مقاله سوم: برنامه‌ریزی استراتژیک برای مدیریت مخازن نفت و گاز ایران

مقدمه

ایران دارای یکی از بزرگ‌ترین ذخایر «نفت درجا» [1] در دنیاست که حجم اولیه آن بیش از ۴۵۰ میلیارد بشکه تخمین زده می‌شود. از این مقدار حدود ۴۰۰ میلیارد بشکه در مخازن «شکاف‌دار» [2] و بقیه آن در مخازن «تک تخلخلی» [3] قرار دارند.

از این مجموعه بیش از ۹۱ میلیارد بشکه نفت خام یعنی بیش از ۲۰ درصد قابل برداشت است. به علاوه باید توجه داشت که متوسط بازیافت نفت‌خام از مخازن شکاف‌دار تا حدودی کمتر از مخازن تک تخلخلی با همان خصوصیات است.

هدف اصلی این نوشته بررسی بازیافت اقتصادی و قابل قبول نفت از این مخازن عظیم است. این امر نه تنها به سود کشور ایران است بلکه سایر کشورهای جهان نیز از آن منتفع می‌شوند. برای بررسی این موضوعِ کلیدی لازم است هر یک از عوامل اصلی مهندسی مخازن نفت به شرح زیر مطالعه شوند.

---

1. Oil in Place
2. Fractured or Dual Porosity
3. Single Porosity

• چرا ضریب بازیافت نفت از مخازن نفت ایران در مقایسه با نقاط دیگر جهان پائین‌تر است ؟

• موقعیت عملی بازیافت نفت از مخازن «تک تخلخلی» و «شکاف‌دار» ایران چگونه است؟

• مهم‌ترین عوامل اقتصادی بازیافت بیشتر نفت از مخازن ایران کدام‌اند؟

• حداکثر برداشت از نفت درجا با در نظر گرفتن فرآیند تولید اولیه و ثانویه به چه میزان است؟

• چگونه می‌توان سرمایه‌گذاری لازم جهت تزریق گاز مورد نیاز به میزان ۲۰ میلیارد پای مکعب در روز به مخازن نفتی را تأمین کرد؟

برای بررسی ظرفیتهای ممکن بازیافت و استحصال نفت از مخازن کشف شده موجود، مطالعهٔ گستردهٔ مخازن نفت و گاز کشور چه در خشکی و چه در مناطق دریایی لازم به نظر می‌رسد.

به منظور انجام این مطالعات به زمان، نیروی انسانی متخصص و حمایتهای مالی نیازمندیم. این کار لزوماً باید از طریق «مدل‌سازی مفهومی»[1] از تمام مخازن موجود کشور انجام گیرد. با انجام این روش می‌توان کلیه مخازن نفت و گاز کشور را طی دوره زمانی قابل قبول و با هزینه معقول مطالعه نمود، و این در حالی است که از کیفیت کار نیز کاسته نخواهد شد.

قبل از ورود به مباحث اصلی، بهتر است به طور اجمال فرق‌های اساسی بین مخازن شکاف‌دار و تک تخلخلی را بیان کنیم. تفاوتهای اصلی مخازن نفتیِ شکاف‌دار و تک تخلخلی به شرح زیر خلاصه می‌شود:

تعریف مخزن شکاف‌دار

مخزن شکاف‌دار مخزنی است که در ساختار آن شکستگی یا ترک وجود داشته باشد ضمن آن که این شکاف‌ها شبکه‌ای را ایجاد کنند. این شبکه می‌تواند تمام یا بخشی از مخزن نفت

1. Conceptual Modelling

را شامل شود. در ساختار این شبکه هر یک از سیالها می‌توانند درون شبکهٔ شکافها از هر نقطه به نقطهٔ دیگر جریان یابند. مثالهای بارز مخازن شکاف‌دار در ایران به مفهوم کامل آن، مخازن نفتی هفتکل، گچساران و آغاجاری است. مخازن کرکوک در عراق و «کان تَرل»[1] در مکزیک از نمونه‌های دیگر این مخازن به شمار می‌روند. نمونه‌های مخازن شکاف‌دار غیرکامل، مخازن بی‌بی‌حکیمه، بینک، مارون و اهواز است. به بیان دیگر، در مخازن مذکور وجود شبکه شکستگی‌های نامنظم در مخزن، کل ساختار مخزن را شامل نمی‌شود.

مخازن شکاف‌دار، مرکب از سنگ‌های شکسته با فضاهای کوچک خالی بین آنها است و این شکستگی‌ها به صورت منظم یا غیرمنظم تشکیل شده‌اند. در این گونه مخازن «حفره‌ها»[2] و حتی غارهای بزرگ نیز می‌تواند وجود داشته باشد. فواصل شکافهای افقی معمولاً از مواد غیرقابل نفوذ پر شده‌اند، در حالی که فواصل شکافهای عمودی غالباً خالی هستند. بنابراین چنین مخازنی دارای دو گونه بریدگی است: یکی شکافها یا شکستگی‌های باز و توخالی و دیگری لایه‌های افقی نازک غیرقابل نفوذ.

«بلوکهای ماتریسی»[3] بر حسب فاصله بین دو گسستگی تعریف می‌شوند. این گسستگی‌ها می‌توانند فاصله بین دو لایه قابل نفوذ یا دو لایه غیرقابل نفوذ افقی و یا فاصله بین دو لایه قابل نفوذ و غیرقابل نفوذ باشند.

فرآیند جابه‌جایی نفت با گاز یا با آب تحت «ریزش ثقلی»[4]

جابه‌جایی نفت چه در مخازن تک تخلخلی و چه در مخازن شکاف‌دار شبیه یکدیگر است[5]، هر چند که مکانیسم تزریق گاز یا آب در هر یک از این دو نوع مخزن با یکدیگر متفاوت است. به بیان دیگر، در مخازن شکاف‌دار به علت نفوذپذیری کمِ سنگ مخزن، بخشی از گاز یا آب تزریقی وارد سنگ مخزن شده و بقیهٔ گاز یا آب تزریقی به ناچار از

1. Cantarell
2. Vugs
3. Matrix Blocks
4. Gravity Drainage

۵. به مقالات شماره ۸ و ۱۰ و ۳۵ و ۴۰ و۴۷ در منابع و مآخذ مراجعه شود.

طریق شکافها سنگ‌های با نفوذپذیری کم را دور می‌زنند، در حالی که در مخازن تک تخلخلی، سیالِ تزریق شده از خلل و فرجِ به هم پیوسته عبور می‌کند.

به هر حال جریان سیال تزریقی چه در مخازن تک تخلخلی و چه در مخازن شکاف‌دار از قوانین خاص خود تبعیت می‌کند، ولی سازوکار حاصل در هر دو حالت تقریباً یکسان است.

وجود شکستگی‌های موجود در مخازن شکاف‌دار در مقایسه با مخازن تک تخلخلی دارای ویژگیهای زیر است:

الف- فرآیند «ریزش ثقلی» و در مخازن شکاف‌دار در مقایسه با مخازن تک تخلخلی سرعت نسبی بالاتری دارد. دلیل این امر آن است که نفوذپذیری بسیار پایین‌تر سنگ مخزن در مقایسه با نفوذپذیری شکافها موجب می‌شود که سطح گاز و نفت در شکافها پایین‌تر از سطح آب و گاز در بلوکهای ماتریسی نفتی قرار گیرد. به ترتیبی مشابه می‌توان گفت که سطح آب و نفت در شکافها از سطح آب و نفت در بلوکهای ماتریسی بالاتر است.

بر طبق آزمایشهای انجام شده در مخازن تک تخلخلی با نفوذپذیری مثلاً یک میلی دارسی، جریان «ریزش ثقلی» به زمان بسیار طولانی‌تری در مقایسه با مخازن شکاف‌دار با همان نفوذپذیری نیاز دارد.

ب- در سیستم مخازن شکاف‌دار، نفت تولید شده از سنگ مخزن، در فاصله‌های دورتری از «چاههای تولیدی» به دست می‌آید. لذا به دلیل بهره‌وری بالا در مخازن شکاف‌دار، فاصله چاههای تولیدی از یکدیگر به مراتب بیش از فواصل چاههای تک تخلخلی در نظر گرفته می‌شود.

ج- وجود شکافها، به تفکیک گاز یا آب از نفت کمک می‌کند. این امر باعث می‌شود که میزان گاز اضافی یا آب اضافی قابل تولید در ستون نفت، کمتر شده و بدین ترتیب انرژی مخزن با بازدهی بیشتری حفظ می‌شود.

د- فرآیند «همرفت حرارتی»[1] در مخازن شکاف‌دار موجب ایجاد نفت اشباع نشده در ستون نفتی می‌شود، حتی هنگامی که فشار مخزن به پایین‌تر از نقطه اشباع برسد. این فرآیند را اصطلاحاً «کاهش فشار نقطه اشباع»[2] می‌نامند. در نتیجه تا وقتی که عملاً گازی در مخزن تزریق نمی‌شود، آثار ریزش ثقلی افزایش می‌یابد؛ در غیر این صورت گاز ایجاد شده در درون سنگ، نفوذپذیری سنگ را کاهش می‌دهد.

هـ - وجود شکافها باعث یکنواخت‌تر شدن فشار آب یا گاز یا نفت در مخازن شکاف‌دار می‌شود، لذا سطوح آب و نفت یا گاز و نفت یکنواخت‌تر خواهد شد.

و - فرآیند اشاعه «گاز در گاز»[3] یا «نفت در نفت»[4] و یا «گاز در نفت»[5] موجب به تعادل رسیدن ترمودینامیکی هرچه سریع‌تر سیالات موجود در مخزن می‌شود. به همین دلیل است که در جریان شبیه‌سازی این مخازن، فرآیندهای «همرفت ـ اشاعه»[6] را نمی‌توان نادیده گرفت.

با توجه به مزیت‌های فوق، مخازن شکاف‌دار با نفوذپذیری کم را می‌توان از نظر تجاری، با سرعت زیاد و هزینه‌ای نسبتاً پایین‌تر از مخازن تک‌تخلخلی با همان مشخصات تخلیه کرد.

مخازن شکاف‌دار دارای معایب زیر نیز هستند:

الف- وجود گسستگی‌های افقی باز یا بسته، تأثیر فرآیند ریزش ثقلی بین گاز و نفت یا نفت و آب را در مقایسه با مخازن تک تخلخلی کاهش می‌دهد.

این امر در مقایسه با مخازن تک تخلخلی نشان می‌دهد که بازیافت نفت با یک ضخامت نفتی مساوی از یک بلوک نفتی در مخزن شکاف‌دار بازیافتی کمتر از مخازن تک تخلخلی پیوسته دارد. این امر به دلیل وجود «ارتفاع ناحیهٔ نگهدارنده»[7] و «خصوصیت

1. Thermal Convection
2. Bubble Point Pressure Depression
3. Gas–Gas Diffusion
4. Oil–Oil Diffusion
5. Oil–Gas Diffusion
6. Convection–Diffusion
7. Threshold Hieght

موئینگی سنگ مخزن»[1] است. در واقع در مخازن شکاف‌دار، ضخامت کل سنگ مخزن در جهت عمودی به قطعات یا بلوکهای جدا از هم تقسیم می‌شود و این بلوکها به طور مشابه یا با خصوصیاتی متفاوت تکرار می‌شوند. در صورتی که در مخازن تک‌تخلخلی در وضعیت فوق این گونه قطعات جدا از هم وجود ندارد. لذا میزان نفت قابل استحصال در مخازن تک‌تخلخلی بیش از مخازن شکافدار بوده در حالیکه سرعت استحصال نفت در مخازن شکاف‌دار نسبت به مخازن تک‌تخلخلی در شرایط مساوی بالاتر است.

بعضی افراد به دلیل عدم شناخت مکانیسم بازیافت نفت در مخازن شکاف‌دار استنباط نادرستی دارند و تصور می‌کنند که در مخازن شکاف‌دار همواره یک فشار «موئینگی پیوسته»[2] درون بافتی وجود دارد. تولید از مخازن شکاف‌دار در کشورهای مختلف نشان می‌دهد که در بهره‌برداری درازمدت از آنها، فرآیند «موئینگی پیوسته» در این گونه مخازن قابل توجه نیست؛ برای مثال، اگر فشار موئینگی درون‌بافتی پیوسته‌ای در میادین هفتکل یا آغاجاری وجود می‌داشت میزان بازیافت نفت از آنها به وسیله گاز به ۶۰ درصد می‌رسید، در حالی که ضریب بازیافت نفت در میدان هفتکل در بخش گازی آن به حدود ۲۸ درصد و در آغاجاری به ۳۵ درصد می‌رسد.

ب- کاربرد روش امتزاجی جهت بالا بردن ضریب بازیافت نفت در مخازن شکاف‌دار، مستلزم استفاده از حجم زیادی کندانسه است که این امر از نظر اقتصادی توجیه‌پذیر نیست.

بنابراین نتیجه می‌گیریم که فرآیند جابه‌جایی نفت از طریق گاز یا آب در مخازن شکاف‌دار و تک‌تخلخلی مشابه یکدیگر است، با این تفاوت که بازیافت نفت در مخازن شکاف‌دار به دلیل شکستگی سنگ مخزن و کوتاه شدن ارتفاع بلوکهای ماتریسی کمتر از مخازن تک تخلخلی است.

---

1. Capillary Pressure
2. Capillary Continuity

۱. چرا ضریب بازیافت نفت از مخازن ایران در مقایسه با نقاط دیگر جهان پائین‌تر است؟

قبل از ورود به این بحث لازم است مکانیسم‌های جابه‌جایی نفت را به دو روش زیر مورد بررسی قرار دهیم.

الف- «جابه‌جایی نفت به طرف جلو»[1] یا به عبارت بهتر «جابه‌جایی با استفاده از فشار»[2].

ب- جابه‌جایی از طریق «ریزش ثقلی» یا به عبارت بهتر «جابه‌جایی به صورت طبیعی»[3] که بر اثر اختلاف وزن مخصوص بین مایع تزریقی و نفت ایجاد می‌شود. این فرآیند در یک سیستم متخلخل مرتفع به صورت فیزیکی اندازه‌گیری شده[4] و به لحاظ نظری نیز مشخص شده است[5] که اختلاف فاحشی بین بازیافت نفت در دو روش فوق الذکر وجود دارد. بازیافت نفت با روش کندترِ «ریزش ثقلی» از بازیافت نفت با روش سریع «جابه‌جایی روبه جلو» بیشتر است.

اما در اوایل دوره تولید، روش بازیافت نفت از طریق جابه‌جایی سریع رو به جلو از روش جریان نفت از طریق ریزش ثقلی، عملکرد بهتری دارد. بر اساس میزان تزریق، بازیافت نفت از طریق ریزش ثقلی می‌تواند تا دو برابر روش جابه‌جایی رو به جلو یا «استفاده از فشار» باشد[6].

از مجموعه بررسیها چنین برمی‌آید که بازیافت نفت در مخازن تک تخلخلی اصولاً تابعی است از نفوذپذیری سنگ مخزن، سرعت جابه‌جایی، فشار موئینگی و میزان «سیال‌دوستی»[7] سنگ مخزن. در صورتی که سایر عوامل فوق ثابت فرض شوند، میزان نفت اشباع شدهٔ باقیمانده تابعی از سرعت جابه‌جایی نفت خواهد بود. در این صورت در حالت

---

1. Frontal Displacement

۲. به مقالات شماره ۱۹ و ٥٤ مراجعه شود.

3. Displacement, Under Gravity (به مقالات شماره ٤١ و ٤٢ مراجعه شود)

4. Long Core (به مقالات شماره ۱۰، ۳۲، ٤٢، ٤٨ و ٥٢ مراجعه شود)

٥. به مقالات شماره ۸، ۳۳، ٤٢، ٤٤ و ٥٢ مراجعه شود.

٦. به مقالات شماره ٤٩ و ٥٢ مراجعه شود.

7. Wettability

جابه‌جایی از طریق ریزش ثقلی، میزان نفت باقیمانده کمتر و در حالت جابه‌جایی با فشار یا رو به جلو، میزان نفت باقیمانده بیشتر خواهد بود.

قابل ذکر است که در مخازن شکاف‌دار، شکستگی‌ها به مثابه محدوده یا اضلاع بلوکها عمل می‌کند و به همین دلیل فرآیند جابه‌جایی رو به جلوی نفت در چنین سیستمی به جز در حوزه‌های خیلی نزدیک به چاههای تزریقی کارآمد نیست.

فرآیند سریع جابه‌جایی نفت به طرف جلو، همراه با فشار موئینگی چندان قابل توجه نیست، زیرا نیروهای «گرانروی»[1] در حال حرکت از نیروهای ناشی از فشار موئینگی بیشتر است. این در حالی است که در فرآیند جابه‌جایی بر اساس ریزش ثقلی، به علت آهسته بودن جابه‌جایی، فشار موئینگی نقش بارزی در نگهداری نفت در بلوکها ایفا می‌کند. از طرف دیگر، سرعت بالای تزریق در سیستم تک‌تخلخلی موجب می‌شود که سیالِ تزریقی از بخش میانی خلل و فرج‌های کوچک عبور نموده و لذا نفت قابل ملاحظه‌ای بر جای می‌گذارد.

برای مقایسه عوامل کاهش بازیافت نفت از مخازن ایران با مخازنی که دارای بازیافت بالاتری هستند لزوماً باید این مخازن را تحت شرایط یکسان مقایسه کرد. به عبارت دیگر، ناچاریم پرتقال را با پرتقال و سیب را با سیب مقایسه کنیم، نه اینکه سیب را با پرتقال.

به عنوان مثال ما نمی‌توانیم میدان نفتی «لالی»[2] ایران را با ۱۰ درصد بازیافت با مخزن «لیک ویو»[3] واقع در امریکا با ۷۷ درصد بازیافت مقایسه کنیم. مخزن لالی مخزنی سنگ آهکی شکاف‌دار با میانگین نفوذپذیری ۰/۱ میلی دارسی با فشار موئینگی بالا و عمدتاً «نفت دوست»[4] است، در صورتی که مخزن لیک ویو[5] مخزنی تک‌تخلخلی از جنس سنگ ماسه‌ای با نفوذپذیری ۲۰۰۰ میلی دارسی و با فشار موئینگی بسیار پایین و «آب دوست»[6]

---

1. Viscosity

۲. در دامنه کوه‌های زاگرس.

3. Lakeview

4. Oil Wet

۵. به مقالات شماره ٤٤ و ٤٨ مراجعه شود.

6. Water Wet

است. اگر مخزن لالی در امریکا کشف و از آن بهره‌برداری می‌شد حتی ۱۰ درصد نفت آن را بهره‌برداری نمی‌کردند زیرا آنها با استفاده از روش سریع در بهره‌برداری، این میدان را بسیار کمتر از آنچه که می‌توانست تولید کند به اتمام می‌رساندند.

مثال مناسب دیگر مقایسه مخزن شکاف‌دار «اسپرابری»[1] در امریکا با میانگین نفوذپذیری ۰/۱ میلی دارسی با میدان نفتی هفتکل در ایران است. این دو میدان دارای نفوذپذیری تقریباً یکسان هستند، اما میزان نسبی تولید روزانه از میدان نفتی هفتکل به مراتب پایین‌تر از میدان اسپرابری در ابتدای بهره‌برداری می‌باشد.

ضریب بازیافت نفت به صورت طبیعی در هفتکل حدود ۲۲ درصد است در صورتی که ضریب بازیافت طبیعی نفت در میدان اسپرابری کمتر از ۸ درصد بوده است، ولی آنها بیش از ۳۰۰۰ حلقه چاه در این میدان حفر کردند، در حالی که میزان نفت در جا در این میدان ۲ میلیارد بشکه و میزان نفت درجا در میدان هفتکل حدود ۷ میلیارد بشکه است و حال آن که تنها حدود ۴۰ حلقه چاه در آن حفر شده است. پس از یک دورهٔ کوتاه برداشت نفت به صورت طبیعی از میدان اسپرابری، برای مدتی طولانی آب و متعاقب آن برای مدت کوتاهی CO_2 تزریق شد، در نتیجه کل بازیافت نفت از مخزن فوق تاکنون حدود ۱۲ درصد بوده است.

در صورتی که فشار میدان نفتی هفتکل را به حد اولیهٔ آن در تاج مخزن یعنی ۱۴۲۰PSI[2] رسانده شود، ضریب بازیافت نفت این مخزن به بیش از ۲۷ درصد می‌رسد. از سوی دیگر اگر می‌توانستیم فشار مخزن هفتکل را به حد اولیهٔ فشار مخزن اسپرابری یعنی معادل ۲۲۵۰PSI افزایش دهیم، ضریب بازیافت نفت مخزن فوق به حدود ۳۵ درصد می‌توانست برسد.

تفاوت اصلی بازیافت نفت در میدانهای هفتکل و اسپرابری نشان دهنده آن است که میدان هفتکل اولاً با سرمایه‌گذاری بسیار پایین‌تر به نحو بهتر و صحیح‌تری بهره‌برداری شده

1. Spraberry (به مقاله شماره ۱۵ مراجعه شود)

2. Pound Per Square Inch

است و ثانیاً تخلیه سریع از مخازن شکاف‌دار، همواره افت شدیدی در بازیافت نفت به دنبال دارد.

نمونه‌های بالا نشانگر آن است که مخازن ایران با حداکثر ضریب بازدهی، تحت شرایط تخلیه طبیعی قرار داشته‌اند و نباید آنها را با مخازنی که از ویژگی‌های دیگری برخوردارند مقایسه کرد. در حقیقت ضریب بازیافت نفت در مخازن مشابه در کشور امریکا یا هر جای دیگر، فاصله بسیار زیادی با ضریب بازیافت نفت در ایران دارد، چنان‌که به نمونه‌ای از آن در مورد هفتکل اشاره شد. بنابراین ضریب بازیافت نفت در ایران را نباید با هیچ جای دیگر جهان که دارای خصوصیات مخزنیِ متفاوت و دارای طبیعتِ تولیدی خاصِ خود است و یا از ویژگی‌های دیگری برخوردارند مقایسه کرد.

با وجود این، در مطالعه تطبیقی ضرایب بازیافت نفت از مخازن شکاف‌دار ایران با مخازن مشابه در سایر نقاط جهان باید به موارد زیر توجه کرد.

الف- کشورهایی که دارای مخازن شکاف‌دار از جنس سنگ آهک هستند (مشابه آنچه در ایران وجود دارد) غالباً در تملک شرکتهای دولتی است، مانند کشورهای مکزیک، عراق، عمان، لیبی و سوریه. این کشورها اطلاعات کافی در مورد ذخایر نفتی خود منتشر نمی‌کنند، به ویژه در مورد ضریب بازیافت نفت از آنها.

ب- مخازن نفت کشورهای فوق عموماً شکاف‌دار است، اما برای مثال مخازن نفتی کشور مکزیک غالباً دارای فشار بسیار بالاتری از «فشار نقطه اشباع»[1] است و بخش عمده‌ای از بازیافت نفت ناشی از جریان انبساط سیال در سنگ مخزن است، در صورتی که بیشتر میدانهای نفتی ایران از ابتدا در حدود فشار نقطه اشباع هستند و از انبساط سیالِ بسیار کمی برخوردارند.

بنابراین برای مقایسه ضرایب بازیافت نفت از مخازن مکزیک با مخازن ایران در شرایط تقریباً یکسان، باید میزان بازیافت نفت را از فشار نقطه اشباع تا پایان طول عمر مخزن محاسبه و مقایسه کرد.

---

1. Bubble Point Pressure

ج- بعضی از مخازن کشورهای فوق‌الذکر، حاوی غارهای بزرگ است مانند میدان نفتی کرکوک در عراق[۱] و یا قوار در عربستان و بعضی دیگر حاوی «حفره‌های کوچک»[۲] مانند بسیاری از ذخایر نفتی مکزیک. ضریب بازیافت نفت از این مخازن به دلیل وجود غارهای بزرگ نفتی یا حوزه‌ها به مراتب بیش از ذخایر مشابه آن در ایران است.

د- حدود ۱۵ مخزن شکاف‌دار در قسمت شمال شرقی سوریه وجود دارد که دارای نفت تقریباً سنگین و فشار کم است. این مخازن به وسیله متخصصین شوروی سابق و بدون تجربهٔ کافی مورد بهره‌برداری قرار گرفته بود. میزان بازدهی این مخازن کمتر از ۱۶ درصد گزارش شده است که نسبت به موارد مشابه آن در ایران پایین‌تر است.

هـ - در بسیاری از نشریات نفتی به میزان «تولید ـ فشار» مخازن مختلف اشاره می‌شود، ولی هیچ گاه از بازیافت نهایی در این مخازن ذکری به میان نمی‌آید. این گونه نشریات معمولاً به میزان نفتی که در مدت زمانی معین استخراج می‌شود تکیه می‌کنند، بنابراین مرجع مستند و کافی در زمینه مقایسه مخازن وجود ندارد.

از توضیحات بالا پیچیدگی مسئله تا حدودی روشن می‌شود. به هر حال بر اساس اطلاعات منتشر شدهٔ موجود در مورد مخازنی که تا حدودی مشابه مخازن ایران هستند می‌توانیم از روشهای درجه‌بندی استفاده کنیم تا تخمین بهتری از ضریب بازیافت به دست آوردیم. در ذیل به چند نمونه دیگر از این موارد اشاره می‌کنیم.

۱-۱. میدان نفتی فهود (عمان)[۳]

این میدان از جنس سنگ آهک با فشار کم و دارای نفت سبک است، شبیه آنچه در هفتکل وجود دارد. فرق اصلی این دو مخزن، ارتفاع بلوکهای آنها و نفوذپذیری سنگ مخزن است. در مخزن هفتکل ارتفاع بلوکهای ماتریسی حدود ۱۰ پا و نفوذپذیری ۰/۲میلی دارسی است، در حالی که در میدان نفتی فهود ارتفاع بلوکها بیش از ۲۰۰ فوت و

۱. به منبع شماره ۴۲ مراجعه شود.

2. Vugs

۳. به مقاله شماره ۳۹ مراجعه شود.

نفوذپذیری حدود ۱۰ میلی دارسی است. میزان نفت اشباع باقیمانده در بخش گازی سنگ مخزن که به وسیله روش «نمودارگیری خاص»[1] اندازه‌گیری شده در چاههای میدان نفتی فهود، حدود ٤۰ درصد و در میدان هفتکل حدود ۷۰ درصد است.

دلیل این اختلاف زیاد، اختلاف بین اندازه بلوکها و شاخص منحنی فشار موئینگی است که چندین سال قبل از اندازه‌گیری‌های میدان نفتی فهود برای مخزن هفتکل ترسیم شده بود. شاخص فشار موئینگی این دو میدان کاملاً مشابه و هر دو دارای Sorg[2] حدود ٤۰ درصد است.

با وجودی که در میدان هفتکل، میزان نفوذپذیری حدود ۵۰ بار کمتر از میدان فهود است، عملکرد هر دو میدان رفتار مشابهی را نشان می‌دهند، در حالی که این عملکرد باید تا حدودی کمتر از میدان فهود باشد. دلیل عمده این امر آن است که نفت تولیدی از میدان هفتکل با سرعت کمتری از میدان فهود صورت گرفته است.

از سال ۱۹۷۲ تا ۱۹۸۷ در میدان نفتی فهود، تولید نفت همراه با تزریق آب انجام می‌گرفته است. این آب تزریقی در بازیافت نفت از سنگ مخزن، تأثیر بسیار کمی داشته و بخش زیادی از آب تزریقی از چاههای مجاور استخراج شده است. از این رو تزریق آب به درون چاههای این میدان پس از ۱۵ سال متوقف شده است[3].

۲-۱. میدان نفتی «ابکتون» (مکزیک)[4]

این میدان نفتی شکاف‌دار از نوع سنگ آهکی با بافت حفره‌ای است و سنگ مخزن آن نفوذپذیری بالاتری نسبت به سنگ مخزن میدان هفتکل دارد. میزان ذخیره نفت در هر دو مخزن مشابه است. سنگ مخزن این میدان نیز از نوع نفت دوست بوده و میزان ذخیره نفت آن هم نزدیک به میدان هفتکل است.

---

1. Logging
2. Gas Oil Residual Saturation

۳. به مقاله شماره ۳۹ مراجعه شود.

4. Abkatun (به مقاله شماره ٤۰ مراجعه شود)

نفت تولیدی از میدان ابکتون تحت فشار زیاد آب و عمدتاً از لایه‌های بالایی مخزن به دست می‌آید. ضریب بازیافت نفت از سنگ مخزن حدود ۲۰درصد تخمین زده می‌شود. بازیافت نفت از حفره‌های درون بلوکها همراه با نفت داخل بلوکها که دارای نفوذپذیری کمی هستند حاصل می‌شود.

به نظر می‌رسد در این میدان تخلخل حفره‌های داخل بلوکهای ماتریسی حدود ۵ درصد تخلخل سنگ مخزن باشد، لذا با توجه به بازدهی تقریباً کامل جابه‌جایی نفت درون حفره‌ها، متوسط جابه‌جایی نفت موجود در بلوکهای ماتریسی حدود ۱۵/۸ درصد محاسبه شده است. این میزان کمی کمتر از راندمان ۱۷ درصدی است که برای مخزن هفتکل در نظر گرفته شده است. در نتیجه میزان بازیافت نفت از طریق آب در مخزن هفتکل کمی بیش از مخزن ابکتون است. علت این امر، سرعت بهره‌برداری از مخزن هفتکل است که به مراتب آهسته‌تر از مخزن ابکتون بوده است.

۳-۱. میدان نفتی «اسپرابری» (امریکا) [1]

میدان نفتی اسپرابری، میدانی است شکافدار که در سال ۱۹۵۰ کشف شد. فشار اولیه این میدان ۲۲۵۰PSI[2] و میانگین نفوذپذیری ماتریس حدود ۰/۱ میلی دارسی یعنی نزدیک به نفوذپذیری مخزن هفتکل با نفوذپذیری ۰/۲ میلی دارسی است.

بهره‌برداری از میدان اسپرابری به وسیله دست‌اندرکاران مختلفی صورت گرفت. آنها قصد داشتند تا جایی که ممکن است هرچه سریع‌تر از این مخزن بهره‌برداری کنند، با امید به اینکه میزان بازیافت نفت آن از میدان نفتی هفتکل بیشتر باشد.

در خلال سه سال از شروع بهره‌برداری، نزدیک به ۳۰۰۰ چاه در این میدان حفر شد ولی فقط حدود ۸ درصد نفت درجای مخزن استخراج شد، زیرا متعاقب آن در مدت کوتاهی فشار مخزن به حدود ۵۰۰PSI کاهش یافت. از آن پس آب به مخزن تزریق شد ولی

---

۱. به مقاله شماره ۱۵ مراجعه شود.

2. Pound per Square Inch

این امر با بازیافت نفتِ بسیار کم همراه بود. سپس گاز CO_2 به مخزن تزریق کردند، اما باز هم بازیافتِ نفت ناچیز بود.

علی‌رغم تمام کوششهایی که تاکنون به عمل آمده است جمع نفت بازیافتی از این مخزن حدود ۱۲ درصد می‌باشد. در حالی که مخزن هفتکل با فشار اولیه ۱٤۲۰ PSI با حجم نفت درجای سه برابر میدان اسپرابری، با حدود ٤۰ حلقه چاه، تخلیه شده است. ضریب بازیافت طبیعی این میدان حدود ۲۲ درصد بالغ می‌شود. پس از تزریق گاز در سال ۱۹۷٦ اکنون تخمین زده می‌شود که ضریب بازیافت نهایی نفت از میدان هفتکل به حدود ۲۸ درصد افزایش خواهد یافت. اگر فشار مخزن هفتکل می‌توانست به حد فشار مخزن اسپرابری یعنی ۲۲۵۰ PSI برسد، میزان بازیافت نفت از آن تا حدود ۳۵ درصد افزایش می‌یافت.

دلیل اصلی چنین اختلاف زیادی در بازیافت نفت، استفاده کامل از فرآیند ریزش ثقلی و سرعت پایین تولید از این مخزن بوده است.

٤-۱. بررسیهای آزمایشگاهی[۱]

ضریب بازیافت نفت از یک قطعه سنگ آهک ۱٦۰ سانتیمتری با نفوذپذیری یک میلی دارسی، تحت فشار و حرارتِ مخزن، همراه با فشارهای مختلف تزریق گاز نشان داد که حداقلِ ضریب بازیافت نفت بین ٦۰ تا ۷۰ درصد است، یعنی غالباً میزان نفت اشباع باقیمانده در یک نمونه سنگ آهک نفت‌دوست، بین ۳۰ تا ٤۰ درصد تغییر می‌کند.

این یک تجربهٔ منحصربه فرد آزمایشگاهی است که از یک سنگ مخزن نفت‌دوست، با نفوذپذیری بسیار پایین صورت گرفته است. نتیجه این آزمایش تأیید می‌کند که میزان نفت اشباع شدهٔ باقیمانده در میدانهای هفتکل و آغاجاری متناسب با ارتفاع بلوکهای سنگ آهک و فشار موئینگی آنهاست.

---

۱. به مقاله شماره ٤۹ مراجعه شود.

به طور کلی می‌توان نتیجه‌گیری کرد که ضریب بازیافت نفت از بلوکهای ماتریسی مخازن شکاف‌دار ایران با نفوذپذیری بسیار کم و تحت تأثیر جریان ریزش ثقلی، بسیار بالاتر از نفت تولیدی از مخازن مشابه آن در کشورهای دیگر است.

۲. مناسب‌ترین فرآیند بازیافت نفت از مخازن تک تخلخلی و شکاف‌دار چیست؟

در پاسخ به این سؤال نه‌تنها باید کاربرد ابزارهای مختلف مورد استفادهٔ موجود در این زمینه را بشناسیم بلکه باید گزارشهای تهیه شده و مطالعات انجام شده در مورد میدانهای مختلف نفتی و همچنین مطالعات آزمایشگاهی برای اندازه‌گیری میزان نفت اشباع باقی‌مانده از نمونه‌گیریهای مختلف را نیز مورد بررسی قرار دهیم. به عبارت دیگر:

الف- تحقیق و ارزیابیِ مخازن جهان که بهترین تولید نفت را بر اثر تزریق گاز یا آب یا هر سیال دیگر داشته‌اند.

ب- مطالعات آزمایشگاهی درباره میزان نفت اشباع باقیمانده بر اثر جابه‌جایی آب یا گاز یا هر سیال دیگر و ارزیابی آنها.

در این زمینه در سال ۱۹۸۹ یک پروژه آزمایشگاهی توسط «مؤسسه نفت فرانسه» I.F.P[1] آغاز شد. اساس این کار آزمایشگاهی بر مبنای مشاهدات عینی از ضریب بازیافت نفت از چندین مخزن نفتی، همراه با تزریق آب یا گاز در آنها بود. بافت سنگ این مخازن تقریباً یکنواخت و تولید نفت از آنها به آرامی و تحت شرایط تزریق آب از لایه‌های پائین یا گاز از لایه‌های بالایی مخزن صورت می‌گرفت. با این آزمایشها مشخص شد که کدام روش تزریقی بر دیگری ترجیح داد و از آن می‌توان به عنوان یک اصل در کشورهای نفت‌خیز جهان استفاده کرد.

مؤسسه نفت فرانسه و محققان دیگر، اندازه‌گیریهای مختلف فشار موئینگی نفت را بر روی نمونه‌های سنگ مخزن انجام دادند. این مطالعات در مجموع نشان داد که در مخازن

1.Institut Frances du Pétrole (به مقالات شماره ۲۸ و ۴۳ مراجعه شود)

تک تخلخلیِ آب دوست، میزان نفت اشباع شده باقیمانده ناشی از تزریق گاز به مراتب پایین‌تر از میزان نفت اشباع شده باقیمانده بر اثر تزریق آب است.

این کشف مهم در دهم اوت سال ۱۹۹۹ توسط مؤسسه نفت فرانسه به نام سعیدی به عنوان کاشف اصلی و لانژرون[1] به عنوان دستیار به ثبت رسید (ثبت امریکا به شماره ۵،۹۳۷،۳۶۳).

۱-۲. تاریخچه مختصر بررسیهای میدانی

تاریخچه مختصر بررسیهای میدانی که منجر به کشف این مفهوم پایه‌ای شد به شرح زیر است:

۱-۱-۲. میدان نفتی «زلتون» (ناصر)[2]

این میدان در دههٔ پنجاه میلادی توسط شرکت «اکسان»[3] در لیبی کشف شد. این مخزن از جنس سنگ آهک با بافت تقریباً یکسان و نفوذپذیری دو دارسی است. جنس نفت آن از نوع سبک است و توسط «آب رانی» طبیعی از لایه‌های پایین شروع شده و از سالها پیش تاکنون ادامه دارد. تولید نفت این میدان سالها به میزان ۷۰۰ هزار بشکه در روز ادامه داشت.

در حال حاضر این مخزن با تولید حدود ۳۰ هزار بشکه نفت در روزهمراه با بیش از یک میلیون بشکه آب بهره‌برداری می‌شود. میزان نفت تولید شده از این میدان حدود ۵۲ درصد نفتِ درجای اولیه آن است. این مخزن به عنوان نمونه‌ای بارز در جابه‌جایی نفت توسط آبِ محسوب می‌شود و همه شرایط مناسب را برای جابه‌جایی کامل آب با نفت داراست. حداکثر ضریب بازیافت نفت از این مخزن حدود ۵۵ درصد با بهره‌برداری ۹۹ درصد آب و یک درصد نفت پیش‌بینی می‌شود که بالاترین رقم ممکن جابه‌جایی آب با نفت است.

---

1. Longeron
2. Zelton
3. Exxon

۲-۱-۲. میدان نفتی «قوار»[1]

این میدان به عنوان بزرگ‌ترین میدان نفتی جهان توسط شرکت «آرامکو»[2] در عربستان کشف شد. طول این میدان ۲۵۰ کیلومتر از سنگ آهک با نفوذپذیری حدود یک دارسی در قسمت شمالی میدان و حدود ۱۰۰ میلی دارسی در قسمت جنوبی آن است.

اکنون تولید نفت از این میدان، تحت فشار ثابت حدود ۴۰۰۰PSI به کمک تزریق روزانه ۵ میلیون بشکه آب از بخش پایین مخزن به طرزی دقیق طراحی شده است.

حداکثر بازیافت نفت از این میدان عظیم، با نفوذپذیری بسیار عالی، بین ۵۰ تا ۵۵ درصد است. البته باید توجه داشت که وجود کانالهایی عریض و مرتفع در بخشی از این مخزن[3] با ضریب بازیافت ۱۰۰ درصد، در بالا بردن ضریب بازیافت این میدان مؤثر است.

۲-۱-۳. میدان نفتی «انتظار»[4]

این میدان توسط شرکت «اکسیدنتال»[5] در دهه شصت میلادی در لیبی کشف شد. سنگ مخزن این میدان از نوع سنگ آهکی با درجهٔ نفوذپذیری حدود ۲۰۰ میلی دارسی است که حاوی نفت سبک است و به وسیله «آب‌رانی» طبیعی مخزن، نفت تولید می‌شود. از سال ۱۹۸۰ تا چند سال پیش روزانه ۱۰۰ میلیون پای مکعب گاز به این میدان تزریق می‌شد[6]. مطالعات انجام شده بر روی این مخازن نشان می‌دهد که میزان بازیافت نفت از بخش آب‌رسانی مخزن حدود ۵۰ تا۵۵ و میزان بازیافت نفت از بخش گازی آن حدود ۷۰ تا ۷۵ درصد می‌باشد. به عبارت دیگر میزان بازیافت نفت به وسیلهٔ گاز بین ۱۵ تا ۲۵ درصد بیش از آب است.

---

1. Ghawar
2. Aramco

۳. این کانال‌ها را اصطلاحاً Super K می‌گویند.

4. Intezar
5. Occidental

۶. به مقاله شماره ۵ مراجعه شود.

٤-۱-۲. میدان نفتی «لیک ویو»[1]

این میدان در ایالت کالیفرنیای آمریکا قرار دارد و در سال ۱۹۱۰ کشف شد و در سال ۱۹۳٤ به تولید رسید.سنگ مخزن آن از نوع سنگ ماسه‌ای و میزان آب اشباع اولیه آن حدود ۲۵ درصد است. میزان نفوذپذیری آن حدود ۲ دارسی است. تولید نفت این میدان تحت جریان ریزش ثقلی و بدون تزریق گاز صورت گرفته است[2].

فشار اولیه مخزن از حدود ۱٦۰۰PSI به حدود ۲۰۰PSI کاهش پیدا کرده ولی ضریب بازیافت به بیش از ۷۷ درصد افزایش یافته است. ضریب بازیافت این میدان شبیه میدان انتظار لیبی است. میزان نفت درجای این مخزن حدود ٦۰ میلیون بشکه بوده و حدود ۲۵۰ حلقه چاه در آن حفر شده است و لذا میزان نفت درجای این مخزن به نحو دقیقی شناخته شده است.

۵-۱-۲. میدان نفتی «فهود»[3]

این میدان نفتی شکاف‌دار، بخشی از حوزهٔ عملیاتی شرکت «شل» در کشور عمان است. سنگ مخزن این میدان از نوع آهکی است و حاوی نفت سبک است. در این میدان بیش از ۱۵ سال آب تزریق می‌شد، ولی میزان موفقیت آن بسیار کم بود. در حقیقت حجم زیادی از آب تزریق شده، از چاه‌های مجاور برداشت می‌شد. به همین دلیل شرکت «شل» تزریق آب به این میدان نفتی را از سال ۱۹۸۷ متوقف کرد[4]. دلیل عمدهٔ پایین‌تر بودن بازیافت نفت به وسیله گاز در این میدان (حدود ٦۰ درصد- در مقایسه با میادین نفتی لیک ویوی امریکا و انتظارِ کشور لیبی) نفت‌دوست بودن سنگ مخزن این میدان است.

---

1. Lakeview Pool

۲. به مقالات شماره ٤٤ و ٤۸ مراجعه شود.

3. Fahud

٤. به مقاله شماره ۳۹ مراجعه شود.

٦-۱-۲. میدان نفتی هفتکل[1]

فرآیند دوگانهٔ جابه‌جایی با آب و گاز فرآیندی جدید و منحصر به فرد بود که برای اولین بار در تاریخ صنعت نفت جهان مهندسان شرکت ملی نفت ایران در سال ۱۹۷۲ در میدان نفتی هفتکل طراحی کردند و علی‌رغم مخالفت اولیه اعضای کنسوسیوم، در سال ۱۹۷٦ به مرحله اجرا درآمد.

تا قبل از شروع تزریق گاز، میزان تولید از این میدان حدود ١٤ هزار بشکه در روز بود. این میزانِ تولید پس از تشکیل ستون نفتی در مخزن، به ٤٠ هزار بشکه در روز رسید. ارتفاع ستون نفتی نیز از ۱۳۰ پا، قبل از شروع تزریق گاز، به حدود ٤٠٠ پا پس از تزریق گاز افزایش یافت. از زمانی که ستون نفتی به وضعیت پایدار خود رسید نزدیک به ۲۰۰ میلیون بشکه نفت تا کنون از این میدان نفت استخراج شده است. بازدهی نفتِ ناشی از تزریق گاز، بیش از ۲۸ درصد برآورد می‌شود.

به طور کلی میدان نفتی هفتکل از فشار اولیهٔ کمی (معادل ١٤٢٠PSI) برخوردار است و افزایش بازیافت نفت شامل افزایش فشار مخزن و اختلاف بین ضریب بازدهی «نفت - گاز» و «نفت - آب» می‌شود که در اثر تزریق گاز انجام گرفته است.

این فرآیند دوگانهٔ جابه‌جایی نفت، ابتداء با آب و سپس توسط گاز - که برای اولین بار در میدان نفتی هفتکل تجربه شد - در لیبی، آمریکا، چین، اندونزی، خاورمیانه و سایر کشورهای جهان به کار گرفته شده است.

در این فرآیند که در میدانهای نفتی «آب رانده شده»[2] به کار گرفته شده است، گاز به مخزنی که آب حجم زیادی از آن را فرا گرفته تزریق می‌شود. با تزریق گاز و افزایش فشار مخزن، ستون نازک نفت باقیمانده را تا جایی که ممکن است به پایین می‌رانند و در نتیجه گاز، جایگزین آب و نفت می‌شود. این فرآیند جابه‌جایی نفت با گاز نشان داد که بدون هیچ تردیدی گاز جانشین بهتری برای آب است و استفاده از آن به بازیافت نفت بیشتری منجر می‌شود.

---

1. Haft Kel (به مقالات شماره ٤١ و ٤٥ مراجعه شود)
2. Water-invaded

۷-۱-۲. میدان نفتی «هندیل»[1]

این مخزن از جنس سنگ ماسه‌ای در فلات قاره کشور اندونزی با میانگین نفوذپذیری یک دارسی است. تولید از این میدان - چه به صورت «آب‌رانی طبیعی» و چه به وسیله تزریق آب - تا سال ۱۹۹۵ ادامه داشت تا آنکه آب به نزدیکی تاج مخزن رسید. از آن زمان تا کنون ابتداء گاز و فعلاً هوا به داخل مخزن تزریق می‌شود تا آبِ همراه با نفت را به پایین براند و نفت باقیمانده از این طریق به دست آید. این اقدام، تقلیدی از همان فرآیند جایگزینی دوگانه است که حدود ۲٦ سال قبل در ایران به مورد اجراء گذارده شد.

این پروژه پس از انجام تحقیقات آزمایشگاهی نشان داد[2] که از طریق فرآیند جابه‌جایی دوگانهٔ نفت توسط آب و سپس گاز، می‌توان نفت بیشتری استحصال کرد. به همین دلیل شرکت توتال بر آن شد تا سرمایه‌گذاری قابل ملاحظه‌ای را در این پروژه انجام دهد. در حال حاضر پس از گذشت ۵ سال از شروع این پروژه، نتایج به دست آمده در مورد این مخزن، همان رفتاری را نشان داده است که پیش‌بینی می‌شد.

بنابراین، این اصل که تزریق گاز در مقایسه با آب در جابه‌جایی نفت، بهره‌وری بیشتری دارد تأیید شده است، یعنی با تزریق گاز بخش قابل ملاحظه‌ای از نفت اشباع باقیمانده در سنگ مخزن را که آب نتوانسته است آن را جا به جا کند، می‌توان تولید کرد.

۸-۱-۲. میدان نفتی «ابکتون»[3]

یک مخزن نفتی شکاف‌دار با «سنگ مخزن حفره‌دار»[4] در فلات قاره مکزیک قرار دارد. مطالعه این مخزن نشان می‌دهد در ناحیه‌ای که آب‌رانی داشته، میزان بازیافت نفت حدود ۲۰ درصد بوده است. چنانچه حفره‌های در تماس با بلوکهای ماتریسی را در نظر نگیریم این مقدار به ۱۵/۷ درصد کاهش خواهد یافت، که با بخش آب‌رانی میدان کم فشار هفتکل همخوانی دارد.

---

1. Handil (به مقالات شماره ۷، ۲۱، ۳۳ و ۵۱ مراجعه شود)

۲. به مقالات شماره ۷ و ۳۲ مراجعه شود.

۳. Abkatun - به مقاله شماره ٤۰ مراجعه شود.

4. Vugs

باید اضافه کرد که میزان بازیافت نفت در میدان نفتی هفتکل از طریق آب‌رانی حداکثر معادل ۱۷ درصد نفت درجا است. اکنون برنامه‌ریزی شده است که گاز طبیعی یا گاز ازت به این مخزن تزریق شود تا نفت اضافی موجود در ناحیه آبی این میدان که آب نتوانسته آنرا جابه‌جا نماید، بازیافت شود.

۹-۱-۲. تزریق گاز به میدانهای «مایلزسیکس پول»[۱] و «هاوکینز»[۲] در امریکا، «LL-۳۷۰»[۳] در ونزوئلا، «لانس گریک سان دانس»[۴]، «بروک هاون»[۵] و «ویل کاکس»[۶]، «هی بیگ»[۷]، «سیدار لیک»[۸] و «رالی»[۹] در امریکا و «آفین سینا»[۱۰] در ونزوئلا

از معدود میدانهای قدیمی به شمار می‌روند که در وضعیتهای مختلف با تزریق گاز به جای آب از نفت بازیافتی قابل توجهی برخوردار بوده‌اند.

۱۰-۱-۲. «دکسترا»[۱۱]

دکسترا در مقاله‌ای، تاریخچه چندین مخزن از جنس سنگ ماسه‌ای آب‌دوست را ذکر کرده است که با ریزش ثقلی بین گاز و نفت، ضریب بازیافتی بیش از ۷۰ درصد داشته‌اند. این رقم بازیافت نفت با ارقام ذکر شدهٔ پیشین مطابقت کامل دارد.

---

۱. Miles Six Pool ـ به مقاله شماره ۱ مراجعه شود.
۲. Hawkins ـ به مقالات شماره ٤، ۲۵ و ۲۶ مراجعه شود.
۳. LL-370 ـ به مقالات شماره ۱۳ و ۳٤ مراجعه شود
٤. Lance Greek Sundance ـ به مقاله شماره ۱٤ مراجعه شود.
۵. Brook Haven ـ به مقاله شماره ۲۰ مراجعه شود.
٦. Wilcox ـ به مقاله شماره ۲۳ مراجعه شود.
۷. Hibig ـ به مقاله شماره ۲٤ مراجعه شود.
۸. Cedar Lake ـ به مقاله شماره ۲۹ مراجعه شود.
۹. Raleigh ـ به مقاله شماره ۳۵ مراجعه شود.
۱۰. Offincina ـ به مقاله شماره ۵۵ مراجعه شود.
۱۱. Dykstra, H ـ به مقاله شماره ۱۲ مراجعه شود.

مثالهای فوق به روشنی حاکی از آن است که بهترین و بالاترین بازیافت نفت به وسیله آب از ۵۰ یا احتمالاً ۵۵ درصد بیشتر نخواهد بود، در صورتی که بازیافت نفت به وسیله گاز به حد ۷۸ درصد نیز می‌رسد. این امر ثابت می‌کند که تزریق گاز در مخازن تک تخلخلی نیز، بهترین روش برای بازیافت نفت است.

پس از فرآیند موفق تزریق دوگانه در میدان نفتی هفتکل، تاکنون چندین پروژهٔ دیگر در سطح جهان براساس این روش انجام شده است. تزریق هوا به مخازن نفتی جابه‌جا شده توسط آب، مانند «هورس کریک»[1] در ایالات متحده امریکا و «یان لینگ»[2] در چین، تزریق گاز و هوا به میدان هندیل[3] در اندونزی و تزریق گاز به میدان ابوالبخوش در ابوظبی، مثالهای خوبی از این فرآیند بازیافت نفت است.

۲-۲. سایر تجربه‌های آزمایشگاهی

علاوه بر بررسی میدانهای فوق، چندین تجربهٔ آزمایشگاهی با به کار بردن گاز، هوا و گاز ازت به عنوان مایعات جایگزین، بر روی قطعات کوتاه و بلند سنگهای ماسه‌ای انجام گرفته که نتایج بعضی از آنها به شرح زیر است:

۱-۲-۲. آزمایش «ترویلگر و همکاران»[4]

این پژوهشگران، ستونی از ماسه فشردهٔ غیرهمگن به ارتفاع ۱۳ پا را با آب نمک اشباع کردند و سپس هوا را با سرعتهای مختلف در آن تزریق نمودند. آنان ابتداء با سرعتی معادل ریزش ثقلی و سپس با افزایش سرعت تزریق، آزمایشهای مختلفی را انجام دادند. این آزمایشها نشان داد که جابه‌جایی سیال مذکور، تابعی از سرعت تزریق است و در صورت تزریق با سرعتی معادل ریزش ثقلی بالاترین بازده به دست می‌آید. ضریب بازیافت مایع از

---

۱. Horse Creek ـ به مقاله شماره ٦ مراجعه شود.

2. Yan Ling

۳. Handil ـ به مقالات شماره ۷، ۳۱، ۳۲، ۳۹، ٤٦، ۵۱ مراجعه شود.

٤. Terwilliger, *et al* ـ به مقاله شماره ۵۲ مراجعه شود.

۷۵ درصد با سرعتی معادل ریزش ثقلی به ۳۵ درصد در سرعت بسیار بالای تزریق هوا (روش جابه‌جایی به طرف جلو) کاهش پیدا کرد.

ضریب بازیافت مایع با سرعتی معادل ریزش ثقلی در این آزمایشها با آنچه در مخازن نفتی به صورت فیزیکی اتفاق می‌افتد مشابهت دارد.[۱]

۲-۲-۲. آزمایش «دو موره»[۲]

دو موره از چندین ستون ماسهٔ فشردهٔ یکدست به ارتفاع ۱/۵ پا - که با آب و نفت اشباع شده بود - استفاده کرد. بدین ترتیب هریک از ستونها حاوی حدود ۱٤ درصد آب و حدود ۸٦ درصد نفت به طور یکنواخت بودند. او سپس این ستون را در ظرفی عمودی و تحت شرایط فشار اتمسفر قرار داد و در زمانهای مختلف محتوی قطعات ۵ سانتیمتری از آن را آزمایش کرد. نتایج نشان داد که میزان نفت اشباع شدهٔ باقیمانده در آن قطعات، پس از حدود ۳۰۰ ساعت تقریباً به صفر تنزل یافت. این مطالعات با استفاده از دو نوع نفت که یکی از آنها بر روی آب - پخش[۳] و دیگری، غیر پخش بر روی آب[٤] بود انجام گرفت. همچنین میزان نفت اشباع باقیمانده در حالت دوم، حدود ۱۰ درصد بالاتر از حالت اول در همان زمان بود.

۲-۲-۳. آزمایشهای تخلیه نفت با روش گرانروی توسط انستیتو نفت فرانسه[۵]

این آزمایشها مشابه وضعیت مخزن آغاجاری طراحی شد و سه آزمایش تخلیه نفت با روش گرانروی تحت دو فشار مختلف را شامل می‌شد. آزمایش سوم اندازه‌گیری تخلیه به روش گرانروی تحت فشار ۱۰۰۰PSI بود و هنگامی که این آزمایش به نتیجه نهایی نزدیک شد فشار آن به ۳٦۰۰PSI افزایش داده شد.

---

۱. به مقالات ۵، ۱۱ و ٤۸ مراجعه شود.

۲. Dumore ـ به مقاله شماره ۱۰ مراجعه شود.

3. Spreading
4. Non-Spreading

۵. IFP ـ به مقاله شماره ٤۲ مراجعه شود.

سنگ مورد استفاده در این آزمایشها دارای نفوذپذیری حدود ۱۱۰ میلی‌دارسی و میزان اشباع آب آن حدود ۱۵ درصد بود. همچنین از نفت و گاز مخزن آغاجاری در نقطهٔ اشباع ۱۰۰۰PSI و فشار ۳٦۰۰PSI و حرارت ۱۵۸ درجه فارنهایت استفاده شد. ضریب بازیافت حاصل از آزمایش فوق به ترتیب ۵۰ درصد و ٦۲/۵ درصد برای فشارهای ۱۰۰۰PSI و ۳٦۰۰PSI بوده است.

هدف اصلی این اندازه‌گیریها بررسی اختلاف افزایش ضریب بازیافت نفت بر اثر تغییر فشار از ۱۰۰۰PSI به فشار اولیهٔ مخزن، یعنی ۳٦۰۰PSI بود. این آزمایشها نشان داد که میزان نفت اشباع شدهٔ باقیمانده معادل ۳۳/٤ تا ۳٤/۲ درصد به ترتیب برای فشارهای ۱۰۰۰PSI و ۳٦۰۰PSI بوده است. احتمال دارد درصد اشباع نفت باقیمانده در این آزمایشها کمی پایین‌تر از میزان واقعی آنها در مخازن شکاف‌دار آهکی باشد.

برای پیاده کردن نتایج فوق در مقیاس واقعی مخازن نفتی[1] - مثلاً برای میدان نفتی آغاجاری - باید منحنی نسبت فشار موئینگی ناحیهٔ نفتی این میدان را با منحنی فشار موئینگی به کار برده شده در مطالعات آزمایشگاهی مقایسه کرد. البته باید دقت شود که میانگین ارتفاع بلوکهای سنگ مخزن آغاجاری حدود ۱۵ فوت و سنگ آن غالباً از نوع نفت دوست است. استفاده از نفت اصلی مخزن در مغزه‌ها و نگهداری آن به مدت طولانی باعث تبدیل شدن نمونه سنگ مخزن از آب‌دوست به تقریباً نفت‌دوست می‌شود. به این فرآیند اصطلاحاً «عمر دادن»[2] می‌گویند.

٤-۲-۲. آزمایشهای سروش و سعیدی[3]

در این کار آزمایشگاهی ازسنگ مخزن واقعی یکی از مخازن سنگ آهک کشور و مایعات واقعی درون آنها استفاده شد. این مطالعات آزمایشگاهی در وضعیت فشار مخزن

1. Upscaling
2. Aging

۳. به مقاله شماره ٤۹ مراجعه شود.

۴۲۰۰PSI، حرارت ۱۵۹ درجه فارنهایت و فشار «سربار»[1] ۶۰۰۰PSI انجام شد و «گاز متعادل»[2] با سرعتهای متفاوت در سنگ نمونه تزریق شد.

هنگامی که سرعت تزریق از ۸CC در ساعت به حدود ۱CC در ساعت کاهش پیدا کرد، درصد بازیافت نفت نیز از حدود ۶۰ درصد به ۷۵ درصد رسید. این اختلاف ضریب بازیافت نفت، دستاوردهای آزمایشهای قبلی را تأیید می‌کند.

۵-۲-۲. آزمایشهای فشار موئینگی توسط انستیتو نفت فرانسه[3]

در طول دهه هشتاد، دانش جابه‌جایی نفت به وسیله تزریق سیالات مختلف، بهبود بیشتری پیدا کرد. این توسعهٔ علمی، مواردی از قبیل تجزیه و تحلیل بازیافت نفت از مخازن مختلفِ تقریباً همگنِ آب‌دوست در کشورهای مختلف جهان، در اثر جا به جایی آب یا گاز و یا انجام فرآیند جابه‌جایی دوگانه در اثر ریزش ثقلی در سنگهای مخزنی با نفوذپذیری کم را شامل می‌شود.

بر اساس اطلاعات فوق، انستیتو نفت فرانسه پروژه‌ای را به مرحله اجراء درآورد و نشان داد که چرا جابه‌جایی نفت توسط گاز در مقایسه با جابه‌جایی نفت توسط آب از بهره‌وری بیشتری برخوردار است.

در این آزمایش چند نمونه از سنگ مخزنهای متفاوت با نفوذپذیری‌های مختلف انتخاب گردید و میزان نفت اشباع شدهٔ باقیمانده در هریک از نمونه‌ها با روش «صفحهٔ متخلخل[4]» اندازه‌گیری شد. روشهای کاربردی با استفاده از «هوا ـ نفت»، «هوا - آب»، «نفت - آب» و بالاخره «جیوه - هوا» در معدودی از نمونه‌ها مورد آزمایش قرار گرفت.

---

1. Over-burden Pressure

۲. Equilibrium Gas - به معنای مشابه گاز حل شده در نفت.

۳. I.F.P ـ به مقاله شماره ۲۸ مراجعه شود.

4. Porous Plate

این آزمایشها به روشنی نشان داد که آب باقیمانده در سیستمِ گاز - آب در حدود $\frac{1}{2}$ آن در سیستمِ آب - نفت است. همچنین نفت باقیمانده در سیستم گاز - نفت به نسبت قابل ملاحظه‌ای پایین‌تر از نفت باقیمانده در سیستمِ آب - نفت می‌باشد.

۶-۲-۲. آزمایشهای «بوچار»[1]

بوچار از روش گریز از مرکز و با استفاده از نمونه‌ای با قابلیت نفوذپذیری کم، آزمایشهای مشابهی را انجام داد. او در این آزمایشها علاوه بر استفاده از سیالات «آب ـ نفت»، «آب ـ هوا» از «آب نمک - نفت» و «آب نمک - هوا» نیز استفاده کرد تا اثر آب نمک را در مقایسه با آب خالص نشان دهد. او به همان نتیجه‌ای رسید که انستیتو نفت فرانسه به آن دست یافته بود.

به هر صورت ترکیب «آب نمک ـ نفت» و «آب نمک ـ هوا» به طور نسبی اشباع کمتری در مقایسه با سیستمهای «آب ـ نفت» و «آب ـ هوا» دارد.

اندازه‌گیریهای کشش سطحی بین «نفت ـ آب» و «آب نمک ـ نفت» همچنین بین «آب ـ هوا» و «آب نمک - هوا» اختلافات بسیار ناچیزی را بین هریک از جفتهای فوق نشان داده است.

می‌توان نشان داد که باقیماندهٔ اشباع آب یا آب نمک در «آب ــ نفت» و «آب نمک ـ نفت» به ترتیب دو برابر بیش از «گاز ـ آب» و «گاز ـ آب نمک» است.

۷-۲-۲. آزمایشهای «هاگورت»[2]

در این آزمایشها نمونه‌های سنگ مخزن با نفوذپذیری بین دو دارسی تا چند میلی دارسی که با حداقل آب و مابقی از نفت اشباع شده بود، به انجام رسید. در خلال آزمایش گریز از مرکز موقعی که این مخلوط به وسیله هوا جابه‌جا می‌شد، بخشی از آب موجود در مغزه نیز

---

۱. Bouchar - این اطلاعات آزمایشگاهی که در آزمایشگاه «کانوکو» انجام شده بود به وسیله نامبرده در اختیار نگارنده قرار گرفت.

۲. Hagoort ـ به مقاله شماره ۱۸ مراجعه شود.

استحصال شد. آب استحصال شده نشانگر آن است که حتی میزان حداقل آب اشباع همراه با نفت هنگامی که گاز وارد خلل و فرجها می‌شود نیز کاهش می‌یابد.

این نوع رفتار به صورت فیزیکی در مخازن واقعی[1] هم دیده شده است. آب تولیدی در این مخزن تحت جریان رانش وزنی گاز و نفت در عمق بسیار بالاتری از سطح اولیه آب و نفت عملاً بهره‌برداری شده است، به نحوی که در مقاله مربوط به این میدان که در سال ۱۹۵۰ به چاپ رسیده از آن به عنوان آبی که از محل نامعلومی سرچشمه گرفته نام برده است.

۸-۲-۲. تزریق گاز ازت درلایه‌های آب دوست «استت فورد»،[2] میدان نفتی «برنت»[3] دریای شمال

این تجربه آزمایشگاهی و تجارب مشابه آن تأیید می‌کند که تزریق گاز ازت قادر است نفت باقیمانده‌ای را که در اثر آب‌رانی به حالت بی‌حرکت رسیده است جمع‌آوری کند و آن را قابل بهره‌برداری نماید.

در طول این فرآیند، گاز ازت تزریقی درصدی از ترکیبات سبک نفتی را تبخیر می‌کند که حاصل آن بازیافت کمتر نفت خواهد بود. در صورتی که اگر در آزمایشهای فوق، گاز هیدروکربوری به کار می‌رفت، نفت بیشتری به دست می‌آمد.

تجارب آزمایشگاهی فوق که تنها نمونه‌هایی از تجربیات فراوان در این زمینه است به روشنی نشان می‌دهد که در وضعیت تخلیه به وسیله ریزش ثقلی، جابه‌جایی گاز با نفت در مقایسه با آب، بهره‌وری بیشتری دارد و این امر، مشاهدات عینی را در میدانهای نفتی تأیید می‌کند.

اختلاف عملی بازیافت نفت در این دو فرآیند حدود ۱۵ تا ۲۵ درصد است. اگر مخازن نفتی، آب‌دوست باشند جابه‌جایی نفت توسط گاز بسیار بالاتر از

---

۱. به مقاله شماره ۳۸ مراجعه شود.

2. Statfjord
3. Brent

جابه‌جایی آن با آب است؛ به نحوی که درصد باقیمانده اشباع نفت توسط گاز می‌تواند تا نزدیک به صفر کاهش یابد.

در مخازن نفتیِ نفت دوست سنگ آهکی(به عنوان مثال عموم مخازن نفتی سنگ آهکی ایران) بازیافت نفت از طریق تزریق آب حتی پایین‌تر از تخلیهٔ طبیعی نفت از همان نوع مخازن ولی آب دوست است. مطالعاتی که مؤسسه «کورلب»[1] در مورد میدان گچساران در سال ۱۹۷۴ انجام داد نشان داده است که تخلیهٔ طبیعی این میدان در مقایسه با تزریق آب در آن، بازیافت نفت بیشتری خواهد داشت.

علت اینکه تزریق گاز در مقایسه با آب، بهره‌وری بیشتری به همراه دارد پایین‌تر بودن میزان باقیمانده نفت در سنگ مخزن از طریق گاز در مقایسه با آب است. در ذیل به برخی از علل این موضوع اشاره می‌شود:

الف- کشش سطحی بین نفت و گاز به مراتب پایین‌تر از کشش سطحی بین آب و نفت است. به عنوان مثال در مخزن نفتی آغاجاری با تزریق گاز متعادل، کشش سطحی نفت در فشار نقطهٔ جباب ۳۶۵۰PSI، معادل دو «دین»[2] بر سانتیمتر است؛ در صورتی که کشش سطحی بین آب و نفت در همان وضعیت در حدود ۳۰ دین بر سانتیمتر خواهد بود. این موضوع نشان می‌دهد که نفوذ گاز به خلل و فرجهای ریزتر سنگ مخزن ۱۵ برابر بهتر از نفوذ آب است.

ب- گازهای هیدروکربوری و گاز ازت یا هوا در مقایسه با «آبِ دو قطبی»[3] در مقایسه با نفت، دارای نیروی دافعه بیشتری است. این امر باعث می‌شود که گازها دارای «فشار واگرایی»[4] (نیروهای بین مولکولی) بیشتری باشند. هرچه فشار واگرایی بیشتر باشد ضخامت «لایه بسیار نازک»[5] نفت بر روی سطح داخلی سنگ مخزن نیز تقلیل بیشتری می‌یابد.

---

1. Core Lab
2. Dyne = 10^{-6} BAR
3. Polar System
4. Disjoining Pressure
5. Film Thickness

ج- تزریق گاز در مخازن اشباع نشده، باعث «افزایش ضریب انبساط حجمی»[1] نفت می‌شود در حالی که تزریق آب به این مخازن هرگز این توانایی را ندارد. نفت منبسط شده به وسیله تزریق گاز، ضریب بازیافت نفت مخزن را به میزان قابل ملاحظه‌ای افزایش می‌دهد. به عبارت دیگر حجم باقیمانده نفت اشباع شده با گاز تزریقی در مخزن در مقایسه با حجم نفت اولیه، دارای گازِ محلول بیشتری است. بنابراین هر میزان که فشار مخزن نفت بالاتر باشد، باعث حل شدن بیشتر گاز در نفت همراه با انبساط بیشتر نفت خواهد شد. این فرآیند طبعاً کمک بیشتری به استحصال نفت می‌کند.

د- تزریق گاز در مخزن، باعث کاهش خصوصیت «گرانروی»[2] نفت در مخزن می‌شود؛ در نتیجه سرعت جریان نفت را از بلوکهای ماتریسی به درون شکافها افزایش می‌دهد. ضمن آنکه موجب افزایش میزان تولید چاههای نفتی نیز می‌شود.

هـ - در صورت تزریق گاز خشک به مخزن، حجم زیادی از میعانات گاز نیز هنگام تولید آن، به دست خواهد آمد.

ممکن است این سؤال پیش آید که اگر بازیافت نفت از طریق آب در مقایسه با تزریق گاز تا این اندازه پایین‌تر است چرا در سطح جهان، تعداد زیادی پروژه‌های تزریق آب به مخازن نفتی به اجراء در می‌آید. دلایل تزریق آب به مخازن مختلف نفت به شرح زیر است:

الف- تزریق آب به مخازن، ارزان‌تر از تزریق گاز است.

ب- حجم گاز موجود غالباً برای تزریق کافی نیست.

ج- در برخی از کشورهای تولیدکننده گاز، برای فروش گاز، بازار خوبی وجود دارد و این امر می‌تواند درآمدی نقدی نصیب فروشندگان آن کند. به عنوان نمونه از گازهای حاصل از حوزه دریای شمال، ایالات متحده امریکا، مکزیک و اندونزی می‌توان نام برد. همچنین گاز در مقایسه با نفت به دلیل ارزش سهولت در کاربرد و آلودگیهای زیست محیطی کمتر، با قیمت بهتری به فروش می‌رود. در نتیجه صاحبان گاز را از سرمایه‌گذاریهای بالا جهت تزریق آن باز می‌دارد.

---

1. Formation Volume Factor
2. Viscosity

د- تزریق آب عموماً در مخازن تخلخلی با استفاده از فرآیند «جابه‌جایی به طرف جلو» انجام می‌گیرد. با این روش تولید میدان را می‌توان با تزریق آب به طریق «جابه‌جایی به طرف جلو» افزایش داد ضمن آنکه ضریب افزایش تولید میدان نیز کاهش می‌یابد.

هـ - در صورت تزریق گاز، احتمال رسوب اسفالتین در مخازن نفتی وجود دارد.

و - سهل‌انگاری تولیدکنندگان به علت عدم آشنایی در مورد ارجحیت تزریق گاز در مقایسه با آب.

بحث دیگری که ممکن است مطرح شود این است که در غالب نمونه‌های مخازن نفت دوست، اندازه‌گیریهای فشار موئینگی منفی، حاکی از بازیافت نفت تا حد ۹۰ درصد از طریق فرآیند ریزش ثقلیِ آب ـ نفت است. برای اولین بار مجموعه‌ای از این قبیل اندازه‌گیریها، از نمونه‌های مخزن آغاجاری تحت شرایط مخزن، در آزمایشگاه شرکت «اسو»[1] در فرانسه انجام شد. نتایج این آزمایشها را سعیدی در گزارشی جمع‌آوری کرده است.[2]

به طور مثال، منحنیهای فشار موئینگی در مخازن نفت دوست نشان می‌دهد که در فشار موئینگی حدود ۳PSI در یکی از بلوکهای ماتریسی مخزن به ارتفاع ۱۵ فوت و اختلاف فشار ۰/۲PSI، [3] به ازای هر پا ارتفاع، می‌توان به اشباع نفت باقیمانده‌ای حدود ۱۵ درصد رسید.

به بیان دیگر، در چنین مخازنی باید بتوان با تزریق آب به ضریب برداشت ۸۲ درصدی دست یافت؛ در حالی که نفت اشباع اندازه‌گیری شده در زیر سطح اولیهٔ آب - نفت مخازن نفتی ایران - که صدها هزار سال همجوار یکدیگر بوده‌اند - بیش از ۷۰ درصد است. این تناقض واقعی دلایل خاصی دارد که خارج از موضوع این مقاله است. لذا پایین بودن باقیمانده اشباع نفت در وضعیت آزمایشگاهی، مؤید آنچه به طور عینی در مخزن اتفاق می‌افتد نیست و شواهد فیزیکی، مراتب فوق را تأیید نمی‌کند.

---

1. Esso

۲. به منبع شماره ٤۲ مراجعه شود.

3. Pressure Gradient, psi/ft

نتیجه‌گیری کلی از مباحث فوق نشان می‌دهد که در وضعیت ریزش ثقلی، خاصیت جابه‌جا نمودن نفت توسط گاز در مقایسه با جایگزین کردن آب به جای نفت – در هر وضعیتی – از بهره‌وری بالاتری برخوردار است.

۳. مهم‌ترین عوامل اقتصادی بازیافت نفت از مخازن نفتی ایران کدام‌اند؟

پاسخ به این سؤال تاحدودی در مطالب بالا بیان شد؛ بدین‌ترتیب که در بهره‌برداریِ ثانویه از مخازن نفتی، بدون تردید تزریق گاز بهتر از آب عمل می‌کند.

به منظور تکمیل این مبحث لازم است روشهای افزایش برداشت (I.O.R)[1] مورد بررسی قرار گیرد. تا جایی که این موضوع به تولید از مخازن نفت ایران مربوط می‌شود، این روشها را می‌توان به گروههای زیر تقسیم کرد:

- تزریق گاز غیرامتزاجی.
- تزریق گاز امتزاجی.
- تزریق آب توان یافته.
- حفاری افقی و بهبود تجهیزات روی زمینی.

۳-۱. تزریق گاز غیرامتزاجی

تزریق گاز غیرامتزاجی گونه‌های مختلف گاز را شامل می‌شود، مانند گاز غنی شده، گاز متعادل، گاز خشک، گاز ازت خالص و ناخالص، هوا، گازکربنیک و غیره؛ ولی بیشتر آزمایشها تقریباً بر روی گاز متعادل، گاز خشک، گاز ازت خالص و ناخالص و هوا انجام شده است.

کلیه موارد فوق می‌توانند به دو بخش تزریق گاز هیدروکربوری و تزریق گاز غیرهیدروکربوری تقسیم شود. این دو بخش به شرح زیر بیان می‌شوند:

1. Improved Oil Recovery

۱-۱-۳. تزریق گاز هیدروکربوری

نفت موجود در مخازن شکاف‌دار به دو بخش متمایز تقسیم می‌شود که شامل شکافها و بلوکهای ماتریسی است. در عین حال وجود حفره‌ها یا شکافهای کوچک، تقسیم‌بندی جدیدی در درون بافت مخزن ایجاد نمی‌کنند. بدین‌ترتیب اگر حفره‌های کوچک به شکافهای اصلی متصل باشند، این حفره‌ها نیز جزئی از شکافها محسوب می‌شوند و اگر از طریق خلل و فرجها در داخل سنگها متصل باشند جزئی از بلوکهای ماتریسی محسوب می‌شوند.

جابه‌جا نمودن نفت موجود در شکافها، مشکل اصلی نیست؛ زیرا این عمل را می‌توان به وسیله آب یا گاز انجام داد. مشکل اصلی از آنجا ناشی می‌شود که بتوان با استفاده از سازوکارهای لازم، ضریب بازدهی جابه‌جایی نفت را از بلوکهای ماتریسی با نفوذپذیری کم، بالا برد.

قبلاً نیز گفته شد که تزریق گاز در مخزن با هدف نگهداری یا افزایش فشار مخزن، موجب کاهش «کشش سطحی»[1] نفت و کاهش فشار موئینگی، افزایش ضریب انبساط حجمی نفت و کاهش گرانروی نفت مخزن می‌شود. ولی بحثی از ترکیب گاز تزریقی مطرح نبوده است. بنابراین گاز تزریقی می‌تواند گاز متعادل با نفت مخزن یا گاز خشک (بیش از ۷۵ درصد متان، C_1)، گاز ازت خالص و یا هوا باشد. در مورد تزریق گازهای غیرمتعادل یا متعادل به «مخازن زیراشباع»[2] یا تزریق گازهای غیرهیدروکربوری، به منظور اطمینان از اینکه گازهای مذکور در اختلاط با نفت مخزن به علت رسوب اسفالتین، موجب بسته شدن خلل و فرج سنگ مخزن و جریان نفت نشوند، می‌بایست مطالعات لازم صورت پذیرد.

همان طور که قبلاً نیز گفته شد تزریق گاز موجب پایین آمدن کشش سطحی نفت و افزایش ضریب انبساط حجمی نفت می‌شود. از نظر جابه‌جایی نفت به وسیله ریزش ثقلی، گاز خشک در مقایسه با گاز غنی شده و یا گاز متعادل، دارای وزن کمتری است که به

1. Interfacial Tension
2. Undersaturated

جریان جابه‌جایی نفت کمک می‌کند؛ در عین حال اثر انبساطی آن نیز کمتر از گاز متعادل یا غنی شده است.

سعیدی،[۱] دو فرآیند مخالف را با «شبیه‌سازی ترکیبی»[۲] با استفاده از یک بلوک ده پایی به وسیله مخلوطهای گاز متان خالص تا بیش از ۱۰ درصد پروپان محاسبه کرده است. بر اساس این یافته‌ها در یک مخزن نفتی با فشار درونی مشخص، تزریق گاز خشک یا متعادل به لحاظ میزان کشش سطحی نفت از یک طرف و اختلاف وزن مخصوص بین گاز و نفت از طرف دیگر، نتایج مشابهی به دست می‌دهد. بنابراین بازیافت نفت از طریق تزریق گاز خشک در یک مخزن شکاف‌دار تقریباً به همان اندازه‌ای است که با تزریق گاز متعادل حاصل می‌شود. این پدیده در مورد مخازنی که دارای کلاهک گازی هستند بیشتر مصداق دارد.

۱-۱-۱-۳. جابه‌جایی دوگانه نفت در مخازن نفتی پر شده از آب

نگارنده، این فرآیند تولید را برای اولین بار در سال ۱۳۵۱ پیشنهاد کرد که عملاً در میدان نفتی هفتکل با موفقیت به انجام رسید و از آن پس نیز در سایر میدانهای نفتی مشابه در جهان[۳] از جمله در اندونزی،[۴] ایالات متحده امریکا[۵]، خلیج‌فارس، چین و مکزیک[۶] به کار گرفته شد.

از میان مخازن نفتی ایران نمونه‌های مختلفی انتخاب شد که از بین آنها بهترین نمونهٔ انتخاب شده، می‌توان به سازند آسماری اهواز[۷] و سازند عرب سلمان[۸] اشاره کرد.

---

۱. به مقاله شماره ٤٢ مراجعه شود.

2. Compositional Simulation

۳. به مقاله شماره ٤٥ مراجعه شود.

٤. به مقالات شماره ۷، ۳۱ و ۵۱ مراجعه شود.

۵. به مقالات شماره ٦ و ۵۰ مراجعه شود.

٦. به مقاله شماره ٤٠ مراجعه شود.

7. Ahwaz Asmari

8. Salman

در سازند آسماری اهواز یا مارون، چندین لایهٔ شنی وجود دارد که نفت آنها به وسیله آب با ضریب بازیافت حدود ٤٠ درصد جابه‌جا شده است. در اثر تزریق گاز در این لایه‌های شنی، ستون آب تا جایی که ممکن است به پایین رانده می‌شود و از نفت باقیماندهٔ موجود همراه با آب - که در معرض تماس با گاز قرار می‌گیرد - حدود ۲۵ درصد نفت اضافی را می‌توان استخراج نمود.

سازند نفتی عرب در میدان سلمان نیز برای این منظور انتخاب خوبی است. گاز مورد نیاز تزریقی را می‌توان از میدان «خوف[1]» که درست زیرسازند نفتی این میدان قرار دارد تأمین کرد.

در حقیقت شرکتهای «توتال - فینا - الف[2]» این فرآیند را در میدان ابوالبخوش[3] (مشترک با میدان سلمان) در طول ۱۰ سال گذشته انجام دادند و روزانه بیش از ۱۰۰میلیون پای مکعب گاز در میدان ابوالبخوش تزریق کردند.

۲-۱-۳. تزریق گاز غیرهیدروکربوری

به دلیل کمبود گاز هیدروکربوری (عمدتاً به علت استفاده در مصارف خانگی، صنایع و نیروگاههای حرارتی در بسیاری از کشورها) و با توجه به اینکه آب، مایع مناسبی برای تزریق نیست مطالعاتی برای استفاده از گازهای غیرهیدروکربوری صورت گرفته است.[٤]

جایگزینهای پیشنهادی، گازهای ازت خالص، ازت ناخالص، هوا و گاز کربنیک است. تزریق هر یک از این گازها دارای مزایا و معایبی است که مهم‌ترین آنها به شرح زیر است:

الف- قیمت تهیه گاز ازت خالص یا ناخالص از قیمت گاز هیدروکربوری کمتر است. هزینهٔ تهیه گاز ازت حدود ۵۰ سنت امریکایی و هزینه گاز ازت ناخالص حدود ۳۵ سنت برای هر هزار پای مکعب است.

---

1. Khoof
2. Total-fina-elf
3. Abolbokhoosh

٤. به مقالات شماره ٦، ۷، ۲۱، ۲۲، ۳٦، ۳۸، ٤٠، ٤٦ و ۵٠ مراجعه شود

ب- در حالت تزریق یا ترکیب هوا و گاز ازت، درجه حرارت مخزن به میزان قابل ملاحظه‌ای بالا می‌رود. این امر نه تنها باعث تزریق حجم کمتری گاز در مخزن می‌شود بلکه میزان گرانروی نفت را نیز کاهش می‌دهد و کاهش گرانروی به فرآیند جریان ریزش ثقلی و شاخص بهره‌دهی چاه کمک می‌کند. از طرف دیگر گاز کربنیکِ تولید شده باعث کاهش آثار منفی گاز ازت در بازیافت نفت می‌شود.

ج- یکی از مهم‌ترین معایب تزریق گاز ازت، کاهش حجم نفت (شور رفتن نفت) [1] مخزن و در نتیجه پایین آمدن ضریب انبساط حجمی نفت بر اثر تبخیر ترکیبات سبک نفت است. این مورد به ویژه در مخازن شکاف‌دار به نحو مؤثرتری انجام می‌شود.

برخی از مسائل اصلی در مطالعات آزمایشگاهی تزریق گاز ازت عبارت‌اند از:

الف- کلیهٔ مطالعات مربوط به تزریق گاز در نمونهٔ سنگهای تک تخلخلی با تراوایی‌های متفاوت انجام گرفته، لیکن در مورد مخازن شکاف‌دار انجام نشده است. در مخازن شکاف‌دار گاز تزریقی در درون شکافها جریان پیدا کرده و بلوکهای ماتریسی را احاطه می‌کند؛ بنابراین گاز تزریقی نسبت به زمانی که سنگ مخزن را احاطه و نفت موجود در بلوکها را جابه‌جا می‌کند سطح به مراتب بیشتری را نیز نسبت به مخازن تک تخلخلی در برمی‌گیرد.

ب- در مخازن شکاف‌دار ، گاز ازت تزریقی، جایگزین گاز موجود در بلوکهای ماتریسی می‌شود. این جابه‌جایی از طریق دو فرآیند انتشار گاز و جریان ریزش ثقلی بین دو گاز صورت می‌گیرد.

ج- در بسیاری از مخازن، آثار تزریق گاز ازت به داخل کلاهک گازی، مطالعه نشده است. انجام این مطالعات در مخازن شکاف‌دار، نتایجی متفاوت در مقایسه با مخازن تک تخلخلی خواهد داشت.

د- هنگامی که گاز ازت تزریقی با نفتِ موجود در بلوکهای ماتریسی مخلوط می‌شود درصد زیادی از ترکیبات سبک نفت مخزن تبخیر می‌شود. نتیجهٔ این امر شور رفتن نفت

1. Shrinkage

مخزن، افزایش گرانروی نفت، افزایش کشش سطحی (I.F.T) بین گاز و نفت و آثار منفی دیگر است. این آثار منفی در حالت وجود نفتِ سبک در مخزن یا در فشار بالای مخزن، جدی‌تر می‌شود.

هـ - تبخیر ترکیبات سبک نفت باعث تولید نفت سنگین‌تر می‌شود.

و - پس از تزریقِ حجم قابل ملاحظه‌ای گاز ازت در مخزن، گاز کلاهک مخزن، قابل استفاده برای فروش نیست مگر آنکه گاز ازت اضافی آن حذف شود.جدا نمودن گاز ازت از گازهای هیدروکربوری با استفاده از روش جذب معمول‌ترین روش موجود می‌باشد.

ز - بیشتر مخازن نفتی ایران دارای اسفالتین است. در صورتی که ترکیبی از گاز ازت با نفت مخزن باعث رسوب اسفالتین شود، تزریق گاز ازت به عنوان گاز تزریقی بسیار خطرناک است.

ح - قیمت گاز ازت خالص تحت فشار حدود PSI ۱۳۰۰ دو تا سه برابر گران‌تر از ارزش هوا تحت همان فشار است. در حال حاضر شرکت «پمکس[1]» برای هر هزار پای مکعب گاز ازت حاوی ۹۹درصد در فشار PSI ۱۳۰۰ گاز نزدیک به ۰/۵ دلار برای تحویل در سر چاه تزریقی می‌پردازد.

این شرکت روزانه حدود ۱/۲میلیارد پای مکعب گاز ازت به میدان منطقه دریایی «کان تارل»[2] تزریق می‌کند.

۱-۲-۱-۳. تزریق هوا یا تزریق گاز ازت غیرخالص

تجارب آزمایشگاهی نشان داده است که تزریق هوا در یک قطعه سنگ مرتفع تماماً جذب می‌شود. به بیان دیگر، اکسیژن موجود در هوا در طول کار آزمایشگاهی تولید نمی‌شود. لذا در صورتی که به جای تزریق گاز ازت خالص، از تزریق هوا که دارای مزایای گوناگونی است استفاده شود، به ویژه در مخازنی که حاوی نفت سنگین‌تری هستند، می‌توان از مزایایی به شرح زیر بهره‌مند شد:

1. Pemex
2. Cantarell

الف- وجود اکسیژن هوا در مخزن موجب سوختن تدریجی مقداری نفت می‌شود و درجه حرارت مخزن را بیش از ۱۰۰ درجهٔ سانتیگراد بالا می‌برد. این افزایشِ درجه حرارت، بستگی به میزان اکسیژن تزریقی دارد.

ب- به دلیل افزایش درجه حرارت مخزن، به حجم گاز کمتری برای تزریق نیاز است.

ج- افزایش درجه حرارت در مخزن، خصوصیت گرانروی نفت را کاهش می‌دهد و در نتیجه، فرآیند جریان نفت از بلوکهای ماتریسی و شاخص بهره‌وری چاهها بهبود می‌یابد.

د- فرآیند سوختن نفت، گاز کربنیک (CO_2) ایجاد می‌کند. این گاز تا حدودی آثار منفی گاز ازت را که در بالا به آن اشاره شد، کاهش می‌دهد. گاز کربنیک از دو منبع تولید می‌شود؛ یکی از سوختن نفت در درجه حرارت به نسبت پایین و دیگری از تأثیر حرارت حاصل بر روی سنگ آهک مخزن.

هـ - تزریق هوا در مقایسه با گاز، هزینهٔ بسیار پایینی دارد.

۲-۳. تزریق گاز امتزاجی

اصلی‌ترین معیار افزایش بازیافت نفت از بلوکهای ماتریسی مخازن، تقلیل کشش سطحی بین گاز تزریقی و نفت مخزن است. در اثر این فرآیند، نفت مخزن ممکن است متورم نیز بشود. به بیان دیگر، از وقتی که کشش سطحی بین نفت و گاز تزریقی در داخل بلوکهای ماتریسی، بسیار کم شود می‌توان به دنبال فرآیند امتزاجی گاز در مخازن بود. اما جابه‌جایی امتزاجی در مخازن شکاف‌دار، تنها در صورتی ممکن است که مایع تزریقی، توانایی «ممزوج شدن کامل»[1] با نفت را داشته باشد. در غیر این صورت، هنگامی که در یک بلوک ماتریسیِ نفتی، عمل امتزاج در بخش بالایی آن صورت گیرد، میزان گرانروی نفت در آن قسمت، کمتر از میزان گرانروی در بخش پایینی آن خواهد بود. در چنین وضعیتی، در قسمت بالای بلوک - که گرانروی کمتری دارد - نفت به جای حرکت در جهت عمودی،

1. First Contact Miscibility

از قسمتهای جانبی بلوک جریان می‌یابد. در اثر این امر، امکان ادامه فرآیند امتزاجی از بین می‌رود.

در این حالت در صورتی که معادل ۸۰ درصد حجم مخزن با مخلوطی از C_3-C_6 به مدت ۲۰ سال در مخزن تزریق شود می‌توان ۹۰ درصد نفت درجا را تولید کرد. به طوری که ملاحظه می‌شود این فرآیند بازیافت نفت، بسیار گران است و اجرای آن در مخازن شکاف‌دار از نظر اقتصادی مقرون به صرفه نیست؛ زیرا C_3-C_6 ارزشی بالاتر از قیمت نفت خام دارد.

در مخازنی که دارای فشار اولیهٔ بالایی هستند، نظیر میدان آغاجاری با فشار اولیه ۳٦٥۰PSI و دارای کشش سطحی بین گاز همراه و نفت در حدود ۲ دین بر سانتیمتر، بازیافت نفت به تبع تزریق گاز غنی‌تر، کمی بیش از گاز تعادلی خواهد بود.

بنابراین با صرفه‌ترین فرآیند اجرایی برای بازیافت نفت بیشتر از بلوکهای ماتریسی، تزریق گاز غیرامتزاجی است.

برای تزریق گاز غیرامتزاجی، گاز هیدروکربور یا گازهای ناخالص هیدروکربوری موجود در استان ایلام را می‌توان مورد استفاده قرار دارد. در این صورت با توجه به گاز مورد نظر و امکانات مالی، تزریق گاز به مخازن مختلف از اولویتهای عمومی زیر پیروی می‌کند:

الف- در مخازن «اشباع نشده»[1] عمل تزریق باید تا جایی که ممکن است در فشار بالاتر انجام شود؛ زیرا این مخازن در مقایسه با مخازنِ دارای کلاهکهای گازی، نیاز به حجم گاز تزریقی کمتری برای همان میزان بازیافت نفت دارد. گاز مورد نیاز جهت استحصال یک بشکه نفت در این مخازن در فشار ثابت، حدود ۲۵۰۰ پای مکعب است.

ب- در مخازنی که در حال تخلیهٔ طبیعی هستند، لازم است برای رسیدن به فشار اولیه آن، حجم گاز لازم در آنها تزریق شود. این نوع مخازن نیاز به حجم بیشتری گاز جهت استخراج یک بشکه نفت دارند.

---

۱. Under-saturated یعنی مخازنی که گاز بیشتری در نفت موجود آن حل می‌شود.

ج- در مخازنی که در حال تخلیه طبیعی هستند و از کلاهک گازی بزرگی نیز برخوردارند، در صورتی که قرار شود فشار این مخازن به فشار اولیه برسد، نیاز به حجم بیشتری گاز نسبت به حالت «ب» جهت استخراج یک بشکه نفت وجود دارد.

د- اجرای «فرآیند دوگانه»[1] در مخازنی که سطح آب در لایه‌های آنها به میزان قابل ملاحظه‌ای بالا آمده است. طرز کار این فرآیند قبلاً مورد بحث قرار گرفته است.

در صورتی که گازهای هیدروکربوری به میزان کافی و لازم در دسترس نباشد، می‌توان نخست در مورد استفاده از گازهای هیدروکربوری ناخالص، و سپس استفاده از گازهای ازت،گاز کربنیک و غیره جهت تزریق اندیشید.

۳-۳. تزریق «آب توان یافته»[2]

همان‌گونه که اشاره شد نتایج ورود تدریجی آب به مخزن یا تزریق آن به مخازن مختلف نفتی تحت بهترین شرایط و همچنین انجام جابه‌جایی سه فازی در مغزه‌های کوتاه و بلند، نشان داده است که میزان بازیافت نفت از روشهای فوق در مقایسه با تزریق گاز تحت وضعیت ریزش ثقلی، کمتر است.

برای افزایش توانایی آب برای بهبود جابه‌جایی نفت در مخازن شکاف‌دار، حلالهای مختلفی را می‌توان به آب اضافه کرد که کشش سطحی بین آب توان یافته با نفت موجود در سنگ مخزن را تقلیل دهد. عموم افزودنیهای حلال در آب در حالی می‌توانند مؤثر باشند که آب موجود در مخزن، حاوی نمک بسیار پایین باشد. آبهای مخازن نفتی ایران دارای نمک اشباع شده در حد بیش از ۳۰۰،۰۰۰ PPM[3] است. این ویژگی مخازن ایران، کاربری این نوع حلال افزودنی شناخته شده را در این زمینه، تقریباً غیرممکن می‌کند. علاوه بر این، پایین بودن درصد تخلخل سنگهای مخازن نفتی ایران، مقدار قابل توجهی از افزودنیهای حلال را جذب می‌کند و این امر موجب تقلیل اثر مواد افزودنی می‌شود. به

1. Double Displacement Process
2. Enhanced Water Injection
3. Part Per Million

علاوه، این مواد افزودنی تقریباً گران هستند. به دلایل فوق این فرآیند نمی‌تواند برای مخازن شکاف‌دار ایران کاربری مؤثری داشته باشد و از نظر اقتصادی مقرون به صرفه باشد.

بنابراین در پاسخ به اصلی‌ترین و اساسی‌ترین سؤال یعنی چگونگی تزریق در مخازن ایران می‌توان گفت بهترین سیال برای تزریق در میدانهای نفتی ایران گاز هیدروکربوری یا گازهای هیدروکربور ناخالص است. از گازهای هیدروکربوری ناخالص که در مخازن استان ایلام موجود است می‌توان برای تزریق در مخازن مناسب نفتی استفاده کرد.

به منظور تخمین حجم گاز مورد نیاز برای تزریق، لازم است سطح تولید هر میدان مورد مطالعه قرار گیرد و این امر به مطالعاتی گسترده و زمانی مناسب نیاز دارد. با استفاده از مدل‌سازی مفهومی[1]، میزان حجم گاز لازم و کافی برای بازیافت نفت اضافیِ قابل بهره‌برداری از مخازن کشور در دوره‌های مختلف و در مخازن کشور محاسبه شده و در نمودار ضمیمه نشان داده شده است. مثالی که در این نمودار، عرضه شده نشان می‌دهد که مثلاً برای استحصال ۳۰ میلیارد بشکه نفت اضافی، تزریق حدود ۸۰ تریلیون پای مکعب گاز مورد نیاز است. به بیان دیگر، در صورتی که این حجم گاز به مدت ۲۰ سال تزریق شود لازم است که روزانه ۱۱ میلیارد پای مکعب گاز در مخازن کشور تزریق شود.

در این مثال فرض بر این است که برای بازیافت یک بشکه نفت اضافی به طور متوسط حدود ۲ هزار و ٦٦۰ پای مکعب گاز تزریقی مورد نیاز است.

هزینهٔ تخمینی برای تزریق ۲۰ میلیارد پای مکعب تزریق روزانه در مخازن نفتی کشور جهت استحصالِ ٤٥ میلیارد بشکه نفت، حدود ۲۰ میلیارد دلار پیش‌بینی می‌شود. این هزینه شامل تولید گاز، ایجاد خطوط لولهٔ تزریق و کمپرسورهای مربوط و ایجاد چاههای تزریقی می‌شود. گاز تزریقی به جداسازی هیدروژن سولفوره، احتیاج ندارد؛ زیرا وجود هیدروژن مولفوره در گاز به بازیافت نفت نیز کمک می‌کند.

بدیهی است در مواردی که گاز تولیدی، میعانات گازی نیز به همراه داشته باشد، ارزش میعانات گازی در واقع نوعی ارزش اضافی در پروژه محسوب می‌شود.

---

1. Conceptunal Modelling

سرمایه‌گذاری تخمینیِ فوق برای تولید نفت اضافیِ پیش‌بینی شده، حدود ۰/٤ دلار به ازای هر بشکه نفت است. هنگامی که ارزش فعلی این پروژه با نرخ بهره ٦ درصد در مدت ۲۰ سال در نظر گرفته شود، این قیمت در حدود ۱/۳ دلار برای هر بشکه نفت به دست می‌آید. البته در این برآورد، استحصال میعانات در نظر گرفته نشده است. اگر میدان گازی پارس جنوبی، گزینه اصلی تأمین این حجم عظیم گاز باشد، قسمت عمده‌ای از سرمایه‌گذاری، از فروش میعانات گازی مستهلک خواهد شد. در این صورت مجموع سرمایه‌گذاری اولیه و هزینهٔ گاز تزریقی، از برآورد سرمایهٔ مورد نیازِ پیش‌بینی شدهٔ فوق، کمتر خواهد شد.

این کمترین هزینهٔ ممکن جهت استحصال حدود ٤٥ میلیارد بشکه نفت اضافی خواهد بود؛ آن هم در حدود سالهای ۲۰۱۵ میلادی و زمانی که کشورهای صنعتی غرب مصرانه متقاضی خرید گاز هستند. این فرصتی بسیار منحصر به فرد است که معمولاً در سایر کشورهای تولیدکننده نفت به وجود نمی‌آید. بنابراین شرکت ملی نفت ایران نمی‌تواند چنین فرصت ممتازی را از دست بدهد و شایسته است که به طور جدی اجرای این پروژه را مدنظر داشته باشد.

برآورد سرمایه‌گذاری فوق و هزینهٔ آن به ازای هر بشکه نفت برای توسعه منابع جدید نفت بسیار کمتر از هر پروژه دیگری برای استفاده از ذخایر گاز ایران است. این برنامه‌ریزی منافع و امنیت ملی ایران را در آینده تأمین می‌کند و ایران را به کشوری پیشتاز در تأمین انرژی جهان پس از سالهای ۲۰۲۰ تبدیل خواهد کرد.

با اجرای تزریق وسیع گاز به مخازن نفتی کشوربه میزان لازم وکافی و با توجه به سهمیه فعلی - که اوپک برای کشورهای عضو تعیین کرده است - مجموع ذخایر نفت و گاز ایران تا بیست‌سال آینده از عربستان سعودی جلو خواهد افتاد. بنابراین ایران اولین کشور پیشتاز، در میان کشورهای عضو اوپک و دارندهٔ بزرگ‌ترین مخازن نفت و گاز جهان خواهد شد.

کلیه شواهد و قرائن دلالت بر این دارد که به دلیل کمبود عرضه نفت نسبت به تقاضا از حدود سالهای ۲۰۱۵ قیمت نفت و گاز به میزان قابل توجهی افزایش خواهد یافت.

بنابراین هرگونه سرمایه‌گذاری در ذخایر نفت و گاز کشور می‌تواند در یک دورهٔ میان مدت بازپرداخت شود.

۴-۳. حفاری افقی و بهبود تجهیزات روی زمینی

روشهای کمکی دیگری برای اصلاح بازیافت نفت از مخازن وجود دارد. این روشها معمولاً برای حالات خاص طراحی شده‌اند و به شرح زیر دسته‌بندی می‌شوند:

الف- حفاری افقی: این روش حفاری در مخازن شکاف‌دار با ضخامت ستون نفتیِ کمتر از حدود ۲۰۰ پا کاربرد دارد.[1] همچنین می‌تواند در مخازن شنی یا ماسه‌ای با لایه‌های نازک به افزایش تولید نفت نیز کمک کند و یا اینکه تولید نفت از یک سازند با نفوذپذیری پایین را بهبود بخشد. به عنوان نمونه‌ای برای این گونه سازندها، می‌توان سازند بنگستان مخزن بینک و قسمتی از سازند آسماری بی‌بی‌حکیمه را نام برد.

ب- با حفاری افقی بین چاهها می‌توان به بازیافت نواحی نفتی دست یافت که در قسمتهایی از مخزن حبس شده‌اند و اطراف آنها را سنگهایی با نفوذپذیری پایین احاطه کرده‌اند.

ج- در مخازن تک تخلخلی، هنگامی که ضخامت نفت در مخزنی از بالا به وسیله گاز و از پایین به وسیله آب تحت هجوم است با استفاده از چاههای افقی می‌توان میزان هجوم آنها را به میزان وسیعی کاهش داد.

۱-۴-۳. بهبود تجهیزات روی زمینی

اضافه کردن یا توسعه دادن تجهیزاتِ نمک‌زدایی جهت به کارگیری چاههایی که میزان آب همراه آنها بالاست، یا مخازنی که همراه با شکافهای کمتری هستند و همچنین نوسازی سایر دستگاهها می‌تواند میزان تولید نفت از چاهها را افزایش دهد و محتملاً به بازیافت بیشتر نفت از مخازن نیز منجر شود.

---

۱. به مقاله شماره ۱۲ مراجعه شود.

٤. حداکثر برداشت از نفتِ خام درجا با در نظر گرفتن فرآیند تولید اولیه و ثانویه چقدر است؟

این یک سؤال چندین میلیون دلاری است که تنها وقتی می‌توان به آن پاسخ کامل داد که بررسی‌های انجام شده به دقت مدنظر قرار گیرند. مخازن نفتی کشف شدهٔ موجود در کشور را می‌توان به دو دستهٔ اصلی تقسیم کرد: «مخازن اشباعی»[1] و «مخازن زیراشباعی»[2].

مخازن اشباعی در حال حاضر در مراحل مختلفی از دوران حیات خود به سر می‌برند. میدانهای اصلی نفت کشور غالباً به طور کامل توسعه یافته و سطح تولید آنها رو به کاهش است. حداکثر تولید روزانه و میزان حجم مورد نیازِ گاز تزریقی در آنها براساس مدل سازی مفهومی، قابل پیش‌بینی است.

مخازن زیر اشباعی ایران در مراحل اولیهٔ دوره تاریخی خود قرار دارند. این مخازن، قبل از اینکه از حداکثر ظرفیت آنها استفاده شود باید بر اساس تزریق گاز تا رسیدن به فشار اولیه آنها به دقت مورد مطالعه قرار بگیرند. به هر صورت، میزان تولید روزانهٔ این مخازن، بستگی به میزان حجم گاز تزریقی در آنها دارد.

۱-۴. الگوی بهینه تخصیص گاز

ذخایر گازی کشور شامل مخازن کلاهک‌گازی، گاز محلول در نفت و گازِ حاصل از میادین گازی یا بدون میعانات می‌شود. علاوه بر اینها ایران دارای حجم عظیمی از گاز ناخالص است و بعضی مخازن گازی کشور هنوز توسعه نیافته‌اند.

بیشتر ذخایر گاز و گاز همراه با میعانات گازی در مناطق دریایی قرار دارند. گاز تولیدی برای مصارفِ رو به افزایش داخلی کشور، تزریق در مخازن نفت و احتمالاً صدور آن به سایر کشورها اختصاص یافته است.

برای اینکه بتوان به تخمین نسبتاً صحیحی از حجم گاز مورد نیاز و منابع تأمین آن طی دوره‌ای ۲۰ ساله رسید، الزاماً باید تراز گاز را در چارچوب توسعهٔ ظرفیت گاز با احتساب

1. Saturated Reservoirs
2. Under-saturated Reservoirs

۱۰ درصد حجم اضافی جهت تزریق روزانه ۲۰ میلیارد پای مکعب تدوین کرد و در اختیار داشت.

۲-۴. بازار آینده نفت

از بررسی ذخایر و توانایی تولید کشورهای تولیدکنندهٔ نفت عضو اوپک و غیرعضو اوپک - که نگارنده با بعضی از آنها آشنایی نزدیک دارد - چنین برمی‌آید که بجز کشورهای تولیدکنندهٔ شرق افریقا، عراق، عربستان و احتمالاً روسیه، با فن‌آوری موجود، امکان افزایش نفت کافی از سال ۲۰۱۵ به بعد وجود نخواهد داشت. در حقیقت تولید از بیشتر مخازن اصلی نفت موجود در جهان در حال کاهش است.

بیشتر مخازن عظیم نفتی در دهه‌های پنجاه و شصت میلادی کشف شده‌اند و بیش از ۵۰ درصد ذخایر نفتی آنها استخراج شده و در واقع، این مخازن تا سال ۲۰۱۵ یک - چهارم آخرین دورهٔ عمر خود را سپری خواهند کرد. بنابراین مخازن فوق قادر نخواهند بود تولید خود را حتی به میزان تولید فعلی ادامه دهند. مخازن جدیدِ کوچک‌تر نیز با توجه به مصرف فعلی جهان - که در حدود ۳۰ میلیارد بشکه نفت در سال است - نمی‌توانند جایگزین مخازن بزرگ فعلی شوند. کشور اندونزی تا چند سال آینده، واردکنندهٔ نفت خواهد بود. تولید نفت در کشورهای حوزه دریای شمال و مکزیک نیز تا قبل از سال ۲۰۱۵ میلادی به طور شدید رو به کاهش خواهد رفت.

مطالعات انجام شده[1] به تفصیل نشان می‌دهد که با یک سناریوی خوش‌بینانه، میزان تولید نفت در سال ۲۰۱۵ به سختی به ۹۰ میلیون بشکه در روز خواهد رسید. این سطح تولید همراه با افزایش تقاضا در سالهای آینده - چه برای گاز و یا برای نفت - نشان دهنده کمبود تولید از این دو منبع انرژی است. این امر مؤید آن است که در حدود سالهای ۲۰۱۵ میلادی قیمت نفت و گاز به میزان قابل توجهی افزایش خواهد یافت. بنابراین هر میزان

۱. به عنوان مثال، مطالعات انجام شده و منتشر نشده توسط STATOIL.

سرمایه‌گذاری جهت بالا بردن ذخایر نفتی بالفعل در سالهای آینده به سادگی و با نرخ بالایی بازگردانده خواهد شد.

در نتیجه برای کشور ما بهترین فرصت است که از توان بالای تولید ثانویهٔ مخازن نفت خود استفاده کند. بدین ترتیب از سال ۲۰۱۵ به بعد، نه تنها می‌توان تولید را در سطح فعلی نگهداشت یا احتمالاً به سقف بالاتری ارتقاء داد، بلکه می‌توان نفت تولیدی را با قیمتی بسیار بالاتر از قیمت فعلی - با توجه به تورم سالیانه - به فروش رساند. قیمت گاز نیز به علت مصرف صعودی فعلی آن و همچنین جایگزین نمودن کمبود عرضه در برابر تقاضای نفت با نرخ بالاتری افزایش خواهد داشت.

در اینجا لازم به تذکر است که در صورت عدم و یا تأخیر در اجرای این پروژه ملی، شرکت ملی نفت ایران نخواهد توانست میزان تولید فعلی را از سالهای ۲۰۱۵ به بعد تأمین نماید.

۵. چگونه می‌توان سرمایه‌گذاری لازم جهت تزریق ۲۰ میلیارد پای مکعب در روز به مخازن نفتی را تأمین کرد؟

نگاهی به تغییرات تولید از میادین خشکی در ۲۳سال گذشته، نشان می‌دهد که متوسط تولید چاههای بهره‌برداری شده از حدود ۱۲ هزار و ۵۰۰ بشکه در روز به حدود ۲ هزار و ۵۰۰ بشکه کاهش یافته است. در ضمن میزان کل تولید در مدت ۲۳ سال گذشته، معادل ۲۰ سال تولید بر مبنای ۳/۵ میلیون بشکه در روز بوده است و علت آن، کاهش تولید در مدت ۸ سال جنگ و سالهای بعد از آن است.

تولید از چاههای در دست بهره‌برداری در مقایسه با گذشته (۱۲ هزار و ۵۰۰ بشکه به ۲ هزار و ۵۰۰ بشکه در روز) حدود ۵ برابر کاهش یافته است. در صورتی که فرض کنیم این ضریب کاهش، در ۲۰ سال آینده از ۵ به ٤ برابر کاهش یابد، تولید متوسط چاهها روزانه به حدود ٦۲۵ بشکه خواهد رسید. بر این اساس جهت حفظ ظرفیت تولید به میزان ٤ میلیون بشکه در روز، به حدود ٦ هزار و ٤۰۰ حلقه چاه تولیدی نیاز خواهیم داشت. در صورتی که از تعداد هزار و ٤۰۰حلقه چاه موجود، حدود ٤۰۰ حلقه تا ۲۰ سال آینده مورد استفاده

باقی‌بماند، به حفر حدود ٦ هزار حلقه چاه جدید نیاز خواهیم داشت. اگر متوسط هزینه هر حلقه چاه حدود ۵/۵ میلیون دلار در نظر گرفته شود، حفر این تعداد چاه، نیاز به سرمایه‌گذارای حدود ۳۳ میلیارد دلار خواهیم داشت. علاوه بر سرمایه‌گذاری فوق، برای نگهداری این میزان تولید به نصب پمپ یا دستگاههای دیگر[1] برای کلیه میادین کوچک و بزرگ با هزینه بالا نیاز خواهیم داشت.

تزریق گاز به مخازن نفتی کشور به میزان ۲۰ میلیارد پای مکعب در روز، نه تنها موجب جلوگیری از کاهش فشار در مخازن نفتی می‌شود، بلکه در مواردی سبب افزایش فشار آنها نیز خواهد شد. در این صورت تعداد چاههای مورد نیاز جهت حفظ توان تولید، بسیار کاهش می‌یابد و تعداد آنها به حدود ۳ هزار حلقه خواهد رسید که موجب صرفه‌جویی بیش از ۱٦/۵ میلیارد دلار می‌شود. میزان صرفه‌جویی فوق نزدیک به میزان سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای تزریق ۲۰ میلیارد پای مکعب گاز است.[2]

به عبارت دیگر با انجام تزریق روزانه ۲۰ میلیارد پای مکعب گاز در مخازن نفتی ایران، علاوه بر بالفعل کردن ٤۵ میلیارد بشکه نفت و افزایش ذخایر نفتی کشور، سبب انتقال گاز پارس جنوبی به حدود هزار کیلومتر نزدیک‌تر به محل مصرف یا فروش و همچنین جلوگیری از مهاجرت گاز ایران به قطر نیز می‌شود. تنها با انجام برنامه فوق، اصل صیانت از منابع نفت و گاز کشور محقق می‌شود و منافع ملی به نحو شایسته تأمین می‌گردد.

تهیهٔ طرحی جامع برای کمّی کردن و بررسی واقع‌بینانهٔ ذخایر نفت قابل بازیافت کشور - که در بالا تخمین زده شد - ضرورت دارد. در چنین طرحی، هزینه‌های پیش‌بینی شده به صورت دقیق‌تر و در زمان اجرای قابل قبول‌تر، برای چنین پروژهٔ عظیمی لازم به نظر می‌رسد. علاوه بر این، برای تدوین این طرح جامع باید مطالعات عمیق‌تری در مورد ذخایر نفت و گاز ایران - به نحوی که در بالا به آن اشاره شد - انجام گیرد.

---

۱. مانند Gaslift و Desalting.

۲. (۳۰۰۰-٦۰۰۰) × ۵/۵ میلیون دلار، یعنی حدود ۱٦/۵ میلیارد دلار.

٦. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

از تجزیه و تحلیل مباحث بالا نتایج زیر حاصل می‌شود:

الف- ایران به عنوان یکی از بزرگ‌ترین کشورهای دارندهٔ نفتِ درجا در سطح جهان، توانایی آن را دارد که حجم نفت قابل استحصال از ذخایر خود را به بیش از ٤٥ میلیارد بشکه در مقایسه با وضعیت فعلی افزایش دهد.

ب- بهترین روش برای انجام کار فوق، تزریق گازِ غیرامتزاجی به مخازن نفتی است.

ج- برای تزریق گاز باید برای مخازنِ نفتِ اشباع نشده، تقدم بیشتری قائل شد؛ زیرا این مخازن به ازای تولید هر بشکه نفتِ اضافی به حجم گاز کمتری نیاز دارند و نفت از آنها با سرعت بیشتری تولید می‌شود.

د- تزریق گاز امتزاجی به مخازن ایران از نظر اقتصادی با صرفه نیست و لذا توصیه نمی‌شود. سیالات تزریقی اصولاً شامل هیدروکربورها یا گازهای هیدروکربوری ناخالص می‌شوند که در کشور ما با حجم زیاد وجود دارد.

هـ - حجم گاز مورد نیاز کشور جهت تزریق در مخازن نفتی کشور ۱۵۰ تا ۲۰۰ تریلیون پای مکعب پیش‌بینی می‌شود. این حجم گاز باید طی دوره‌ای ۲۰ ساله تزریق شود. بر این اساس، میانگین تزریق در حدود ۲۰ میلیارد پای مکعب در روز خواهد بود.

و - ظرفیت تولید نفت پس از حدود ۱۰ تا ۱۵ سال تزریق گاز با حجم فوق، به میزان وسیعی افزایش می‌یابد. تنها از این طریق، می‌توان مصرف داخلی و صادرات ۵۰ سال آینده کشور را تأمین نمود.

ز - از سال ۲۰۲۰ میلادی به بعد ایران بالاترین ذخایر نفت و گاز جهان را دارا خواهد بود.

ح - برای تزریق ۲۰ میلیارد پای مکعب گاز در روز نیاز به سرمایه‌گذاری حدود ۲۰ میلیارد دلار خواهد بود. این میزان سرمایه‌گذاری به ازای تولید هر بشکه نفتِ اضافی بسیار ناچیز است و برای کشور ما بسیار سودآور خواهد بود.

ط - جهت نگهداری توان تولید ٤ میلیون بشکه در روز (۳/۵ میلیون بشکه تولید واقعی در روز) شرکت ملی نفت نیاز به حفر حدود ٦ هزار حلقه چاه جدید در ۲۰ سال آینده خواهد داشت. این امر نیازمند سرمایه‌گذاری حدود ۳۳میلیارد دلار است. در صورت تزریق گاز بر مبنای ۲۰ میلیارد پای مکعب در روز، تعداد این چاهها به حدود ۳ هزار حلقه کاهش می‌یابد. میزان صرفه‌جویی در این امر، نزدیک به میزان سرمایه‌گذاری جهت تولید، حمل و تزریق روزانه ۲۰ میلیارد پای مکعب گاز در مخازن نفتی کشور است.

ی - از سال ۲۰۱۵ میلادی به بعد به دلیل عدم توانایی تولید کشورهای صادرکننده نفت، قیمت نفت و گاز بسیار بالاتر از نرخ فعلی خواهد رسید و کشور ما با سرمایه‌گذاری لازم در زمان حال می‌تواند به سود بسیار بالایی در آینده‌ای نزدیک دست یابد.

منابع

1. Anders, E.L., "Miles Six Pool–An Evaluation of Recovery Efficiency", *AIME Transaction*, (1953) 216, p. 279.

2. Bouchar, A., Private Communication.

3. Burtchaell, E.P., "Reservoir Performance of a High Relief Pool", *AIME Transaction*, (1949) 216, p. 171.

4. Carlson, L.O., "Performance of Hawkins Field Unit Under Gas Drive–Pressure Maintenance Operations and Development of an Enhanced Oil Recovery Project", SPE/DOE Paper 17324, presented at the SPE/DOE Symposium, Tulsa, April 17-20, 1988.

5. Chen, S. M., Smith, R. B., Arifi, N. A., and Reda, A. M., "Intisar 'D' a Successful Major Enhanced Oil Recovery Project in Libya", paper 90–01–19, presented at the first Technical Symposium on Enhanced Oil Recovery in Libya, Tripoli (May 1990), p. 28.

6. Clara, C., Zelenko, V., Schirmer, P., and Wolter, P., "Appraisal of the Horse Creek Air Injection Project Performance", SPE paper 49519 presented at ADIPEC conference, Oct.1998.

7. Clara, C., Durandeau M., Quenault, M., and Nguyen, T.H., "Laboratory Studies for Light Oil Air Injection: Potential Application in Handil Field", presented at Asia Pacific Oil and Gas conference held in Jakarta, April 20–22, 1999.

8. Cook, R.E., "Analysis of Gravity Segregation Performance During Natural Depletion", *SPEJ*, Sept. 1962, p. 261.

9. Delclaud, J. *et al.*, "Investigation of Gas/Oil Relative Permeabilities: High Permeability Oil Reservoir Application", SPE paper 16 966 presented at the Annual SPE meeting in Dallas, 1974.

10. Dumore, J.M. and Schols, R.S., "Drainage Capillary–Pressure Functions and the Influence of Connate Water", *SPEJ*, Oct. 1974, p. 437.

11. Dykstra, H., "The Prediction of Oil Recovery by Gravity Drainage", *JPT*, May 1978, p. 818.

12. Dykstra, H. and, "Oil Recovery by Gravity Drainage into Horizontal Wells Compared with Recovery from vertical Wells", SPE paper 19 827, presented in 64th annual meeting held in San Antonio, TX, Oct. 8-11, 1989.

13. Edison, T.O., "Gas Injection Performance Review of the LL-370 Reservoir in the Bolivar Coastal Field, Venezuela", *JPT*, June 1957, p.19.

14. Elkins, L.F., French, R.W., and Glenn, W.E., "Lance Greek Sundance Reservoir Performance- A Unitized Pressure Maintenance Project", *AIME Transaction*, (1949) 179, p. 222.

15. Elkins, L.F., "Reservoir Performance and Well Spacing, Spraberry Trend Area Field of West Texas", *AIME Transaction*, (1953) 198, p. 177.

16. Essley, P.L., Hancock, G.L., and Jones, K.E., "Gravity Drainage Concepts in Steeply Dipping Reservoirs", SPE paper 1029-G presented at the SPE Reservoir Eng. conference, Tulsa, March 20-21, 1958.

17. Gardesco, I. I., "Behavior of Gas Bubbles in Capillary Spaces", *Trans. AIME (1930)*, 86, 351.

18. Hgoort, J., "Oil Recovery by Gravity Drainage", *SPEJ*, June 1980, p. 139.

19. Joslin, W.J., "Applying the Frontal Advance Equation to Vertical Segregation Reservoirs", *JPT*, January 1964, p. 87.

20. Justus, J.B., Cassingham, R.w., Blomberg, C.R., and Ashby, W.H., "Pressure Maintenance by Gas Injection in Brookhaven Field–Mississippi", *AIME Transaction*, (1954) 201, p. 97.

21. Kantzas A., Chatzis, I, and Dullien, F.A.L., "Mechanics of Capillary Displacement of Residual Oil by Gravity Assisted Inert Gas Injection", SPE paper 17 506, presented in Casper WY, May 1988.

22. Kantzas A., Chatzis, I., and Dullien, F.A.L., "Enhanced Oil Recovery by Inert Gas Injection", SPE/DOE Paper 17 379, presented in Tulsa, April 1988.

23. Katz, D.L., "Possibilities of Secondary Recovery for the Oklahoma City Wilcox Sand", *AIME Transaction*, (1942) 146, p. 199.

24. Kelly, P. and Kennedy, S.L., "Thirty Years of Effective Pressure Maintenance by Gas Injection in the Hibig Field", *JPT* March 1965, p. 279.

25. King, R.L. and Lee, W.J., "An Engineering Study of the Hawkins Woodbine Reservoir", SPE paper 5528, presented at the 50th SPE Annual Meeting, Sept. 28–Oct. 1, 1975.

26. King, R.L., Stiles, J.H., and Wagooner, J.M., "A Reservoir Study of the Hawkins Woodbine Field", SPE Paper 2972, presented at the 45th SPE Annual Fall meeting, Oct. 4-7, 1970.

27. Kruyer, S., "The Penetration of Mercury and Capillary Condensation in Packed Spheres", *Faraday. Society*, (1958), No. 54, 1758.

28. Longeron, D. G., "Pression Capillaire 3-Phasic synthèse de mesure en condition de laboratoire", IFP Report No. 39297 Nov. 1991.

29. Leibrock, R.M., Hiltz, R.G., and Huzarevich, J.E., "Results of Gas Injection in the Cedar Lake Field", *AIME Transaction*, (1951) 192, p. 357.

30. Lewis, J.O., "Gravity Drainage in Oil Fields", *AIME Transaction*, (1958) 213, p. 133.

31. Madaoui, K. and Sakthkumar, S., "Lean Gas Injection in Water Flooded Oil Reservoir: a Systematic Investigation for Field Application", Presented at 7th European IOR Symposium, Moscow, Oct. 1993.

32. Madaoui, K., Sakthikumar, S., Thiebot, L., and Bouvier, G., "Experimental and Numerical Investigation into the Feasibility of Gas Injection in Water flooded Reservoirs", Presented at 21st Annual Convention of Indonesian Petroleum Association, Oct.1992, Jakarta, Indonesia.

33. Martin, J.C., "Reservoir Analysis for Pressure Maintenance Operations Based on Complete Segregation of Mobile Fluids", *AIME Transaction*, (1958) 213, p. 220.

34. McCord, D.R., "Performance Predictions Incorporating Gravity Drainage and Gas Cap Pressure Maintenance, LL-370 Area, Bolivar Coastal Field", *AIME Transaction*, (1953) 198, p. 231.

35. Meltzer, B.W., Hurdle, J.M., and Cassingham, R.W., "An Efficient Gas Displacement Project-Raleigh Field Mississippi", SPE paper, presented at 50th annual meeting, Sept. 28–Oct. 1, 1975.

36. Naylor, P. and Frorup, M., "Gravity Stable Nitrogen Displacement of Oil", SPE Paper 19 641, presented in San Antonio, TX, Oct. 1989.

37. Nectoux, A., "Equilibrium Gas-Oil Drainage: Viscosity Gravitational and Compositional Effects", Presented at 4th European EOR Symposium in Hamburg, Oct. 1987.

38. Niko, H., Schulte, A.M., Drohm, J.K., and Cottrell, C.W., "The Feasibility of Tertiary Nitrogen Injection in Water Flooded Volatile Oil Reservoirs in the North Sea", *J. of Petroleum Science and Engineering*, 2 (1989), p. 119.

39. O'Neill, N., "Fahud Field Review, A Switch From Water to Gas Injection in Fahud Field (Oman)", SPE Paper 15 691 presented at Fifth SPE in the Middle East held in Bahrain, March 7-10, 1987.

40. Rosales, A.C., Molina M.A. and Saidi, A.M., "Abkatun's Gas Injection Reservoir Management under Double Displacement Process", SPE paper 74 374, presented at SPE meeting held in Villahermosa, Mexico, Feb. 10-12, 2002.

41. Saidi, A.M., "Mathematical Simulation Model Describing Iranian Fractured Reservoirs and its Applications to Haft Kel Field", Proceeding of the 9th World Petroleum Conference in Tokyo (1975), p. 209.

42. Saidi, A.M., *Reservoir Engineering of Fractured Reservoirs*, Total Edition Presse, 1987.

43. Saidi, A.M., "Discussion of Valid Capillary Pressure Data at Low–Wetting Saturation", *SPE Res. Eng.*, Aug. 1991.

44. Saidi, A. M., "Gas Injection Will Hike Oil Recovery in High Permeability Reservoirs under Gravity Drainage", Prepared for Total Oil Co. 1991.

45. Saidi, A. M., "Twenty Years of Gas Injection History into Well-Fractured Haft Kel Field (Iran)", SPE paper 35309, presented at SPE meeting held in Villahermosa, Mexico, March 3–7, 1996.

46. Sakthikumar, S. and Berson, F., "Air Injection into Light and Medium Heavy Oil, Carbonate Reservoirs", presented at Mexitep conference in Mexico City, 2001.

47. Shreve, D.R. and Welch, L.W., "Gas Drive and Gravity Drainage Analysis for Pressure Maintenance Operations", *AIME Transaction*, (1956) 207, p. 136.

48. Sims, W.P. and Frailing, W. G., "Lakeview Pool, Midway Sunset Field", *AIME Transaction*, (1950) 189, p. 7.

49. Soroush, H. and Saidi A.M., "Vertical Gas-Oil Displacements in Low Permeability Long Core at Different Rates and Pressure below MMP", SPE paper 53221, presented at MEOS in Bahrain, 20–23 February 1999.

50. Stewart, F.M., Garthwaite, D.l., and Krebill, F.K., "Pressure Maintenance by Inert Gas Injection in the High Relief Elk Basin Field", *AIME Transaction*, (1955) 204, p. 49.

51. Sugianto, G. and Didier, C., "Handil Field, Three Years of Lean Gas Injection into Water Flooded Reservoirs", paper SPE 57289 presented at the Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference in Kuala Lampur, Malaysia, 25-26 Oct. 1999.

52. Terwilliger, P. L., Wilsey, L. E., Hall, H. N., Bridges, P.M., and Morse, R.A., "An Experimental and Theoretical Investigation of Gravity Drainage Performance", *AIME Trans.* (1951), 192, p. 285.

53. Tibeibot, B. and Sakthikumar, S., "Lean Gas Injection in a Fractured Reservoir: Compared Performance of Nitrogen and Methane Injection", presented at IOR conference in Stavanger, May 1991.

54. Welge, H.J., "A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive", *AIME Transaction*, (1952) 195, p. 91.

55. Wickenhauser, L.J., "Gas Drive Gravity Segregation and Gas Injection Calculation Applied to L1 Sand", T Segment, Officina Field, Venezuela, *Oil and Gas Journal*, Dec. 29, 1949, p. 52.

56. Wilson, W.W., "Engineering Study of the Cook Ranch Field, Shakelford County Texas", *AIME Transaction*, (1952) 195, p. 77.

57. Ghawar field (Saudi Arabia)–Internal personal information.

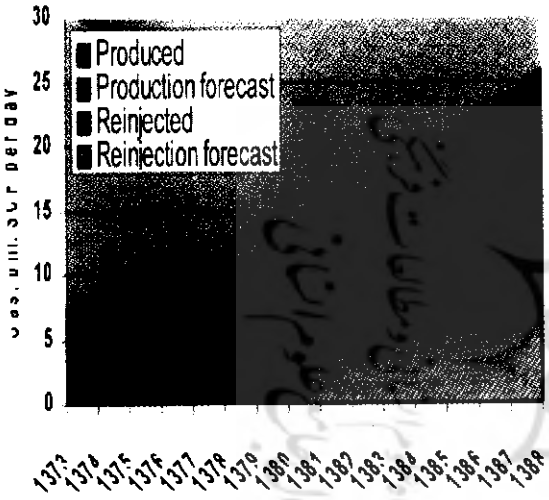
58. Zelton field (Libya) personal information.

59. Abul Al Bokhoush (Abu Dhabi) personal information.

60. Yan Ling field (China) company information.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

Iranian gas production and injection



ample:
bill. barrels extra oil require injection of
bill. SCF gas per day in 15 years, if

- *3000 SCF of gas will replace 1 barrel of oil*
- *nature permits (studies required)*
- *gas is available (capacity, infrastructure)*
- *economy is acceptable (studies required)*

ve the lines (___ ___) up/down/
ways to make your own examples)

Gas injection per day for improved oil recovery