عنوان مقاله:تاثیر ناخالصی های گاز تزریقی (CO2&N2)بر حداقل فشارامتزاجی در یک مخزن نفتی

نام ونام خانوادگی: موسی ایزدپناه
mousaeizadpanah@yahoo.com

چکیده

هنگامی که استخراج نفت ازمخزن شروع می گردد، فشارمخزن روبه کاهش می گذارد، مگر آنکه نفت استخراجی با جریان سیالی دیگر جایگزین شود. بنابراین، نیازمند بکارگیری روش های ازدیاد برداشت می باشیم. اولین روش هایی که برای ازدیاد برداشت به ذهن می رسد تزریق آب یا گاز می باشد. به طور معمول تزریق آب قابلیت های کمتری دارد. اماگاز نسبت به آب دارای چگالی کمتری است بنابراین گرایش به قسمت فوقانی مخزن دارد و هنگامی که نفت درقسمت بالای آن مخزن قرار دارد تزریق گاز به منظور ازدیاد برداشت اهمیت زیادی دارد. به همین منظور برای حداکثرنمودن بازیافت، از ترکیب دوروش تزریق آب وگاز، موسوم به روشWAG استفاده می شود،ازطرف دیگر،گاز به تنهایی نیز تزریق می گردد و آزمایش های به عمل آمده برروی بسیاری ازمخازن ثابت نموده است که درحالت منفرد تزریق گازنسبت به آب دارای کارایی بیشتری است. اما امروزه به دلیل باارزش بودن گازهای هیدروکربوری ،ازگازهایی نظیر CO_2 به منظور تزریق بهره می جویند روش ازدیاد برداشت ازطریق CO_2، یک تکنولوژی کاملا شناخته شده می باشد و استفاده ازاین روش دارای توجیه اقتصادی بوده ودرکشورهای دیگر نیز درسطح وسیعی مورد استفاده قرارگرفته است. گاز CO_2 هم به صورت امتزاجی با نفت وهم به صورت غیر امتزاجی می تواند بر فشار مخزن تاثیر مطلوب بگذارد. درحالت مختلط CO_2 سبب ایجاد حالت تورم درنفت می گردد و باعث می شود که گرانروی نفت خام کاهش یابد. کاهش گرانروی باعث حرکت آسان تر نفت به طرف چاه های تولیدی می گردد.ترکیب این عوامل سبب می شود که میزان استحصال نفت افزایش یابد. بااستفاده ازداده های یک میدان نفتی درجنوب به عنوان نمونه واستفاده ازنرم افزار PVTi خواص سیالات مخزن راشبیه سازی کرده وپس از آن برای پیش بینی بهتر خصوصیات سیال مخزن، معادله حالت به کاررفته تنظیم گردیده، وبرای توسعه مدل، به مقایسه و تجزیه وتحلیل نتایج حداقل فشار امتزاجی با استفاده از تست لوله قلمی پرداخته خواهد شده است.

واژه‌هاي كليدي: تزریق امتزاجی، گاز دی اکسید کربن، گاز نیتروژن، حداقل فشار امتزاجی

Archive of SID

www.SID.ir

مقدمه

یکی از فاکتورهای مهم در فرآیند تزریق امتزاجی گاز ،حداقل فشار امتزاج است.دراین فشار گازهای تزریق شده ونفت در جای اولیه،دریکدیگر حل می شوندوفرآیند جابجایی بسیار موثر می گردد.تعیین حداقل فشار امتزاجی برای یک پروژه عملی تزریق امتزاجی گاز،یک پارامتر مهم است.اگر فشار تزریقی خیلی زیاد باشد گرچه جابجایی به صورت امتزاجی خواهد بود وبازیافت نفت به سطح مورد نظر خواهد رسید ولی هزینه ایجاد چنین فشاری نیز بسیار بالا خواهد بود و اگر فشار تزریقی خیلی کم باشد جابجایی به صورت امتزاج ناپذیر خواهد شد وراندمان بازیافت کاهش می یابد بنابراین پیش بینی دقیق حداقل فشار امتزاجی برای فرآیند تزریق امتزاجی گاز در صنعت بسیار مهم است.دراین کار داده های آزمایشگاهی تست لوله قلمی به منظور تعیین حداقل فشار امتزاجی برای گازهای تزریقی بوسیله شبیه ساز لوله قلمی برای نفت مخزن تعیین گردید وسه سیال معمول جهت تزریق(C1،N2وCo2)در دو حالت خالص وترکیبی مورد بررسی قرار گرفته و با ضریب بازیافت حاصل از شبیه سازی تزریق گاز مخزن مقایسه شده اند نهایتا ترکیب بهینه برای محدود مختلف فشاری مخزن تعیین شده اند. قبل از انجام پروژه های تزریق گاز، به منظور جلوگیری و کاهش اثرات انگشتی شدن، ویسکوزیته، تفکیک ثقلی و همگنی، بایستی آزمایشاتی طراحی و اجرا شوند.

ترکیبات سیال مخزن وگازهای تزریقی

دراین تحقیق نمونه نفت استفاده شده جهت انجام آزمایشات تهیه شده از یکی از مخازن جنوب ایران بوده و ویژگی آن در جدول۱ ارائه شده ،ترکیبات نفت مخزن وگازهای تزریقی به ترتیب در جداول ۲ و ۳ ارایه گردیده است

جدول۱: ویژگی نمونه نفت

گرانروی (cp)	چگالی (g/cc)	درجه API
۱۱۳	۰/۸۸	۳۹

جدول۲: ترکیب درصد اجزای نفت

ترکیبات	درصدمولی
N2	۱/۱۷
CO2	۰/۷۶
H2S	۶/۲۳
C1	۴۱/۴۴
C2	۷/۲۵۲
C3	۳/۰۴
iC4	۱/۰۵
nC4	۲/۲۳
iC5	۰/۹
nC5	۱/۷۳۸
C6	۳/۱۲
C7	۲/۶۶
C8	۳/۳۸

Archive of SID

www.SID.ir

C9	۱/۹۱
C10	۲/۲۰۹
C11	۱/۶۵۸
C12+	۱۹/۲۵

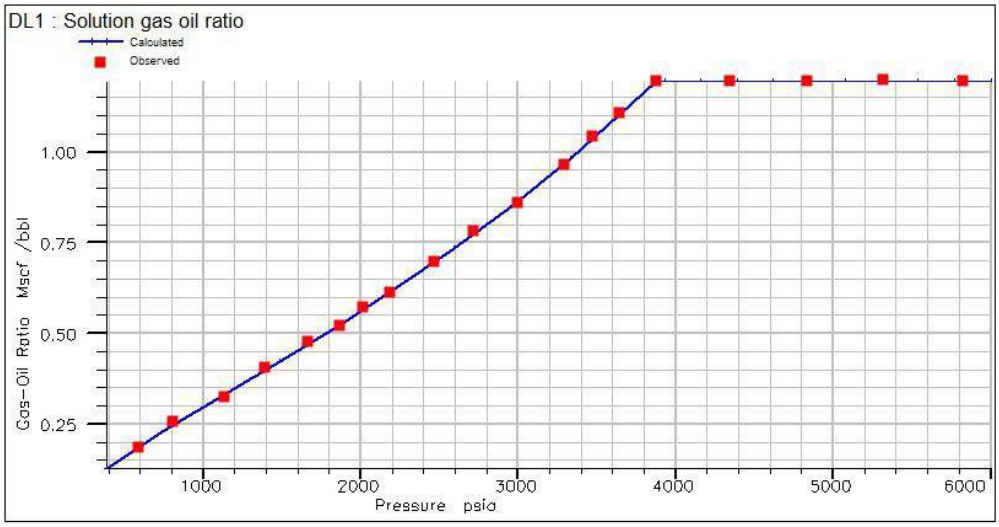
جدول۳:گازهای تزریقی

ترکیب درصد گاز			
شماره آزمایش	دی اکسید کربن (%)	نیتروژن(%)	متان(%)
۱	۱۰۰	۰	۰
۲	۹۰	۱۰	۰
۳	۹۰	۰	۱۰
۴	۰	۱۰۰	۰
۵	۱۰	۹۰	۰
۶	۰	۹۰	۱۰
۷	۰	۰	۱۰۰
۸	۱۰	۰	۹۰
۹	۰	۱۰	۹۰

جهت تطبیق خصوصیات سیال مخزن با شرایط شبیه‌سازی و به منظور استفاده از سیال با خصوصیات مخزنی در انجام مطالعات نرافزار PVTi از داده‌های آزمایشگاهی فشار نقطه حباب و نسبت گاز به نفت استفاده شد. جهت مشخص نمودن خصوصیات و رفتار سیال از معادله پنگ رابینسون[1] سه پارامتره بهره گرفته شده‌است. فشار حباب محاسبه شده توسط معادله حالت تطبیق داده‌شده برابر با ۳۹۲۵,۸۵ پام بوده که در مقایسه با مقدار آزمایشگاهی (۳۹۲۸ پام) مطابقت خوبی را نشان می-دهد. همچنین بیشینه خطای نسبی مشاهده شده در حالت مقایسه نسبت گاز به نفت در حالت واقعی و محاسبه شده برابر با ۰,۶۵٪ می‌باشد. شکل۱ مقایسه نسبت گاز به نفت در حالت واقعی ومحاسبه شده

Archive of SID

www.SID.ir



شکل ۱:حالت مقایسه نسبت گاز به نفت در حالت واقعی و محاسبه شده

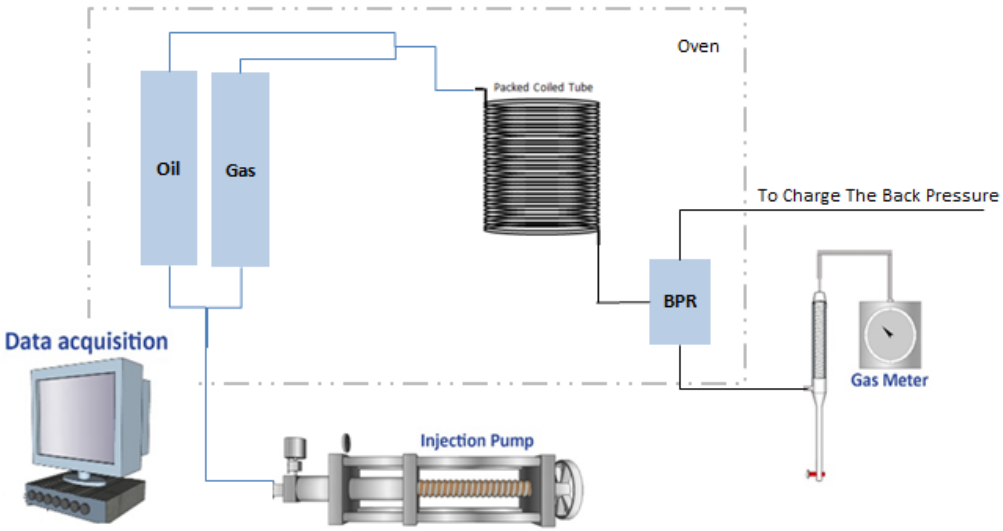
روش استفاده از لوله قلمی

جهت تعین حداقل فشار امتزاجی بین نفت وگاز از لوله قلمی با طول ۴۰ فوت استفاده شده است. این لوله قلمی با ذرات شیشیه پر شده است که قطر این ذرات بین ۱۰۵ تا ۱۴۹ میکرومتر می‌باشد.تراوایی این لوله قلمی ۷/۸ دارسی و تخلخل آن ٪ ۳۰/۸ می‌باشد. حداکثر دمای کاری این دستگاه ۲۰۰ درجه سانتی‌گراد و حداکثر فشار کاری آن ۱۰۰۰۰ پام می باشد.

جهت انجام آزمایش‌های لوله قلمی، ابتدا لوله در شرایط دمای مخزن و فشار بالاتر از نقطه حباب، از نمونه سیال زنده مخزن اشباع شده است. گاز در دمای مخزن و فشار جابجایی، از بالا درون لوله آکنده از سیال مخزن تزریق می‌گردد تا یک جابجایی ثقلی پایدار را توسعه دهد. در آزمایش‌های انجام شده نرخ تزریق گاز برابر با ۵ سی‌سی در ساعت در نظر گرفته شده است. تزریق گاز تا ۱,۲ حجم تخلخل و رسیدن به حالت میان‌شکنی گاز ادامه می‌یابد. سیالات خروجی لوله قلمی در شرایط اتمسفری درون یک تفکیک‌گر سطحی، تبخیر آنی شده و نرخ بازیافت (حجم نفت و حجم گاز) اندازه‌گیری می‌شود. جهت بدست آوردن بازیافت نفت، حجم نفت مرده بدست آمده در Bo (از نرم افزار PVTi بدست آمده) ضرب شده تا حجم سیال در شرایط مخزن بدست آید و پس از آن بر حجم کل نفت موجود در لوله قلمی تقسیم می‌شود. شرایط امتزاج با انجام آزمایش‌های جابجایی در فشارهای مختلف و نظارت بر بازیافت نفت در آن فشارها تعیین می‌گردد. لازم به ذکر است که این آزمایش یکی از آزمایشات معمول جهت بررسی رفتار فازی و محاسبه راندمان جابجایی فرآیند میباشد .دراین روش پمپ سیستم، نیروی لازم جهت حرکت سیال درون محیط متخلخل را فراهم و فشار نیز توسط back pressure regulatorکنترل میگردد .شکل ۲ شماتیک دستگاه لوله قلمی را نشان می دهد.

Archive of SID

www.SID.ir



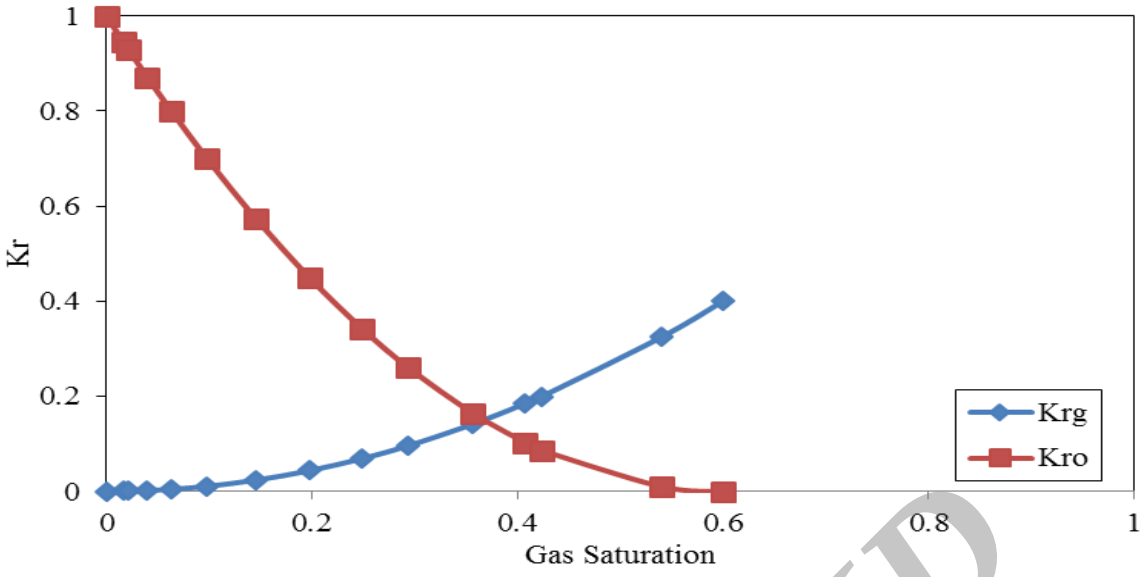
شکل۲: شماتیک دستگاه لوله قلمی

شبیه سازی لوله قلمی

به منظور شبیه‌سازی سیستم لوله قلمی از یک مدل تک بعدی به طول ۱۰ متر و برای حل معادلات از روش حل کاملا صریح[۲] استفاده شده است. شکل ۳ نمودارهای تراوایی نسبی بکار رفته در شبیه‌سازی آزمایشات لوله قلمی در حالت غیر امتزاجی را نشان می‌دهد. همچنین با توجه به بالا بودن نفوذپذیری محیط متخلخل لوله قلمی مقادیر فشار موئینگی برابر با صفر در نظر گرفته شده‌اند. به منظور فعال کردن وابستگی تراوایی نسبی و فشار موئینگی به کشش سطحی گاز و نفت از کلید واژه Miscible استفاده شده است لذا با توجه به مقدار Miscexp در نظر گرفته شده برای هر گاز با افزایش فشار و نزدیک شدن به شرایط امتزاجی، منحنی های تراوایی نسبی تغییر کرده و با نزدیک شدن به شرایط امتزاجی به نمودارهای ضربدری نزدیک می‌شوند. لذا پارامترهای منطبق سازی داده‌های آزمایشگاهی و شبیه‌سازی شامل نمودار تراوایی نسبی در فشار غیر امتزاجی و تغییر ضریب امتزاجی (Miscexp) است. چاه تزریقی در اولین گرید و چاه تولیدی در آخرین گرید مدل قرار داده شده‌است تا با فشار ته‌چاهی ثابت تولید صورت گیرد. شبیه‌سازی‌ها توسط مدلی با ۲۰۰ گرید انجام شد و در نهایت با استفاده از نقطه شکست نمودار ضریب بازیافت نسبت به فشار، مقدار حداقل فشار امتزاجی بدست آمد.

Archive of SID

www.SID.ir



شکل ۳: نمودارهای تراوایی نسبی بکار رفته در مدل شبیه‌سازی شده تست لوله قلمی در حالت غیر امتزاجی

در جدول ۴ خلاصه نتایج آزمایشگاهی و شبیه‌سازی با مدل ECLIPSE-300 تاثیر ناخالصی برروی حداقل فشار امتزاجی در تزریق گازهای دی‌اکسیدکربن، نیتروژن و متان آورده شده است. حداکثر خطای نتایج آزمایشگاهی و شبیه‌سازی ECLIPSE-300 برابر ۱٫۸ درصد است. همانطور که مشاهده می‌شود کمترین فشار امتزاجی گاز با نفت مربوط به گاز دارای ۹۰٪ دی‌اکسیدکربن و ۱۰٪ متان است و بیشترین فشار مربوط به تزریق گاز با ترکیب ۹۰٪ نیتروژن و ۱۰٪ متان است.

جدول(۴)خلاصه نتایج آزمایشگاهی وشبیه سازی ECLIPSE-300

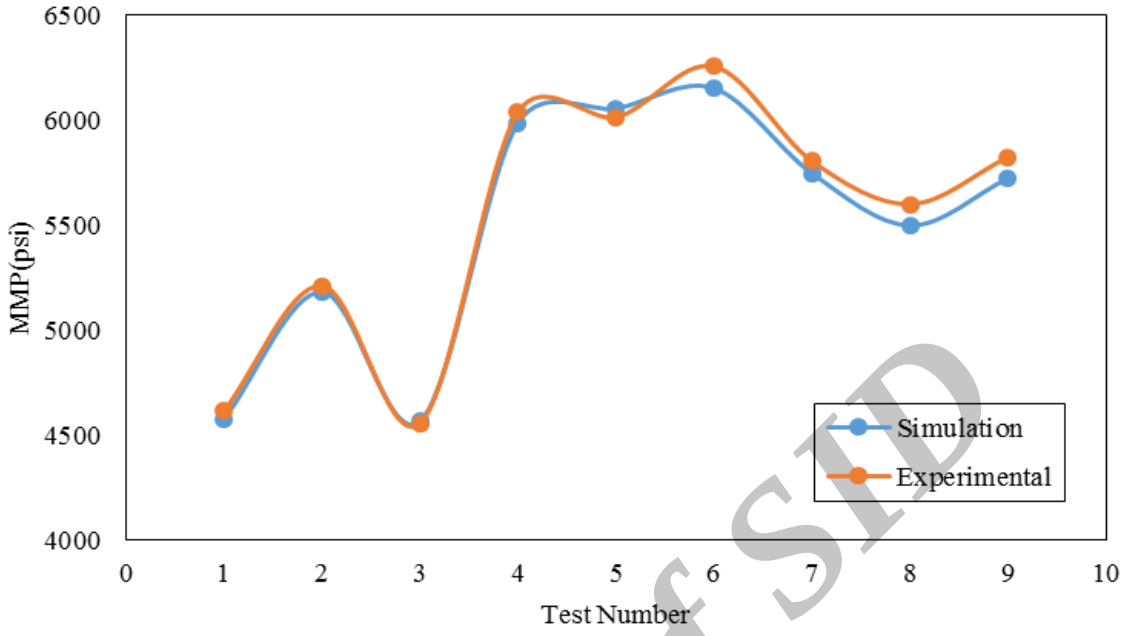
RF@ MMP (Simulation)	MMP (Simulation)	RF @ MMP	MMP (EXP)	ناخالصی(۱۰٪)	گاز تزریقی
۹۷,۵	۴۵۷۷,۳	۹۵,۷	۴۶۱۵,۸	----	دی‌اکسیدکربن
۹۹,۳	۵۱۸۲,۹	۹۸,۰	۵۲۱۲,۲	نیتروژن	
۹۹,۵	۴۵۶۷,۰	۹۸,۴	۴۵۵۷,۴	متان	
۷۶,۷	۵۹۸۵,۰	۷۴,۶	۶۰۳۷,۶	----	نیتروژن
۷۳,۹	۶۰۵۴,۶	۷۱,۳	۶۰۱۲,۷	دی‌اکسیدکربن	
۷۸,۹	۶۱۵۱,۰	۷۶,۷	۶۲۵۵,۰	متان	
۹۱,۲	۵۷۴۷,۳	۸۶,۲	۵۸۰۵,۳	----	متان
۹۵,۶	۵۴۹۸,۶	۸۹,۶	۵۵۹۹,۷	دی‌اکسیدکربن	
۸۷,۷	۵۷۲۲,۶	۸۳,۳	۵۸۲۳,۳	نیتروژن	

شکل ۵ نتایج آزمایشگاهی و مدل‌های منطبق شده شبیه‌سازی لوله قلمی را نشان می‌دهد. همانطور که مشاهده می‌شود در فرایند شبیه‌سازی آزمایش‌های لوله قلمی اگر پارامترهای نفوذپذیری نسبی در حالت غیرامتزاجی و مقدار ضریب امتزاجی به دقت انتخاب شوند، شبیه‌ساز قادر خواهد بود نتایج آزمایشگاهی را پیش‌بینی کند. مقادیر ضریب امتزاجی بایستی بین ۰ تا

Archive of SID

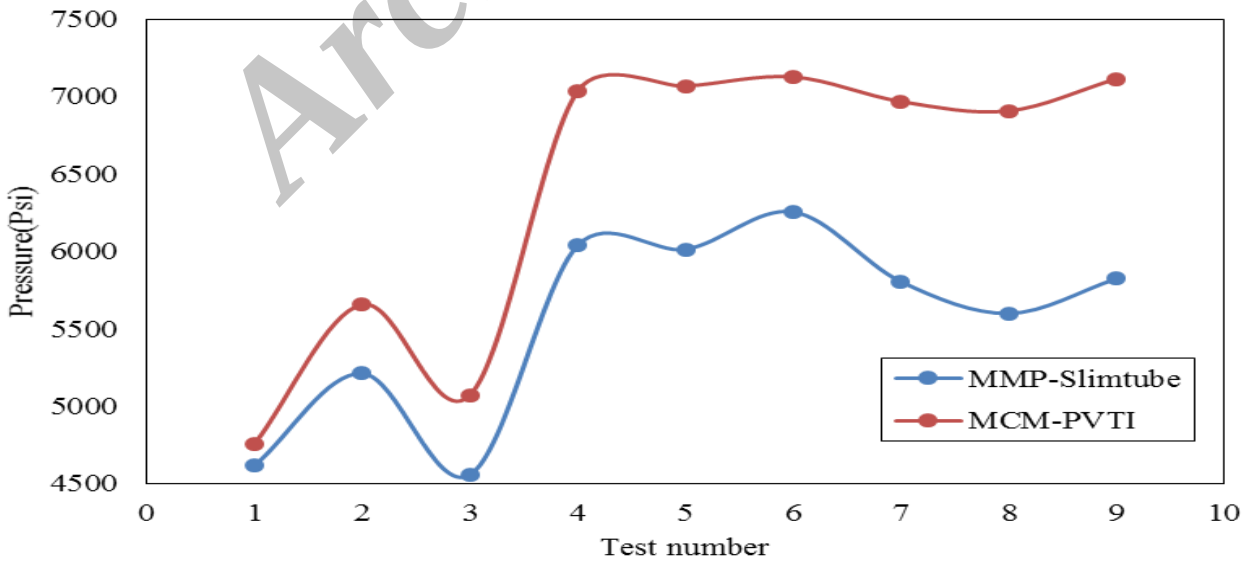
www.SID.ir

۱ باشد که در آزمایش‌های انجام شده در تزریق‌هایی که دی‌اکسیدکربن بعنوان گاز اصلی باشد برابر با ۰,۳، تزریق نیتروژن برابر با ۰,۲۲ و در تزریق متان برابر با ۰,۲۵ انتخاب شده است.



شکل۵: مقایسه فشار امتزاجی محاسبه شده با استفاده از آزمایش‌های لوله قلمی و شبیه‌سازی ECLIIPSE-300

شکل ۶ مقایسه آزمایش‌های لوله قلمی و میزان حداقل فشار امتزاجی محاسبه شده توسط شبیه‌سازی سیال PVTi را نشان می‌دهد. همانطور که مشاهده می‌شود مقادیر محاسبه شده توسط نرم‌افزار همواره بیشتر از مقدار بدست آمده توسط آزمایش‌های لوله قلمی است ولی روند کلی تغییرات فشار امتزاجی با افزوده شدن ناخالصی‌ها تقریبا مشابه است لذا محاسبه حداقل فشار امتزاجی با استفاده از نرم‌افزار PVTi تخمین مناسبی را برای بررسی فشار امتزاجی توسط آزمایش‌های لوله قلمی ارائه می‌کند .



شکل۶ مقایسه فشار امتزاجی محاسبه شده توسط نرم‌افزار شبیه‌سازی سیال PVTi و تست لوله قلمی

Archive of SID

www.SID.ir

نتیجه گیری

یکی از روش های ازدیاد برداشت نفت، تزریق امتزاجی گاز است و حداقل فشار امتزاجی، پارامتر بسیار مهمی در این فرآیند می‌باشد. از این رو در این مطالعه اثر ناخالصی گاز تزریقی برروی سه گاز دی‌اکسیدکربن، متان و نیتروژن که از عمده‌ترین گازهای تزریقی به مخازن هستند، بررسی‌شده است. نتایج حاصل این مطالعه به شرح زیر است:

۱. در بین سه گاز تزریقی در حالت خالص دی‌اکسیدکربن دارای بهترین عملکرد از لحاظ بازیافت بالا و حداقل فشار امتزاجی کمتر است.
۲. در بین سه گاز تزریقی در حالت خالص نیتروژن دارای ضعیف‌ترین عملکرد از لحاظ بازیافت بالا و حداقل فشار امتزاجی کمتر است.
۳. در حالت کلی تزریق دی‌اکسیدکربن به همراه ۱۰ درصد ناخالصی متان کمترین فشار امتزاجی را خواهد داشت.
۴. در حالت کلی تزریق نیتروژن به همراه ۱۰ درصد ناخالصی متان بالاترین فشار امتزاجی را خواهد داشت.
۵. وجود ناخالصی نیتروژن باعث افزایش زیاد حداقل فشار امتزاجی دی‌اکسیدکربن می‌شود و متان حداقل فشار امتزاجی را کاهش می‌دهد.
۶. وجود ناخالصی دی‌اکسیدکربن باعث کاهش حداقل فشار امتزاجی نیتروژن می‌شود و متان حداقل فشار امتزاجی نیتروژن را افزایش می‌دهد.
۷. وجود ناخالصی دی‌اکسیدکربن باعث کاهش حداقل فشار امتزاجی متان می‌شود و نیتروژن حداقل فشار امتزاجی متان را افزایش می‌دهد.

پیشنهادات

۱. تعیین اثر ناخالصی گازهای استفاده شده در این مطالعه در ترکیب درصدهای بیشتری انجام شود، بنحوی که روند تغییرات فشار امتزاجی از میزان درصد مولی ۰ تا ۱۰۰ مشخص شود.
۲. اثر ناخالصی هیدروژن سولفید مورد بررسی قرار گیرد.
۳. بر اساس عوامل تاثیرگذار بر حداقل فشار امتزاجی رابطه تجربی ارائه گردد.
۴. نتایج بدست آمده از روش لوله قلمی با سایر روش‌های محاسبه حداقل فشار امتزاجی مقایسه گردد

مراجع

[1] Schlumberger Limited. (2013). miscible displacement. Retrieved August 19, 2013, from Schlumberger oilfield glossary: **http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/m/miscible_displacement.aspx**
[2] Huang, S. S., & Dyer, S. B. (1993). Miscible Displacement in the Weyburn Reservoir: A laboratoty study JCPT.
[3] Christiansen, R. L., & Haines, H. K. (1987). Rapid measurement of Minimum Miscibility Pressure using the Rising Bubble Apparatus. SPE.
[4] Gu, Y., Hou, P., & Luo, W. (2013). Effect of Four Important Factors on the Measured Minimum Miscibility Pressure and Fiirst-Contact Miscibility Pressure. Regina: Journal of Chemical Engineering Data.
[5] Mathiassen OM, "CO2 as injection gas for enhanced oil recovery and estimation of the potential on the Norwegian continental shelf ", Norwegian University of Science and Technology (NTNU), Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Trondheim/Stavanger (2003).
[6] Lie SH, "Diffusion as an Oil Recovery Mechanism during CO2 Injection in Fractured Reservoirs", (2013).
[7] ui, L. H. (2010). Near miscible CO2 application to improve oil recovery (Doctoral dissertation, University of Kansas).
[8] Ali, Z., Mehdi, E., & Shahab, A. (2013). Temperature and Composition Effect on CO2 Miscibility by InterfacialTension Measurement. Journal of Chemical & Engineering data.

Archive of SID
www.SID.ir

[9] Holm L, Josendal V, "Mechanisms of oil displacement by carbon dioxide", Journal of petroleum Technology, 26 (1974) 1,427-421,438.

[10] Green DW, Willhite GP, "Enhanced oil recovery", Society of Petroleum Engineers, 1998.

[11] Al-adasani A, Bai B, Nygaard R, "A Selection Criterion for CO2-Enhanced Oil Recovery and Dispersion Modeling of High-Pressure CO2 Release", SPE Western Regional Meeting, Society of Petroleum Engineers, 2012.

[12] Melzer LS, Midland T, "Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (CO2 EOR): Factors Involved in Adding Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) to Enhanced Oil Recovery", CO2 Consultant and Annual CO2 Flooding Conference Director, 2012.

[13] Danesh, A. (1998). PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids (1st edition ed.). Oxford, U.K: Elsevier Science.

[14] Fathinasab, M., Ayatollahi, S., & Hemmati-Sarapardeh, A. (2015). A rigorous approach to predict nitrogen-crude oil minimum miscibility pressure of pure and nitrogen mixtures. Fluid Phase Equilibria, 399, 30-39. [1] J.E Hansen, Rogaland Research Inst "Nitrogen as a Low-Cost Replacement for Natural Gas Reinjection Offshore" SPE 17709, Copyright 1988.

[15] Wang, X., & Gu, Y. (2011). Oil Recovery and Permeability Reduction of aTight Sandstone Reservoir in Immiscible and Miscible CO2 FloodingProcesses.

[16] Fanchi, J. R. (2006). Principles of Applied Reservoir Simulation (3rd edition ed.). Amsterdam, The Netherlands: Gulf Professional Publshing.

[17] Green, D. W., & Willhite, G. P. (1998). Enhanced Oil Recovery (Vol. 6). Texas: Society of Petroleum Engineers.

[18] Mohammed, A. A. (2009). Measurement of the interfacial tension of CO2/brine mixtures and estimantion of the co2 storage capacity in deep saline aquifers. Halifax: Dalhousie University.

Archive of SID

www.SID.ir