

تعیین حداقل فشار امتزاجی با شبیه سازی لوله قلمی در میدان نفتی دارخوین

محمود مویدی*

fmoavyedi83@aut.ac.ir

محمدحسن رهبران

rahbaran@gmail.com

محمدرضا اکبری

akbariisf@gmail.com

*دانشگاه صنعتی امیرکبیر - دانشکده مهندسی نفت

چکیده

مطالعه‌ای به منظور بررسی اثر تغییر ترکیبات گاز تزریقی بر میزان تزریق پذیری یکی از میادین نفتی ایران مورد بررسی قرار گرفته است. در این کار داده های آزمایشگاهی تست لوله قلمی حاصل از تزریق گاز مخزن (بازگردانی گاز) به لایه نفتی به منظور تعیین حداقل فشار امتزاجی با مدل شبیه سازی شده، مقایسه شده است. تطبیق نتایج حاصل، قابل اعتماد بودن نتیجه گیری های بعدی شبیه سازی با لوله قلمی را بدین منظور برای سایر گازهای تزریقی تضمین خواهد نمود. سه سیال معمول جهت تزریق (C1 و N2 و CO2) در دو حالت خالص و ترکیبی مورد بررسی قرار گرفته و با ضریب بازیافت حاصل از شبیه سازی تزریق گاز مخزن مقایسه شده اند. نهایتاً ترکیب بهینه برای محدوده مختلف فشاری مخزن تعیین شده اند. نتایج حاصل در ادامه عملیات تزریق گاز میدان نفتی مورد نظر قابل استفاده خواهد بود.

کلمات کلیدی: حداقل فشار امتزاج پذیری - ازدیاد برداشت - شبیه سازی

۱) معرفی

اصولاً مقوله ازدیاد برداشت موضوعی است که با توجه به افزایش عمر مخازن نفتی هر روز بر اهمیت آن افزوده می‌شود. گاهی از ازدیاد برداشت با عنوان بازیافت ثالثیه نام برده می‌شود (در مقابل بازیافت اولیه و ثانویه). با توجه به این که بسیاری از مخازن نفتی کشورمان نیز در دوره کاهشی تولید خود قرار دارند، این موضوع به یکی از دغدغه‌های مسولین کشور تبدیل گشته است. هدف ازدیاد برداشت را می‌توان طبق تعاریف مختلف در وهله اول به حفظ فشار مخزن^۱ و در وهله بعد به بهبود جابجایی نفت و جریان سیال در مخزن اشاره نمود. انواع مختلفی از روش‌های ازدیاد برداشت وجود دارند که مهمترین آنها را می‌توان سیلاب زنی آب، تزریق امتزاجی و غیر امتزاجی گاز (تزریق CO₂ و N₂ و گاز مخزن و...)، سیلاب زنی با پلیمر، سیلاب زنی شیمیایی و روش‌های حرارتی اشاره نمود. تزریق گاز امرزه به عنوان یکی از معمول‌ترین روش‌های ازدیاد برداشت در جهان و مخصوصاً منطقه خاور میانه شناخته شده است. علاوه بر اثرات حفظ فشار، این روش با کاهش ویسکوزیته نفت خام در طی عملیات تزریق، به بهبود برداشت نفت نیز کمک می‌کند.

در عملیات تزریق گاز به روش امتزاجی که در آن گاز تزریقی در ناحیه نفتی مخزن تزریق می‌شود، هنگامی که گاز و نفت مخزن به هر نسبتی با هم ترکیب شوند، می‌توانند سیال تکفاز را تشکیل دهند که در این شرایط امتزاج پذیری را از نوع تک تماسی^۲ می‌نامند. این شرایط در حالت تزریق گازهای غنی و یا در حالت تزریق با فشار بالا در تزریق سیالات رقیق رخ می‌دهد. از سوی دیگر اگر امتزاج پذیری به صورت تک تماسی رخ ندهد، امتزاج چند تماسی^۳ با غنی شدن گاز در اثر تبخیر ترکیبات میانی نفت^۴ و یا با میعان ترکیبات میانی گاز غنی^۵ در نفت می‌تواند رخ دهد [۱].

دستیابی به حداقل فشار امتزاجی^۶ به منظور رسیدن به امتزاج پذیری دینامیک بین نفت و گاز مورد نیاز بوده و برابر با حداقل فشاری است که در آن نفت و گاز تزریقی به صورت تکفاز وجود خواهند داشت [۲].

به منظور تعیین حداقل فشار امتزاجی در عملیات تزریق گاز شیوه‌های متفاوتی وجود دارند. این شیوه‌ها شامل تست‌های آزمایشگاهی لوله قلمی^۷ و بالا رفتن حباب^۸، همچنین مطالعات تعادل مایع-بخار و نیز شبیه سازی لوله

¹ Pressure maintenance

² first contact miscibility

³ multiple contact miscibility

⁴ vaporizing gas drive

⁵condensing gas drive

⁶ minimum miscibility pressure

⁷ slim tube test

⁸ rising bubble test

قلمی و نهایتاً استفاده از معادلات تجربی می‌باشد. معمولاً از تست لوله قلمی به عنوان شیوه استاندارد مورد استفاده در صنعت به منظور تعیین فشار حداقل امتزاجی (چندتماسه) بهره گرفته می‌شود.

قبل از مطالعه سیستم لوله قلمی باید خواص فیزیکی و شیمیایی سیال مخزن به وسیله آنالیزهای PVT تعیین شوند. در ابتدای هر تست جابجایی سیال، سیستم لوله قلمی توسط نفت (سیال مخزن) اشباع می‌شود. سپس گاز توسط پمپ با دبی ثابتی به منظور جابجایی نفت به سیستم تزریق می‌گردد. تعیین حداقل فشار امتزاجی برای یک سیستم گاز-نفت توسط این روش حدود یک تا دو هفته زمان نیاز دارد.

به منظور تفسیر آزمایش، میزان بازدهی نفت در سه زمان مختلف شامل زمان میان شکنی گاز^۹، زمانی که گاز در حدود ۱ تا ۱/۵ برابر فضای متخلخل تزریق شده و نهایتاً زمان پایان تزریق که بازدهی نهایی نفت می‌دهد، را به صورت تابعی از فشار رسم نموده و فشار معادل نقطه‌ای که در نمودار فوق شکستگی ایجاد می‌شود، به عنوان حداقل فشار امتزاجی تعیین می‌گردد. اگر در نمودار شکستگی خاص و محسوسی دیده نشود، فشار معادل بازدهی نفت در حدود ۹۰٪ را به عنوان فشار حداقل در نظر می‌گیرند [۳]، [۴].

از سوی دیگر امتزاج پذیری علاوه بر بالا بردن فشار تا رسیدن به فشار امتزاجی، می‌تواند توسط تزریق سیال با غنای ترکیبی بالا نیز انجام گیرد. در این حالت ترم حداقل غنای امتزاجی^{۱۰} سیال تعریف می‌گردد و لذا رسیدن به ترکیب با غنای مناسب نیز می‌تواند توسط دستگاه لوله قلمی مورد بررسی قرار گیرد.

به دلیل این که انجام آزمایش‌هایی نظیر تست لوله قلمی هزینه بر و زمان بر می‌باشد، لذا معمولاً توسعه مدل‌هایی با دقت مناسب در این حالت ضروری می‌باشد. بدین منظور مدل‌های مختلفی پیشنهاد شده اند که همگی بر اساس آزمایش تعیین امتزاج پذیری توسعه داده شده اند. متغیرهای ورودی این مدل‌ها اغلب کلی بوده و خواص جزئی نفت و گاز را نشان نمی‌دهند ([۵]، [۶]، [۷]، [۸]، [۹]، [۱۰]، [۱۱]، [۱۲]، [۱۳]، [۱۴]، [۱۵]، [۱۶]).

در این مقاله، داده‌های آزمایشگاهی تزریق گاز توسط لوله قلمی با نتایج شبیه‌سازی که در هر دو، سیال مخزنی میدان نفتی دارخوین به عنوان گاز تزریقی مورد استفاده قرار گرفته بررسی شده و پس از تطابق نتایج با هم، یک شبیه‌ساز قابل اعتماد لوله قلمی ساخته شده است. سپس حداقل فشار امتزاجی با تزریق سه سیال تزریقی معمول (C1 و N2 و CO2) در حالت‌های خالص و ترکیب‌های مختلف محاسبه شده و با نتایج شبیه‌سازی شده حاصل از تزریق سیال مخزن در فشارهای مختلف مقایسه شده‌اند و نهایتاً بهترین ترکیب در فشارهای مختلف مخزن جهت عملیات تزریق گاز در میدان دارخوین گزارش شده است.

۲) معرفی میدان نفتی دارخوین

میدان نفتی دارخوین در شمال غربی اهواز قرار گرفته و در سال ۱۳۴۳ شمسی کشف شده است. این میدان حدود ۶ میلیارد بشکه نفت درجا داشته و میزان ذخیره آن حدود ۲ میلیارد بشکه تخمین زده می‌شود. در حال

⁹ Gas Breakthrough

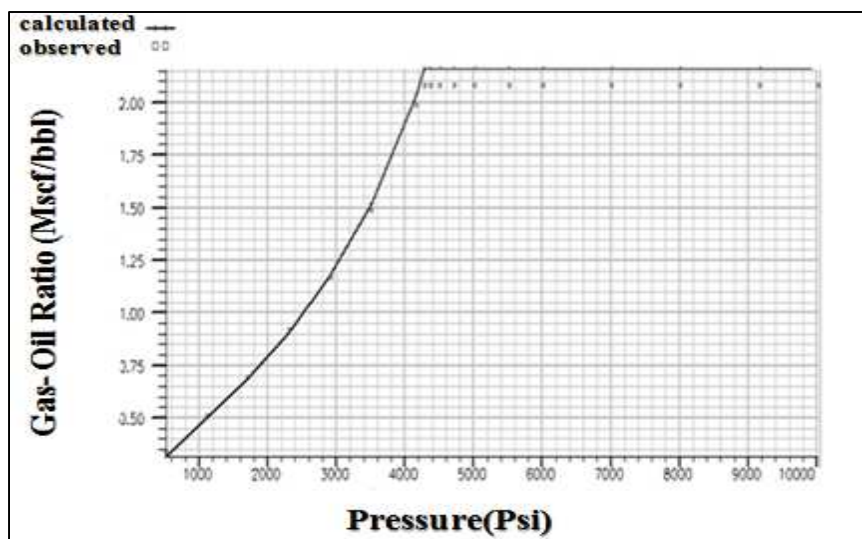
¹⁰ Minimum Miscibility Enrichment

حاضر سازند فهلیان به عنوان سازند مخزنی این میدان شناخته شده و تولید از آن از سال ۱۳۸۳ آغاز شده است. تولید فعلی این میدان حدود ۱۶۰ هزار بشکه در روز می‌باشد. فشار اولیه مخزن حدود ۹۱۷۰ پام بوده و میزان گراویتی نفت حدود ۳۵/۴۴ پی آی می باشد. از ابتدای تولید از این میدان، عملیات تزریق امتزاجی گاز در آن با دبی ۲۸۰ فوت مکعب بر روز جهت انجام پروژه های ازدیاد برداشت اجرایی شده است. ترکیبات سیال مخزنی در میدان دارخوین در جدول شماره ۱ نشان داده شده است:

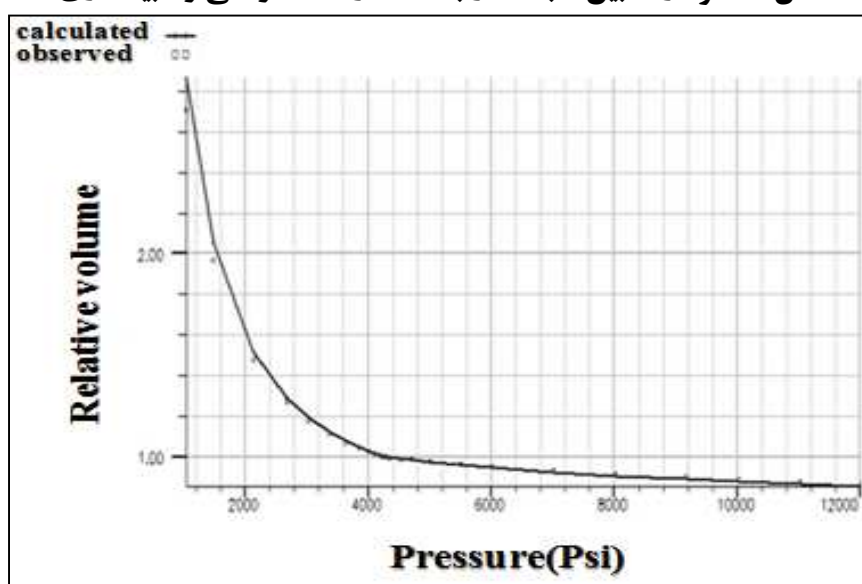
جدول ۱: ترکیب سیالات مخزن دارخوین

Components	Mole fraction (%)
Nitrogen	0.04
Carbon Dioxide	2.23
Hydrogen Sulphide	0.25
Methane	50.74
Ethane	8.59
Propane	5.65
i-Butane	1.06
n-Butane	2.94
i-Pentane	1.21
n-Pentane	1.67
Pseudo C ₆ H ₁₄	2.27
M-C –Pentane	0.32
Benzene	0.29
Cyclohexane	0.32
Pseudo C ₇ H ₁₆	1.60
M-C –Hexane	0.48
Toluene	0.82
Pseudo C ₈ H ₁₈	1.60
E-Benzene	0.24
M/P-Xylene	0.45
o- Xylene	0.17
Pseudo C ₉ H ₂₀	1.72
Pseudo C ₁₀ H ₂₂	2.17
Pseudo C ₁₁ H ₂₄	1.69
C ₁₂ +	11.48

جهت تطبیق خصوصیات سیال مخزن با شرایط شبیه سازی و به منظور استفاده از سیال با خصوصیات مخزنی در انجام مطالعات بعدی از نرم افزار PVTi از GEOQUEST PACKAGE استفاده گردیده است. جهت مشخص نمودن خصوصیات و رفتار سیال از معادله حالت Peng Robinson سه پارامتره بهره گرفته شده است. شکل ۱ تطبیق نمودار نسبت گاز به نفت در حالت واقعی با حالت شبیه سازی با معادله حالت را نشان می دهد. در شکل ۲ نمودار حجم نسبی^{۱۱} در حالت واقعی با حالت شبیه سازی شده را می توان مشاهده نمود. حجم نسبی به منظور تعیین فشار حباب نفت مورد استفاده قرار می گیرد. فشار حباب محاسبه شده توسط معادله حالت برابر با ۴۲۸۲/۴۱۶ پام بوده که در قایسه با حالت واقعی (۴۲۸۳ پام) مطابقت دقیقی را نشان می دهد. همچنین پیشینه خطای نسبی مشاهده شده در حالت مقایسه نسبت گاز به نفت در حالت واقعی و محاسبه شده برابر با ۳/۶۵٪ می باشد.



شکل ۱: نمودار تطبیق نسبت گاز به نفت در حالت واقعی و شبیه سازی

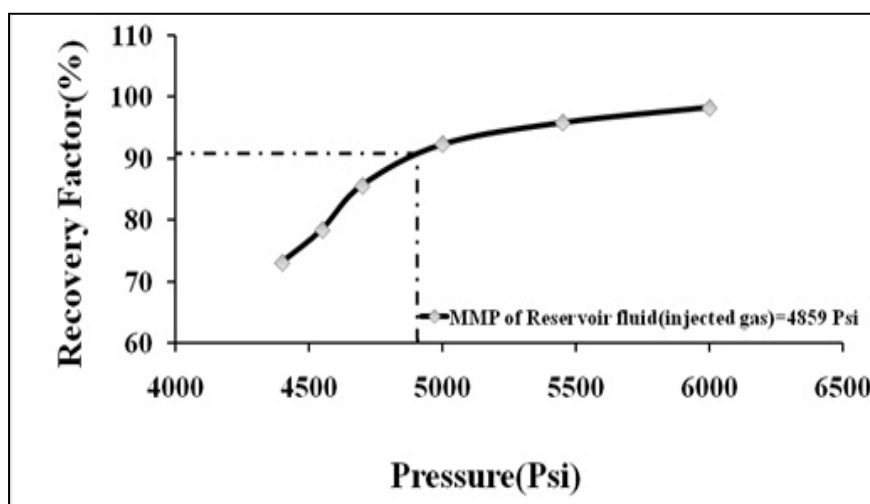


¹¹ relative volume

شکل ۲: نمودار تطبیق حجم نسبی در حالت واقعی و شبیه سازی جهت تعیین فشار حباب

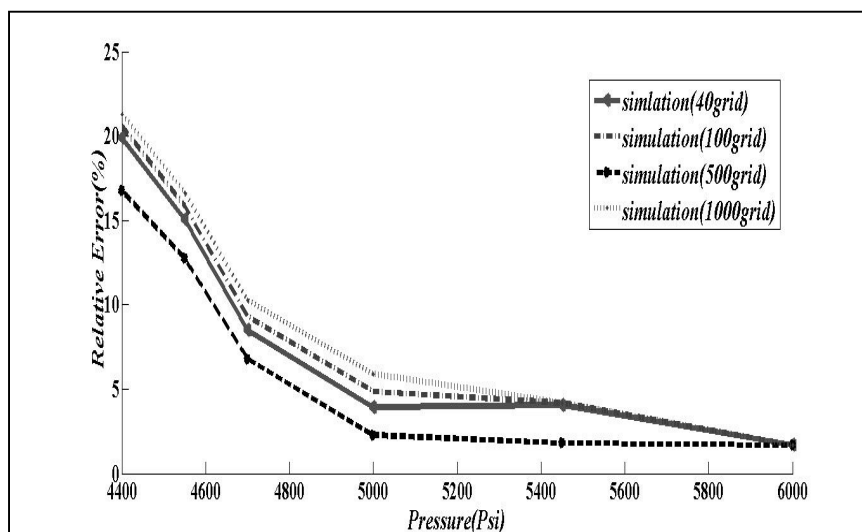
۳) شبیه سازی لوله قلمی

پس از تطبیق خواص سیالات، نوبت به شبیه سازی ترکیبی لوله قلمی می باشد. جهت انجام این شبیه سازی از شبیه ساز ترکیبی E300 استفاده شده است. به منظور بررسی قابل اعتماد بودن نتایج حاصل از شبیه سازی جهت انجام مطالعات بعدی، نتایج باید با حالت آزمایشگاهی مقایسه گردد. همان گونه که در بخش های قبلی توضیح داده شد، لوله قلمی به منظور تعیین حداقل فشار امتزاجی مورد استفاده قرار می گیرد. در این مطالعه، تست های آزمایشگاهی لوله قلمی که بر روی یکی از چاه های میدان نفتی دارخوین انجام شده است به عنوان پایه مقایسه با حالت شبیه سازی در نظر گرفته شده است. طبق اطلاعات موجود کل فضای متخلخل در نظر گرفته شده در لوله قلمی شرایط آزمایشگاهی برابر با $136/8$ سانی متر مکعب بوده که در آن در حدود $1/5$ برابر محیط متخلخل به سیستم لوله قلمی گاز تزریق می شود. (دبی تزریق برابر با $0/51$ حجم متخلخل در ساعت می باشد) بر طبق نتایج آزمایشگاهی حداقل فشار امتزاجی در حالت تزریق سیال مخزن (بازگردانی گاز) برابر با 4859 پام بوده است که در شکل ۳ مشاهده می شود.



شکل ۳: تعیین آزمایشگاهی حداقل فشار امتزاجی

به منظور شبیه سازی سیستم لوله قلمی، از یک مدل تک تک بعدی به طول 12 متر استفاده شده است. جهت شبیه سازی دقیق، تعداد بلوک های مورد استفاده در جهت X به عنوان پارامتر حساسیت مورد ارزیابی قرار گرفته و نهایتاً تعداد 500 بلوک به عنوان نزدیک ترین پاسخ به داده های آزمایشگاهی مورد استفاده قرار گرفته است. شکل ۴ نشان می دهد که انتخاب 500 بلوک کمترین خطای نسبی را در مقایسه با شرایط آزمایشگاه دارد.



شکل شماره ۴: خطای نسبی حاصل از مقایسه بلوک های مختلف با نتایج آزمایشگاهی

جدول ۲ مقایسه ای بین نتایج حاصل از میزان بازیافت نفت خام در شرایط آزمایشگاهی و نتایج شبیه سازی شده در فشارهای مختلف تا رسیدن به حالت امتزاجی را نشان می دهد.

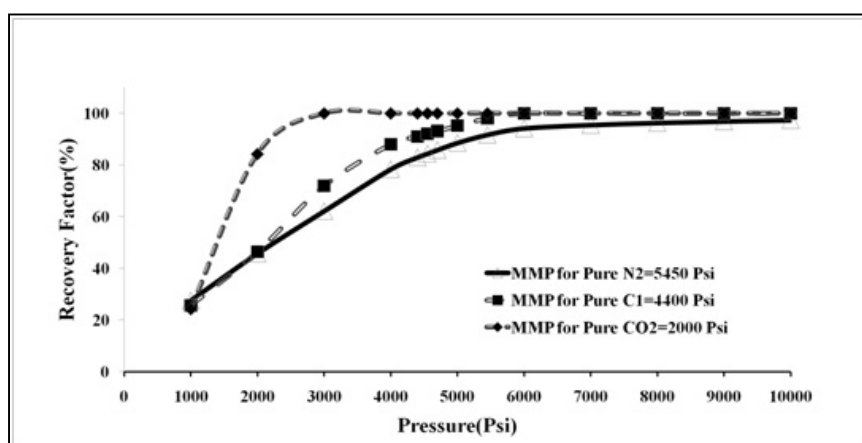
جدول ۲: مقایسه نتایج آزمایشگاهی و شبیه سازی امتزاج پذیری نفت خام توسط سیستم لوله قلمی

PRESSURE(Psi)	RF(%) simulated slim tube	RF(%) observed slim tube
4400	87.831038	73.12
4550	89.8986841	78.46
4700	91.8894584	85.64
5000	94.4286761	92.29
5450	97.5876149	95.83
6000	100	98.33

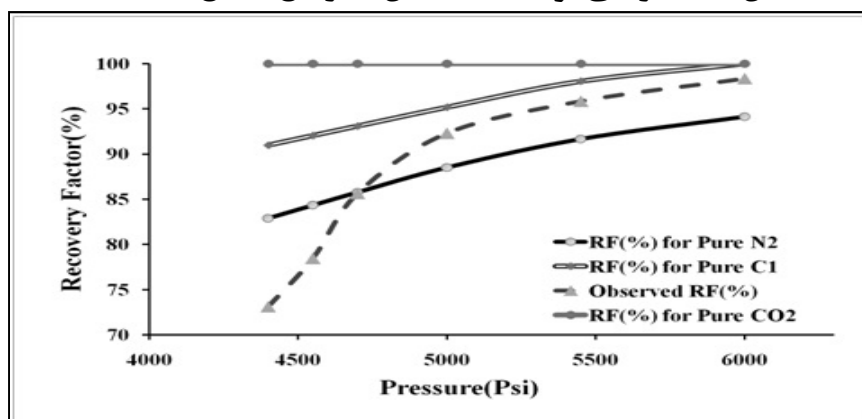
همان گونه که در جدول ۲ مشاهده می شود در نقاطی که امتزاج پذیری در آنها رخ داده است (معادل بازدهی حدود ۹۰٪)، نتایج حاصل شبیه سازی خطای بسیار کمی در مقابل نتایج آزمایشگاهی دارند. همان گونه که در این جدول نیز مشخص است، تطبیق نتایج شبیه سازی و آزمایشگاهی در حالت امتزاجی اهمیت بیشتری از حالت غیر امتزاجی دارد.

با پذیرش نتایج حاصل از شبیه سازی می توان مدل لوله قلمی شبیه سازی شده فوق را به عنوان شبیه ساز جهت تزریق سائز گازهای معمول مورد استفاده قرار داد.

به منظور تعیین گاز بهینه جهت تزریق، سه گاز معمول (C1,CO2,N2) به عنوان گاز تزریقی مورد بررسی قرار گرفته و میزان بازدهی نفت خام حاصل از تزریق آنها در ۲ حالت خالص و ترکیبی ارزیابی شده است. حداقل فشار امتزاجی توسط تزریق سیالات فوق در شکل ۵ مشاهده می شود. شکل ۶ نیز مقایسه ای که بین میزان ضریب بازیافت برای گازهای مختلف در مقابل سیال مخزن در فشارهای مختلف تزریقی انجام گرفته را نشان می دهد.



شکل ۵: حداقل فشار امتزاجی تولید شده حاصل از تزریق خالص سیالات C1,CO2,N2



شکل ۶: مقایسه مقادیر ضریب بازیافت حاصل از تزریق گازهای مختلف در مقابل تزریق سیال مخزن

با ساختن ترکیبات مختلف از سه گاز خالص تزریقی با ترکیب درصدی مولی متفاوت می توان ترکیبات گازی جدیدی نیز در تزریق گاز مورد ارزیابی قرار داد. با مقایسه ضریب بازیافت های مختلف حاصل از ترکیب گازهای خالص اشاره شده در بالا، می توان بهترین سیال تزریقی با بیشترین میزان بازیافت را به دست آورد. جدول ۳ میزان بازیافت ترکیبات مختلف تشکیل شده از ترکیب ۳ گاز اصلی را نشان می دهد.

جدول ۳: ضریب بازیافت ترکیبات حاصل از ۳ گاز تزریقی

Selected compositions (mole fraction)			Recovery Factor at Different pressures (%)			
C1	CO2	N2	RF at 4000 psi	RF at 3000 psi	RF at 2000 psi	RF at 1000 psi
0	0.25	0.75	80.7	64.09	46.23	26.599
0	0.5	0.5	87.4	72.5	48.97	25.45
0	0.75	0.25	97.5	87.38	58.60	24.47
0.25	0	0.75	79.5	62.76	45.80	27.25
0.25	0.25	0.5	84.79	66.8	46.79	26.12
0.25	0.5	0.25	91.7	82.94	51.59	24.993
0.25	0.75	0	100	96.14	70.06	24.24
0.5	0	0.5	81.76	64.07	45.71	26.81
0.5	0.25	0.25	87.57	72.14	47.88	25.58
0.5	0.5	0	99.02	87.18	56.35	24.57
0.75	0	0.25	86.2	66.53	45.84	26.21
0.75	0.25	0	91.9	82.29	49.95	25.0

در جدول ۴ میزان ضریب بازیافت شبیه سازی شده حاصل از تزریق گازهای مختلف با تزریق شبیه سازی شده سیال مخزن در چهار فشار متفاوت مقایسه شده است.

جدول ۴: ضریب بازیافت حاصل از شبیه سازی تزریق گازهای ترکیبی در مقابل تزریق سیال مخزن

Recovery factor At different pressures (%)	slim tube Simulation selected fluid (%)	Best compositions of selected fluid (N2,CO2,C1) (mole fraction)	slim tube Simulation reservoir fluid (%)
RF at 1000 psi	27.25	N2=0.75,C1=0.25,CO2=0	9
RF at 2000 psi	70.06	N2=0,C1=0.25,CO2=0.75	56.1
RF at 3000 psi	87.38	N2=0.25,C1=0,CO2=0.75	82.4
RF at 4000 psi	99.02	N2=0,C1=0.5,CO2=0.5	91

۴) بحث و بررسی

به منظور شبیه سازی سیستم لوله قلمی، ۵۰۰ بلوک به عنوان بهترین حالت انتخاب شد. در مقایسه با نتایج آزمایشگاهی، حداقل فشار امتزاجی محاسبه شده توسط سیستم لوله قلمی شبیه سازی شده در تزریق سیال مخزن (بازگردانی گاز) خطای نسبی حدود ۳/۲٪ دارد. همچنین بر طبق جدول شماره ۲ میزان متوسط خطای نسبی حاصل از مقایسه ضریب بازیافت در حالت شبیه سازی و آزمایشگاهی در حالت امتزاجی حدود ۳/۱٪ می باشد. نتایج فوق می تواند به عنوان مبنایی قابل اعتماد جهت استفاده از شبیه ساز لوله قلمی، برای مطالعات بعدی مورد استفاده قرار گیرد. با استفاده از مدل شبیه سازی شده فوق و بر طبق شکل ۵ حداقل فشار امتزاجی N_2, C_1, CO_2 به ترتیب برابر با ۲۰۰۰، ۴۴۰۰ و ۵۴۵۰ پام می باشد.

همان گونه که می دانیم با امتزاج پذیری سیال میزان ویسکوزیته نفت و نیز کشش سطحی کاهش یافته و لذا بازیافت نفت افزایش می یابد.

طبق شکل‌های حاصل در بخش‌های قبل می توان گفت تزریق گاز CO_2 بیشترین بازدهی نفت را در تزریق گاز نسبت به N_2 و C_1 خواهد داشت. از سوی دیگر تزریق هیدروکربن‌های دیگری مانند اتان و نیز هیدروکربن‌های سنگین‌تر امتزاج پذیری بیشتری با نفت مخزن خواهند داشت اما این سیالات ارزش اقتصادی بیشتری داشته و لذا معمولاً به عنوان گاز تزریقی از آنها استفاده نمی شود.

از سویی دیگر بر طبق شکل‌های ۵ و ۶ و نیز جداول ۲ و ۳ و ۴ می توان گفت در فشارهای بین ۵۵۰۰ تا ۱۰۰۰۰ پام، تمام گازهای تزریقی اعم از سیال مخزن و نیز گازهای تزریقی خالص و ترکیب، شرایط امتزاجی را با نفت مخزن خواهند داشت در فشارهایی کمتر از ۴۰۰۰ پام (حتی کمتر از ۲۰۰۰ پام) تنها CO_2 می تواند در نفت مخزن فوق به حالت امتزاجی در آید. در این حالت استفاده از تزریق ترکیباتی از گازهای ذکر شده می تواند ضریب بازیافت را در مقابل تزریق گازهای خالص بهبود بخشد.

جدول ۴ نشان می دهد که ضرایب بازیافت حاصل از تزریق ترکیبات گازهای CO_2, C_1 و N_2 در تمام فشارهای بین ۱۰۰۰ تا ۴۰۰۰ پام همگی بزرگتر از میزان ضریب بازیافت حاصل از تزریق گاز مخزن در فشارهای مذکور می باشند.

نکته حایز اهمیت این که با توجه به این که فشار بحرانی گاز CO_2 برابر با ۱۰۷۳ پام می باشد [۱۷] لذا امتزاج پذیری با گاز CO_2 خالص در تمام فشارهای بالاتر از این فشار امکان پذیر است. لذا به عنوان نمونه می توان گفت در فشار حدود ۲۰۰۰ پام این گاز تشکیل تکفاز را با نفت مخزن می دهد و این در حالی است که ترکیبات مختلف تشکیل شده از گازها و نیز گاز اصلی مخزن در این فشار شرایط امتزاجی را از خود نشان نمی دهند؛ نهایتاً می توان گفت در فشارهای ۲۰۰۰ پام و پایین تر تنها دی اکسید کربن خالص در نفت مخزن خاصیت امتزاجی خواهد داشت.

از سوی دیگر اخیراً کاهش اثرات زیست محیطی دی اکسید کربن و سایر گازهای گلخانه‌ای نیز به عنوان سیاست گذاری جدید اهمیت خاصی یافته است. به دلیل اهمیت تزریق گاز و نیز با توجه به این که گازهای مخزن خود ارزش اقتصادی فراوانی دارند، با تزریق دی اکسید کربن علاوه بر دستیابی به بازدهی بالا می‌توان اثرات زیست محیطی را نیز کاهش داد. البته در این شرایط باید ارزیابی های اقتصادی در زمینه انتقال دی اکسید کربن از منابع تولیدی آن تا چاه های نفتی جهت تزریق نیز انجام گیرد.

نهایتاً با جمع بندی شبیه سازی های مختلف انجام گرفته می توان گفت در فشارهای پایین تر از ۳۰۰۰ پام تنها دی اکسید کربن خالص قابلیت امتزاج پذیری با نفت مخزن را دارد. در فشارهای بالاتر از ۵۴۵۰ پام تمام گازهای تزریقی اعم از گازمخزن و گازهای خالص و ترکیبی ذکر شده با نفت مخزن تشکیل تکفاز را خواهند داد. در این حالت انتخاب نوع سیال به دیگر خصوصیات مخزن و نیز عوامل و ارزیابی های اقتصادی بستگی خواهد داشت. در فشارهای بین ۳۰۰۰ تا ۵۵۰۰ پام نیز انتخاب های متفاوتی وجود داشته و عملیات تزریق گاز به ارزیابی های دیگری نظیر مسائل اقتصادی بستگی خواهد داشت. نهایتاً اگر فشار مخزن کمتر از ۱۷۰۳ پام (فشار بحرانی دی اکسید کربن) باشد، اصلاً امتزاج پذیری رخ نخواهد داد. جدول ۵ گازهای تزریقی مناسب جهت فشارهای مختلف را به صورت کلاسه بندی شده نشان می دهد. این نتایج می توانند به عنوان پیشنهاداتی جهت عملیات آتی تزریق گاز در میدان نفتی دارخوین مورد استفاده قرار گیرند.

جدول ۵: گازهای تزریقی مناسب جهت تزریق امتزاجی در فشارهای مختلف در میدان نفتی دارخوین

BOUNDARY PRESSURE	INJECTION FLUID TO MISCIBILITY	CHARACTERISTICS
$P > 5450 \text{ psi}$	$\text{N}_2, \text{CO}_2, \text{C}_1,$ reservoir fluid, mixture($\text{C}_1 + \text{N}_2 + \text{CO}_2$)	Choice depends on field developer and economical evaluations
$5450 \text{ psi} \geq P \geq 4400 \text{ psi}$	$\text{CO}_2, \text{C}_1,$ reservoir fluid, mixture($\text{C}_1 + \text{CO}_2 + \text{N}_2$)	Choice depends on field developer and economical evaluations
$4400 \text{ psi} > P \geq 3000 \text{ psi}$	$\text{CO}_2,$ mixture($\text{N}_2 = 0.25, \text{CO}_2 = 0.75$) mixture($\text{C}_1 = 0.5, \text{CO}_2 = 0.5$)	Choice depends on field developer and economical evaluations
$3000 \text{ psi} > P \geq 1073 \text{ psi}$	CO_2	Only one choice

۵) نتیجه گیری

۱) بررسی های انجام شده در این مطالعه بر روی سه گاز معمول در عملیات تزریق در دو حالت خالص و ترکیبی انجام گرفته و با نتایج واقعی حاصل از لوله قلمی مقایسه گردید. بازدهی حاصل از تزریق دی اکسید کربن خالص در امتزاج پذیری میدان نفتی دارخوین بیشتر از سایر گازهای به کار رفته مشاهده شد. سیستم لوله قلمی شبیه سازی شده می تواند جهت آنالیز سایر سیالات تزریقی نیز به کار گرفته شود.

۲) به دلیل این که برنامه تزریق گاز به میدان نفتی دارخوین اخیراً آغاز گشته است، و همچنین به دلیل این که فشار مخزن در حال حاضر بالا می باشد، انتخاب های متعدد دیگری علاوه بر تزریق سیال مخزنی جهت افزایش بازدهی وجود خواهد داشت

۳) تعیین و ارزیابی دقیق خواص سیالات مخزنی به خصوص تعیین فاکتور حجمی سازند و فشار نقطه حباب به منظور حصول نتیجه رضایت بخش و قابل اعتماد از شبیه سازی لوله قلمی و به تبع آن تصمیم گیری های بعدی اهمیت داشته که این مهم در مطالعه فوق تا حد ممکن لحاظ گردیده است.

۴) به منظور تعیین نهایی گاز مورد نیاز جهت تزریق به میدان نفتی دارخوین در هر فشار خاص، علاوه بر مطالعات فنی، ارزیابی های اقتصادی نیز مورد نیاز است که باید در مطالعات بعدی مورد بررسی قرار گیرد.

۶) منابع

- [۱] Danesh, A. (1998). 'PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluid' Amsterdam, Elsevier Publication Ltd.
- [۲] Stalkup, F.I. (1983). 'Status of Miscible Displacement' Journal of Petroleum Technology, 35:4, 815-826.
- [۳] Wu, R.s. and Batycky, J.P. (1990). " Evaluation of Miscibility from Slim tube Test", Journal of Canadian Petroleum Technology, JCPT. Vol.29, No.6, 63

- [٣]Thomas, F.B, Zhou, X.L., Bennion, D.B and Bennion, D.W. (1994). "A Comparative Study of RBA, P-x, Multicontact and Slim Tube Results". Journal of Canadian Petroleum Technology, JCPT Vol 33, No 2, 17
- [٤]Benham, A.L. Dowden, W.E. and Kunzman, W.J. (1960) 'Miscible Fluid Displacement - Prediction of Miscibility' AIME, 219, 229-237.
- [٥]Holm, L.W. Josendal, V.A. (1974) 'Mechanisms of Oil Displacement By Carbon Dioxide', Journal of Petroleum Technology, 26:12, 1427-1438
- [٦]Cronquist, C. (1978) 'Carbon Dioxide Dynamic Displacement with Light Reservoir. Oils' Fourth Annual U.S. DOE Symposium, Tulsa, USA, 18-23.
- [٧]Yellig, W.F. Metcalfe, R.S. (1980) 'Determination and prediction of CO₂ minimum miscibility pressure' Journal of Petroleum Technology, 32:1, 160-168.
- [٨]Johnson, J.P., Pollin, J.S. (1981) 'MEASUREMENT AND CORRELATION OF CO₂ MISCIBILITY PRESSURES', SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, 5-8 April, Tulsa, Oklahoma.
- [٩]Kou, L. (1985) 'Prediction of miscibility for enriched gas drive process" SPE Journal, 34:2
- [١٠]Sebastian, H.M. Wenger, R.S. (1985) 'Correlation of minimum miscibility pressure for impure CO₂ streams' Journal of Petroleum Technology, 37:11, 2076-2082
- [١١]Alston, R.B. Kokolis, G.P. and James, C.F. (1985) 'CO₂ minimum miscibility pressure: a correlation for impure CO₂ streams" SPE Journal, 25:2, 268-274
- [١٢]Firoozabadi, A. Aziz, k. (1986) 'analysis and correlation of nitrogen and lean gas miscibility pressure', SPE Reservoir Engineering, 1:6 572-582
- [١٣]Dong, M. Huang, S. Srivastava, R. (1999) 'Effect of Solution Gas In Oil On CO₂ Minimum Miscibility Pressure" Annual Technical Meeting, Jun 14 - 18, Calgary, Alberta, Canada
- [١٤]Emera, M. K. and Sarma, H. K. (2005) 'Use of Genetic Algorithm to Predict Minimum Miscibility Pressure (MMP) between Flue Gases and Oil in Design of Flue Gas Injection Project' SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Mar 12 - 15, , Kingdom of Bahrain
- [١٥]Shokir, E.M. Eissa, M. (2007) 'CO₂-oil minimum miscibility pressure model for impure and pure CO₂ streams', Journal of Petroleum Science and Engineering, 58:1, 173-185
- [١٦]Christopher Korose, Damon Garner, Amy Luther, Scott Frailey, and Beverly Seyler,(2004). , "Oil Field Screening Study for CO₂ Sequestration and

Enhanced Oil Recovery in the Illinois Basin”, Illinois State Geological Survey,
with assistance from the Geological Surveys of Indiana and Kentucky

(٧) علائم و اختصارها

B_o	Oil Formation Volume Factor
EOR	Enhanced Oil Recovery
EOS	Equation of State
MME	Minimum Miscibility Enrichment
MMP	Minimum Miscibility Pressure
PV	Pore Volume
R_s	Solution Gas Oil Ratio
VLE	Vapour-Liquid Equilibrium
μ_o	Oil Viscosities
μ_g	Gas Viscosities