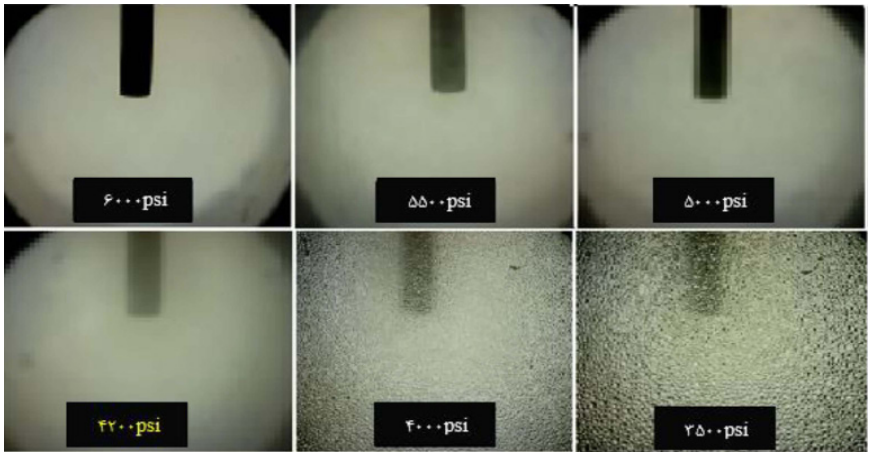
شکل ۱ منحنی میزان ریزش میعانات برحسب فشار



شکل ۲ شماتیک دستگاه اندازه‌گیری فشار شبنم سیال

در ابتدا، سیال گاز میعانی با ترکیب درصد مشخص، به‌منظور اختلاط کامل، درون سیلندر اختلاط[1] در دمای ۹۷ °C و فشار مفروض ۶۰۰۰ psi به‌مدت ۲۴ h قرار داده شد. در گام بعدی، پس از تنظیم فشار و دمای دستگاه اندازه‌گیری کشش سطحی مطابق با دما و فشار سیال، سیال تحت‌فشار ۶۰۰۰ psi به درون دستگاه تزریق شد. سپس فشار دستگاه به‌منظور مشاهده اولین قطرات مایع جدا شده از گاز به‌تدریج کم شد. اولین قطرات مایع در فشار ۴۲۰۰ psi مشاهده شد؛ بنابراین این فشار به‌عنوان فشار شبنم سیال در نظر گرفته شد. شکل ۳، تصاویر گرفته شده از گاز را در فشارهای مختلف نشان می‌دهد. به‌منظور اندازه‌گیری کشش سطحی بین گاز و میعانات از روش قطره آویزان و با استفاده از دستگاه اندازه‌گیری کشش سطحی دما بالا فشار بالا استفاده شد. با استفاده از این دستگاه کشش سطحی بین گاز و میعانات در چندین فشار مختلف اندازه‌گیری شد. بدین صورت که در ابتدا، دمای دستگاه برروی دما آزمایش‌های سیلاب‌زنی یعنی ۹۷ °C و فشار محفظه دستگاه با استفاده از گاز نیتروژن، برروی بالاترین فشار مد نظر(در این پژوهش، ۳۰۰۰ psi) تنظیم شد. جهت اطمینان از نداشتن هیچ‌گونه نشتی، و برقراری تعادل دمایی به سیستم زمان کافی داده شد.

1. Recombination Cell



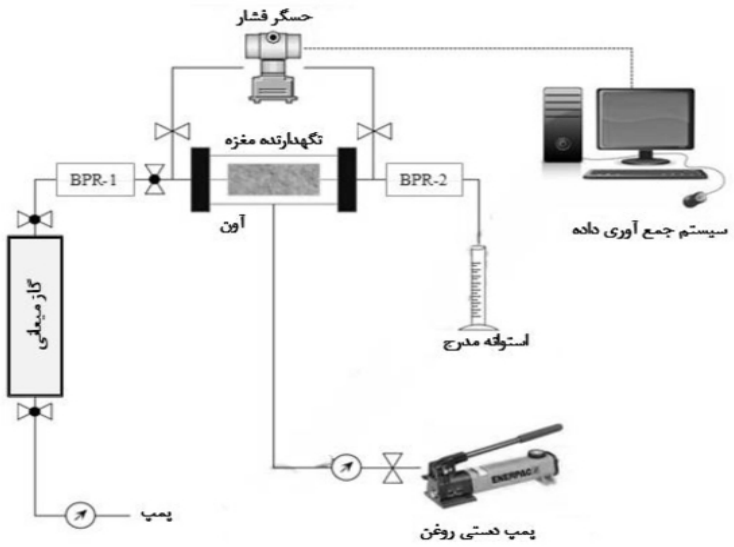
شکل ۳ تصاویری از رفتار سیال گاز میعانی با کاهش فشار به‌منظور تعیین فشار شبنم سیال

لازم به ذکر است که تزریق نیتروژن و اعمال فشار توسط آن قبل از تزریق سیال مخزن به‌دلیل حفظ شرایط تعادلی سیال مخزن انجام می‌گیرد. اگر محفظه در فشار اتمسفری باشد و سیال مخزن (گاز و مایع) که در فشار و دمای مخزن به تعادل رسیده است وارد محفظه با فشار کمتر شود، افت فشار ایجاد شده باعث خارج شدن قطرات مایع از گاز می‌شود. سپس، درصد مشخصی از گاز و میعانات درون سیلندر اختلاط در دمای ۹۷ °C و فشار ۳۰۰۰ psi ترکیب شده و پس از گذشت ۲۴ h به تعادل رسیدند. در گام بعدی، به‌منظور تزریق گاز به تعادلی به درون دستگاه اندازه‌گیری IFT، سیلندر اختلاط به‌صورت عمودی (شیر خروجی گاز در بالا) قرار گرفته و گاز تعادلی برای جابه‌جایی گاز نیتروژن به درون محفظه دستگاه تزریق می‌شود. این کار با باز کردن شیر خروجی دستگاه و تزریق گاز تعادلی صورت می‌گیرد. در حین این فرآیند دبی تزریق گاز تعادلی و دبی خروجی نیتروژن باید تقریباً برابر باشد تا از افت فشار سیستم جلوگیری کند و یا به عبارت دیگر، فشار سیستم ثابت بماند. پس از جابه‌جایی گاز نیتروژن توسط گاز تعادلی مخزن، به‌مدت ۵ h به سیستم فرصت داده می‌شود تا به‌صورت کامل به تعادل ترمودینامیکی برسد. در این مرحله، دستگاه برای انجام آزمایش IFT آماده است. ابتدا سیلندر اختلاط به‌صورتی قرار می‌گیرد که میعانات تعادلی با گاز در داخل سیلندر به‌دلیل اختلاف دانسیته جابه‌جا شوند. در این صورت میعانات در سمت خروجی دستگاه قرار گرفته و شرایط برای تزریق مایع آماده می‌شود. در گام بعدی، پس از آویزان شدن یک قطره از میعانات تعادلی از دهانه سوزن[1]، با استفاده از دوربین مخصوص، عکس‌برداری انجام می‌شود. در نهایت با استفاده از پردازش تصویر به‌منظور به‌دست آوردن شعاع قطره و چگالی میعانات، میزان IFT در فشار و دمای مد نظر تعیین می‌شود.

دستگاه اندازه‌گیری تراوایی نسبی

شکل ۴، شماتیک دستگاه سیلاب‌زنی مغزه را نشان می‌دهند. این دستگاه در آزمایشگاه بهبود برداشت نفت و گاز دانشگاه صنعتی امیرکبیر طراحی و ساخته شد. این دستگاه برای انجام آزمایش‌ها تا فشار ۱۰/۰۰۰ psi و دمای بالا (۱۵۰ °C) به‌طور خاص برای مخازن گاز میعانی طراحی شده است. در طراحی این دستگاه، از دو کاهنده فشار[2] به‌منظور کنترل فشار بالادست و پایین‌دست مغزه استفاده شده است. کاهنده فشار بالادست مغزه (BPR-1)، فشار سیال گاز میعانی را بالاتر از فشار نقطه شبنم نگه داشته و کاهنده فشار پایین‌دست (BPR-2)، وظیفه کنترل فشار مغزه را بر عهده دارد.

1. Needle
2. Back Pressure Regulator



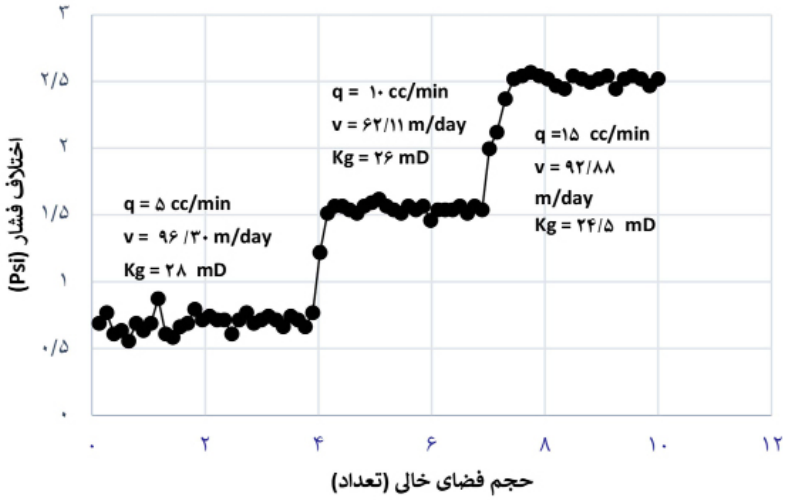
شکل ۴ شماتیک دستگاه سیلاب‌زنی مغزه

نگه دارنده مغزه[1]، سلول‌های نگهدارنده سیال[2] و خطوط لوله درون آون[3] دستگاه قرار گرفته‌اند.

روند انجام آزمایش

آزمایش‌های دوفازی (در فشارهای کمتر از فشار شبنم سیال) به‌منظور اندازه‌گیری تراوایی نسبی گاز و میعانات با استفاده از روش شبه پایا انجام شدند. روش شبه پایا به‌منظور اندازه‌گیری تراوایی نسبی گاز و میعانات در شرایط نزدیک به نواحی اطراف چاه، در مخازن گاز میعانی طراحی شده است به این صورت که محفظه سیال که در فشاری بالاتر از فشار شبنم قرار داشته نشان‌دهنده نواحی دور از چاه، و مغزه که در فشاری کمتر از فشار شبنم قرار دارد نشان‌دهنده نواحی نزدیک چاه می‌باشد. در این روش، K_{rg} به‌عنوان تابعی از عدد مویینگی، بدون نیاز به اندازه‌گیری مستقیم اشباع، تعیین می‌شود. به‌منظور شروع روند آزمایشات، در ابتدا تراوایی گاز خشک مغزه با استفاده از گاز متان اندازه‌گیری می‌شود. شکل ۵، منحنی افت فشار مغزه هنگام تزریق گاز متان در دمای ۹۷ °C را نشان می‌دهد. در گام بعدی، آزمایش‌های دوفازی که شامل تزریق سیال گاز میعانی در چند دبی مختلف در سه فشار مغزه متفاوت هستند، انجام می‌شوند. فشارهای مغزه مختلف به‌منظور پوشش محدوده فشار مخزن در طول عمر چاه انتخاب شدند. همچنین در روند انجام آزمایشات، از سه دبی ۵ cc/min تا ۱۵ که با توجه به تخلخل و سطح مقطع مغزه، معادل بازه سرعتی ۳۰ تا ۹۵ m/day هستند، استفاده شد زیرا که نتایج پژوهش‌های گذشته نشان دادند که در یک IFT ثابت، در دبی‌های پایین یا به عبارتی در سرعت‌های کم (کمتر از ۱۰ m/day)، میعانات هیچ‌گونه وابستگی به دبی نشان نداده و وابستگی تراوایی نسبی گاز و میعانات به سرعت، در محدوده سرعت بین ۱۸ تا ۹۰ m/day مشاهده شده است. در سرعت‌های بالا نیز به‌دلیل آشفتگی جریان و غلبه جریان غیردارسی، اثر مثبت سرعت بر تراوایی نسبی گاز و میعانات مشاهده نمی‌شود [۳ و ۲۱]. بنابراین، محدوده سرعت تزریق گاز باید به گونه انتخاب شود که پدیده‌های جفت‌شدگی مثبت (افزایش تراوایی نسبی گاز با افزایش سرعت در مقادیر کم IFT) و هم اثر جریان غیردارسی (کاهش تراوایی نسبی گاز با افزایش سرعت) قابل مشاهده باشد. در نتیجه، با توجه به نتایج آزمایش‌های مقدماتی، بازه سرعتی بین ۳۰ تا ۹۰ m/day به‌عنوان بازه سرعتی بهینه انتخاب شد.

1. Core Holder
2. Fluid Accumulators
3. Oven



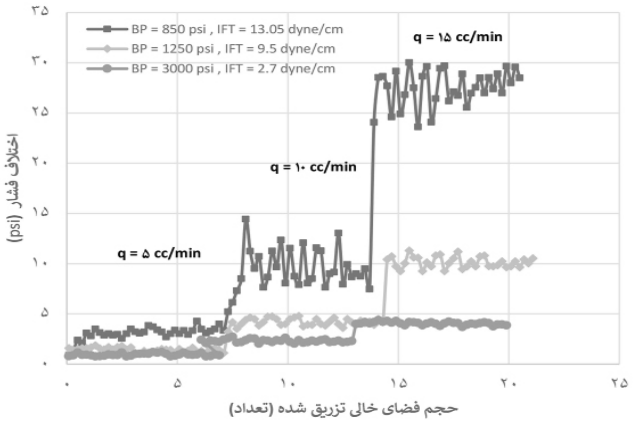
شکل ۵ منحنی افت فشار مغزه هنگام تزریق گاز متان در دمای ۹۷ °C

به‌منظور انجام این آزمایش‌ها، کاهنده فشار بالادست مغزه (BPR-1) در فشاری بالاتر از فشار شبنم سیال، و کاهنده فشار پایین‌دست مغزه (BPR-2) در فشارهایی کمتر از فشار شبنم سیال (فشاری که در آن بیشترین میزان ریزش میعانات رخ می‌دهد) تنظیم می‌شود. در مرحله بعد، دمای آون برروی دمای آزمایش تنظیم می‌شود. در گام اول، به‌منظور تثبیت اشباع میعانات درون مغزه، ابتدا کاهنده فشار خروجی (BPR-2) برروی فشار آزمایش تنظیم می‌شود (این فشار نشان‌دهنده فشار درون مغزه است). در مرحله بعد، شیر خروجی مغزه بسته شده (تا تولید سیال اتفاق نیافتد)، سپس سیال گاز میعانی ساخته شده به درون مغزه تزریق می‌شود. پس از تزریق ۱ pv سیال و اشباع کامل مغزه از سیال، به سیستم زمان داده می‌شود تا میعانات موجود، درون مغزه، به‌طور کامل از فاز گاز جدا شده و از وجود میعانات درون مغزه اطمینان حاصل شود. در گام بعدی، برای شروع آزمایش سیلاب‌زنی به‌روش شبه پایا، تزریق مخلوط گازی با استفاده از پمپ، از طریق BPR-1 با دبی ثابت (۵ cc/min) به درون مغزه آغاز می‌شود. به‌دلیل کمتر بودن فشار مغزه از فشار شبنم سیال، به مانند تجمع میعانات در نواحی نزدیک چاه، میعانات موجود در فاز گاز به‌صورت پویا درون مغزه تجمع می‌یابند. در ادامه، میزان افت فشار درون مغزه تا زمان رسیدن به شرایط پایا و همچنین حجم سیال تزریقی، ثبت می‌شود. در ادامه، دبی جریان افزایش یافته و همانند مرحله قبل، افت فشار مغزه و حجم سیال تزریقی تا زمان رسیدن به شرایط پایا ثبت می‌شوند. سپس با استفاده از روابط دارسی تراوایی نسبی گاز و میعانات محاسبه می‌شود. شکل ۶، منحنی افت فشار مغزه در طول تجمع میعانات، در مقادیر مختلف کشش سطحی را نشان می‌دهد. لازم به ذکر است که اشباع آب کاهش نیافتنی (Swi) صفر می‌باشد. جدول ۴، خلاصه‌ای از شرایط آزمایش‌های انجام شده را نشان می‌دهد.

نتایج و بحث

اثر سرعت

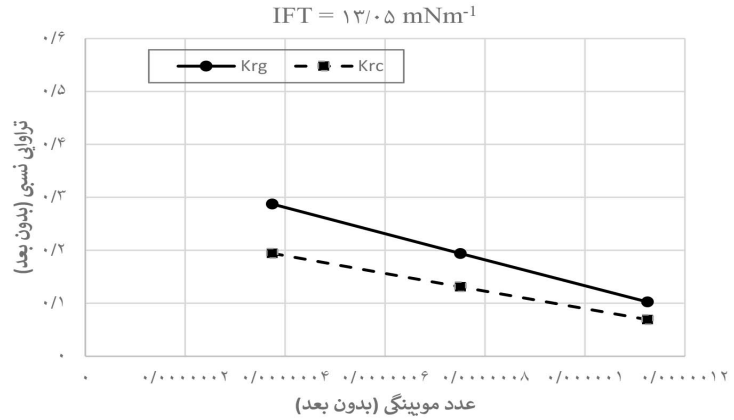
شکل‌های ۷ تا ۹، منحنی تراوایی نسبی گاز و میعانات برحسب عدد مویینگی را در مقادیر مختلف کشش سطحی نشان می‌دهد. همان‌طور که در شکل‌های ۷ و ۸ قابل مشاهده است، در مقادیر کشش سطحی ۹/۵ mNm^{-1} و ۱۳/۰۵، به‌دلیل غلبه نیروی اینرسی بر اثر جفت‌شدگی مثبت تراوایی نسبی گاز با افزایش سرعت، کاهش چشم‌گیری پیدا می‌کند.



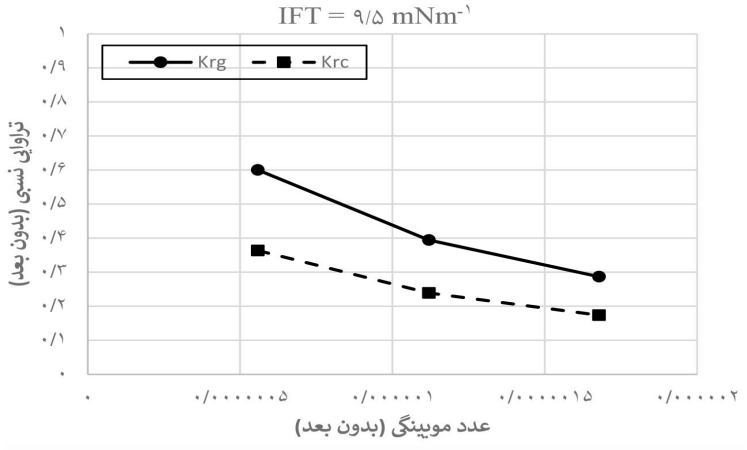
شکل ۶ منحنی افت فشار مغزه در طول تجمع میعانات در مقادیر مختلف کشش سطحی

جدول ۴ شرایط حاکم بر آزمایش‌های انجام شده

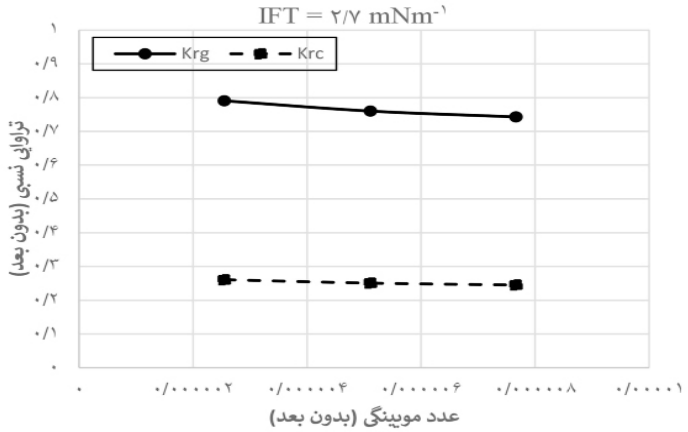
شماره آزمایش	نرخ تزریق (cc/min)	نوع سیال	فشار ورودی (psi)	فشار خروجی (psi)	دما (°C)	کشش سطحی (mNm^{-1})	اشباع اولیه میعانات در مغزه (٪)
۱	۵، ۱۰، ۱۵	گاز میعانی	۴۵۰۰	۸۵۰	۹۷	۱۳/۰۵	۳
۲	۵، ۱۰، ۱۵	گاز میعانی	۴۵۰۰	۱۲۵۰	۹۷	۹/۵	۳/۳
۳	۵، ۱۰، ۱۵	گاز میعانی	۴۵۰۰	۳۰۰۰	۹۷	۲/۷	۲/۸۵



شکل ۷ منحنی تراوایی نسبی گاز و میعانات برحسب عدد مویینگی



شکل ۸ منحنی تراوایی نسبی گاز و میعانات برحسب عدد مویینگی



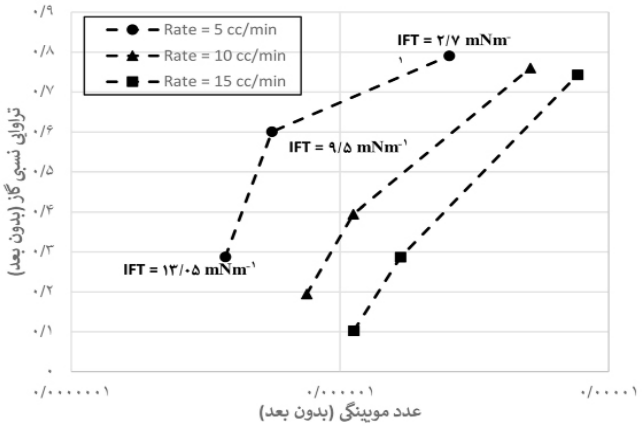
شکل ۹ منحنی تراوایی نسبی گاز و میعانات برحسب عدد مویینگی

به‌عبارت‌دیگر تازمانی‌که میزان کشش سطحی از مقدار آستانه[1] کمتر نشود، سرعت جریان سیال قادر به باز کردن مسیرهایی که توسط میعانات مسدود شده نبوده و تراوایی نسبی با افزایش سرعت، کاهش پیدا می‌کند. این موضوع با تحقیقات انجام شده توسط جامی الاحمدی [۲۱] و هندرسون و همکاران [۳] مطابقت دارد. از طرفی، در مقادیر کشش سطحی نزدیک یا کمتر از مقدار آستانه، اثر جفت‌شدگی مثبت فعال شده و اثر اینرسی ناشی از جریان گاز را کاهش می‌دهد. مقایسه منحنی تراوایی نسبی برحسب عدد مویینگی برای کشش سطحی ۲/۷ mNm^{-1} در شکل ۹، نشان می‌دهد که میزان کاهش تراوایی نسبی در این میزان از کشش سطحی بسیار کمتر از مقادیر ۹/۵ mNm^{-1}، ۱۳/۰۵ است. به‌عنوان‌مثال، در کشش سطحی برابر mNm^{-1} ۱۳/۰۵، با افزایش سرعت و به تبع آن افزایش عدد مویینگی، تراوایی نسبی گاز ۴۰٪ کاهش‌یافته است، در کشش سطحی ۹/۵ mNm^{-1} نیز میزان کاهش تراوایی نسبی با افزایش عدد مویینگی، برابر ۳۱٪ است. درحالی‌که در کشش سطحی ۲/۷ mNm^{-1} با افزایش عدد مویینگی، تراوایی نسبی گاز تنها ۴٪ کاهش داشته است. به‌عبارتی دیگر، نتایج به‌دست‌آمده نشان می‌دهد که در این کشش سطحی اثر منفی اینرسی و جفت‌شدگی مثبت تقریباً به تعادل رسیده و با کاهش بیشتر کشش سطحی اثر جفت‌شدگی مثبت نسبت به اثر اینرسی، بیشتر می‌شود. از سویی دیگر، با مقایسه تراوایی نسبی گاز و میعانات در سرعت‌های مختلف، می‌توان دریافت که اثر اینرسی بر تراوایی نسبی فاز گاز بیشتر از تراوایی نسبی میعانات است به‌طوری‌که میزان کاهش تراوایی نسبی میعانات در مقادیر کشش سطحی ۱۳/۰۵ mNm^{-1}، ۹/۵ و ۲/۷، به‌ترتیب برابر ۲۷، ۱۸ و ۱/۵٪ به‌دست آمد.

اثر کشش سطحی

به‌منظور مشخص‌کردن اهمیت پارامتر کشش سطحی در عدد مویینگی، چندین آزمایش در مقادیر مختلف کشش سطحی (از طریق تغییر فشار مغزه)، در یک دبی یکسان انجام شد. شکل ۷، منحنی تراوایی نسبی گاز برحسب عدد مویینگی در مقادیر مختلف کشش سطحی و در یک دبی‌های یکسان را نشان می‌دهد. همان‌طور که در شکل ۱۰، مشخص است، با کاهش کشش سطحی از ۱۳/۰۵ mNm^{-1} به ۲/۷ mNm^{-1} در یک دبی یکسان (مثلاً ۵ cc/min)، تراوایی نسبی گاز از مقدار ۰/۲۹ به‌مقدار ۰/۷۷ افزایش پیدا کرده است. از طرفی، با مقایسه منحنی‌های سه دبی تزریقی، می‌توان دریافت که میزان افزایش تراوایی نسبی با کاهش کشش سطحی، در دبی‌های بالاتر بیشتر است.

1. Critical Interfacial Tension



شکل ۱۰ منحنی تراوایی نسبی گاز برحسب عدد مویینگی در دبی‌های مختلف

علت افزایش تراوایی نسبی با کاهش کشش بین سطحی این است که با کاهش کشش بین سطحی، مقدار عدد مویینگی افزایش پیدا کرده و افزایش عدد مویینگی به معنای کاهش نیروی مویینه ناشی از تجمع میعانات درون حفرات مغزه است، به همین دلیل با کاهش کشش سطحی تراوایی نسبی گاز افزایش پیدا کرده است.

نتیجه‌گیری

هدف از این پژوهش، به‌عنوان یک مطالعه موردی برروی یکی از چاه‌های یکی از میادین گازی ایران، بررسی تأثیر نیروی‌های مویینه و ویسکوز، یا به عبارتی تأثیرپدیده جفت‌شدگی مثبت و اینرسی بر تراوایی نسبی گاز و میعانات است. بدین منظور آزمایش‌های سیلاب‌زنی برروی یک مغزه کربناته مخزنی با استفاده از روش شبه پایا و در مقادیر مختلف کشش سطحی و سرعت انجام شدند. اندازه‌گیری داده‌های تراوایی نسبی گاز و میعانات با استفاده سیال گاز میعانی مصنوعی با ترکیب درصدی مشابه سیال واقعی مخزن، و در دما و فشار مخزن، انجام شده و نتایج زیر حاصل شدند:

۱) نتایج آزمایش‌های سیلاب‌زنی مغزه انجام شده در شرایط مخزن، نشان می‌دهد که، در فشارهای مغزه (فشارهای ته‌چاهی) ۸۵۰ psi و ۱۲۵۰ و مقادیر کشش سطحی متناظر آن (۱۳/۰۵ mNm^{-1} و ۹/۵)، تراوایی نسبی گاز با افزایش سرعت، به‌ترتیب ۴۰٪ و ۳۱٪ کاهش پیدا می‌کند. به عبارت دیگر در این مقادیر از فشار ته‌چاهی، افزایش سرعت جریان گاز سبب بهبود تولید نخواهد شد.

۲) نتایج آزمایش‌های سیلاب‌زنی مغزه انجام شده در شرایط مخزن، نشان می‌دهند که با افزایش فشار مغزه به ۳۰۰۰ psi و کشش سطحی متناظر آن (۲/۷ mNm^{-1})، میزان کاهش تراوایی نسبی گاز و میعانات بسیار کاهش یافته و به ۴٪ می‌رسد. به عبارت دیگر، مقدار کشش سطحی آستانه با توجه به شرایط این چاه، برابر ۲/۷ mNm^{-1} بوده و در مقادیر پایین‌تر از این مقدار، اثر جفت‌شدگی مثبت بر اثر اینرسی غلبه کرده و تراوایی نسبی گاز با افزایش سرعت، افزایش می‌یابد.

۳) نتایج آزمایش‌های انجام شده در مقادیر مختلف کشش سطحی نشان دادند که تراوایی نسبی گاز و میعانات تابعی قوی از کشش سطحی بین دوفاز است. به‌طوری‌که در یک سرعت ثابت، با کاهش کشش سطحی، به‌دلیل کاهش نیروهای مویینه، تراوایی نسبی گاز و میعانات افزایش می‌یابد. همچنین، هر چه نرخ تزریق بیشتر باشد، میزان افزایش تراوایی نسبی (با کاهش کشش سطحی) بیشتر است.

۴) مقایسه تراوایی نسبی گاز و میعانات در سرعت‌های مختلف نشان می‌دهد که اثر اینرسی بر تراوایی

نسبی گاز بیشتر از تأثیر آن بر تراوایی نسبی میعانات است. به‌طوری‌که میزان کاهش تراوایی نسبی میعانات در مقادیر کشش سطحی mNm^{-1} ۱۳/۰۵، ۹/۵ و ۲/۷، به‌ترتیب برابر ۲۷، ۱۸ و ۱/۵٪ به‌دست آمد.

مراجع

[1]. Ganie, K., Idris, A. K., Mohshim, D. F., Sulaiman, W. R. W., Saaid, I. M., & Malik, A. A. (2019). A review on the wettability alteration mechanism in condensate banking removal. Journal of Petroleum Science and Engineering, 183, 106431. doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106431.
[2]. Sayed, M. A., & Al-Muntasheri, G. A. (2016). Mitigation of the effects of condensate banking: a critical review. SPE Production & Operations, 31(02), 85-102. doi.org/10.2118/168153-PA.
[3]. Henderson, G. D., Danesh, A., Tehrani, D. H., & Al-Kharusi, B. (2000). The relative significance of positive coupling and inertial effects on gas condensate relative permeabilities at high velocity. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (pp. SPE-62933). SPE. doi.org/10.2118/62933-MS.
[4]. Sævareid, A., Whitson, C. H., & Fevang, Ø. (1999, August). An engineering approach to measuring and modeling gas condensate relative permeabilities. In SCA Conference held in Goldon, CO.
[۵]. شعبانی، ب.، محمدی، ص. و کمری، ا. (۲۰۱۶) بررسی اثر عدد موئینگی و جریان غیردارسی بر عملکرد تولید از مخازن گاز میعانی در میدان گازی پارس جنوبی. پژوهش نفت، ۲۶(۳-۹۵): ۱۷۴-۱۸۷، doi:10.22078/pr.2016.645.
[6]. Mott, R., Cable, A., & Spearing, M. (2000, October). Measurements and simulation of inertial and high capillary number flow phenomena in gas-condensate relative permeability. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (pp. SPE-62932). doi.org/10.2118/62932-MS.
[7]. Jamaloei, B. Y. (2015). The effect of interfacial tension on two-phase relative permeability: a review. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 37(3), 245-253. doi.org/10.1080/15567036.2011.557708.
[8]. Jamiolahmady, M., Danesh, A., Tehrani, D. H., & Duncan, D. B. (2000). A mechanistic model of gas-condensate flow in pores. Transport in Porous Media, 41, 17-46.
[9]. Henderson, G. D., Danesh, A., & Tehrani, D. (1999, August). Effect of positive rate sensitivity and inertia on gas condensate relative permeability at high velocity. In IOR 1999-10th European Symposium on Improved Oil Recovery (pp. cp-80). European Association of Geoscientists & Engineers. doi.org/10.3997/2214-4609.201406352.
[10]. Whitson, C. H., Fevang, Ø., & Sævareid, A. (1999, October). Gas condensate relative permeability for well calculations. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (pp. SPE-56476). doi.org/10.2118/56476-MS.
[11]. Bang, V., Pope, G. A., Sharma, M. M., & Baran Jr, J. R. (2009). Development of a successful chemical treatment for gas wells with water and condensate blocking damage. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (pp. SPE-124977). doi.org/10.2118/124977-MS.
[12]. Bardon, C., & Longeron, D. G. (1980). Influence of very low interfacial tensions on relative permeability. Society of Petroleum Engineers Journal, 20(05), 391-401. doi.org/10.2118/7609-PA.
[13]. Danesh, A., Henderson, G. D., Krinis, D., & Peden, J. M. (1988, October). Experimental investigation of retrograde condensation in porous media at reservoir conditions. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (pp. SPE-18316). doi.org/10.2118/18316-MS.
[14]. Cable, A., Mott, R., & Spearing, M. (1999, August). Experimental techniques for the measurement of relative permeability and in-situ saturation in gas condensate near well bore and drainage studies. In International Symposium of the Society of Core Analysts, Golden, Colorado, 2-4.
[15]. App, J. F., & Burger, J. E. (2009). Experimental determination of relative permeabilities for a rich gas/condensate system using live fluid. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 12(02), 263-269. doi.org/10.2118/109810-PA.
[16]. Asar, H., & Handy, L. L. (1988). Influence of interfacial tension on gas/oil relative permeability in a gas-condensate system. SPE Reservoir Engineering, 3(01), 257-264. doi.org/10.2118/11740-PA.
[17]. Henderson, G. D., Danesh, A., Tehrani, D. H., & Peden, J. M. (1997). The effect of velocity and interfacial tension on relative permeability of gas condensate fluids in the wellbore region. Journal of Petroleum Science and Engineering, 17(3-4), 265-273. doi.org/10.1016/S0920-4105(96)00048-4.
[18]. Kalaydjian, F. M., Bourbiaux, B. J., & Lombard, J. M. (1996, October). Predicting gas-condensate reservoir performance: how flow parameters are altered when approaching production wells. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (pp. SPE-36715). doi.org/10.2118/36715-MS.
[19]. Henderson, G. D., Danesh, A., Tehrani, D. H., Al-Shaidi, S., & Peden, J. M. (1998). Measurement and

correlation of gas condensate relative permeability by the steady-state method. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 1(02), 134-140. doi.org/10.2118/30770-PA.
[20]. Calisgan, H., Demiral, B., & Akin, S. (2006, April). Near-critical gas/condensate relative permeability of carbonates. In SPE Improved Oil Recovery Conference? (pp. SPE-99710). doi.org/10.2118/99710-MS.
[21]. Jamiolahmady, M., Sohrabi, M., Ghahri, P., & Ireland, S. (2010). Gas/condensate relative permeability of a low permeability core: coupling vs. inertia. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 13(02), 214-227. doi.org/10.2118/120088-PA.
[22]. Kalla, S., Leonardi, S. A., Berry, D. W., Poore, L. D., Sahoo, H., Kudva, R. A., & Braun, E. M. (2015). Factors that affect gas-condensate relative permeability. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 18(01), 5-10. doi.org/10.2118/173177-PA.