

روش ابتکاری برای تولید نفت سنگین میدان کوه موند

مهندس جمشید اجودی - مهندس حجت نوروزی
(شرکت مهندسی و توسعه نفت)

خلاصه

یکی از روشهای مرسوم در تولید نفت سنگین، تزریق مایعی رقیق کننده با عنوان (Diluents) در جداره چاههای یک مخزن نفت سنگین جهت اختلاط آن با نفت سنگین در ته چاه است که در نتیجه آن، نفت سبک شده و قادر به جریان یافتن در خط لوله انتقال و سیستم فرآورش می شود.

در سیستم فرآورش پس از جداسازی گازهای همراه، تیدروژن سولفور و آب نمک، در آخرین مرحله فرآورش ماده رقیق کننده از نفت سنگین جدا شده و برای تزریق مجدد به چاهها انتقال داده می شود. نفت سنگین نیز برای مصارف بعدی در مخازن مخصوص ذخیره و گرم نگهداشته می شود. در کشور و نزوئلا که یکی از تولیدکنندگان اصلی نفت سنگین است از این روش به طور وسیعی استفاده می گردد. در پالایشگاههایی که برای پالایش نفت سنگین طراحی شده اند، این نوع نفت با استفاده از روشهای مختلف (از جمله Hydrogenation, Delay Coking و Biochemical) و با هزینه ای بالغ بر چهار الی شش دلار در هر بشکه نفت سنگین به نفت نسبتاً سبک تبدیل و سپس پالایش می شود، به همین جهت یکی از دلایل غیراقتصادی بودن تولید نفت سنگین، هزینه های زیاد فرآورش و پالایش آن است.

چنانچه مخزن نفت سنگین کوه موند به صورت مجزا مطالعه گردد، استفاده از روشهای معمول و پرهزینه تولید نفت سنگین اجتناب ناپذیر است. ولی این مطالعه با توجه به وجود یک مخزن گازی نسبتاً بزرگ که در لایه های پایین تر کوه موند واقع شد و با عنایت به اینکه خط لوله گاز پارس جنوبی به آغاچاری (جهت تزریق گاز فازهای ۶، ۷ و ۸ پارس جنوبی در مخزن آغاچاری) از نزدیک آن می گذرد صورت گرفته است. بدین ترتیب با استفاده از همه امکانات، علاوه بر تأمین بخشی از گاز مورد نیاز جهت تزریق در مخزن آغاچاری، از مایعات گازی حاصله حداکثر استفاده به عمل آمده است، به طوری که به جای مایع رقیق کننده از مایعات گازی حاصله حداکثر استفاده می شود و این مایعات از طریق لوله های جداری به چاههای لایه سروک تزریق و در ته چاه با نفت سنگین مخلوط شده، و آن را تا حد نفت سنگین شناخته شده ایران (که درجه سنگینی آن API ۳۰ بوده و قابل مصرف و صادر نمودن است) سبک می کند. پس از فرآورش نیز دیگر نیازی به جداسازی مجدد مایعات تزریقی به نفت سنگین و

صرف هزینه های گزاف جهت سبک سازی نفت نیست. با توجه به کمبود اطلاعات موجود، مخصوصاً از مخزن گازی (در لایه دالان کوه موند) در این مطالعه، فرضیاتی به کار برده شد که مهمترین آن عبارتست از:

- هر چاه نفت قابلیت تولید روزانه ۵۰۰ بشکه نفت سنگین را دارا است.

- هر چاه گازی در لایه دالان قادر به تولید روزانه ۵۰ میلیون فوت مکعب گاز است.

- میزان گازهای اسیدی همراه با گاز حدود ۲۰ بشکه در یک میلیون فوت مکعب گاز است.

- میزان گازهای اسیدی همراه با گاز در حدی است که امکان استفاده از آن مهیا است.

لازم به ذکر است که در تنها آزمایشی که در لایه گازی صورت گرفت، میزان تیدروژن سولفور بیش از ۱۰ درصد اندازه گیری شده و گاز لایه دالان حوزه سلمان در نزدیکی کوه موند، تقریباً عاری از مایعات است، لذا قبل از هر اقدامی می باید در مورد صحت فرضیات به کار برده شده در این مطالعه اقدام نمود.

چنانچه فرضیات به کار برده شده در این گزارش صحیح باشد می توان با:

- حفر هشت حلقه چاه در لایه گازی دالان کوه موند

- حفر ۲۲ چاه تولیدی نفت سنگین در لایه سروک

- حفر یک چاه دفع پساب حاصل از نمک زدایی

- احداث یک واحد تنظیم نقاط شبنم آب و تیدروکربور گاز با ظرفیت ۴۰۰ میلیون فوت مکعب گاز در روز

- احداث یک واحد فرآورش نفت معمولی با ظرفیت ۲۵ هزار بشکه در روز (که حاصل از تولید ۱۲ هزار بشکه نفت سنگین و هشت هزار بشکه مایعات گازی و همچنین پنج هزار بشکه آب نمک همراه در روز است)

- احداث خطوط لوله انتقال مایعات گازی به سرچاههای نفتی

- احداث خط لوله انتقال گاز فازهای ۶، ۷ و ۸ پارس جنوبی به سمت آغاچاری

- احداث سیستم انتقال روزانه ۲۰ هزار بشکه نفت با درجه سنگینی API ۳۰ به مبادی صادرات با هزینه های بالغ بر ۴۰۰ میلیون دلار

- نسبت به تولید روزانه ۴۰۰ میلیون فوت مکعب گاز خشک

ظواهر از آب نیز سنگینتر است می توان با استفاده از روشهای تولید مرسوم در ونزوئلا (در این کشور یک مخزن نفتی عظیم با درجه سنگینی حدود هشت وجود دارد که هم اکنون در سطح وسیعی با استفاده از مواد شیمیایی به نسبت سه به یک با آب مخلوط شده و مستقیماً به عنوان سوخت در نیروگاههای برق استفاده می گردد) مطالعات دیگری صورت داد.

چنانچه مخزن نفتی کوه موند به صورت مجرد بررسی گردد مسلماً یکی از روشهای مختلف تولید و فرآوردش نفت سنگین، می باید جهت تولید و فرآورش نفت مدنظر قرار گیرد ولی چنانچه کلیه امکانات در نظر گرفته شود، می توان روش ابتکاری و با صرفه در تولید از مخزن سروک در نظر گرفت. این امکانات عبارتند از:

الف) در لایه دالان کوه موند و در عمق بیش از ۵۰۰۰ متر، یک مخزن گازی عظیم با گاز در جای حدود ۱۰ هزار میلیارد فوت مکعب (۶۸۰۰ میلیارد فوت مکعب گاز قابل استحصال) وجود دارد. (اطلاعات موجود در مورد این مخزن گازی بسیار ناقص و غیر قابل اعتماد است).

ب) خط لوله انتقال گاز پارس جنوبی به آغاچاری جهت تزریق در مخزن آغاچاری از نزدیکی کوه موند می گذرد.

با توجه به امکان فوق چنانچه بتوان:

- این مخزن گازی را به تولید رساند و بتوان مایعات گازی و آب همراه را از گاز جدا نمود.

- گاز تولیدی سبک شده را به خط لوله انتقال به آغاچاری تزریق کرد و به همان میزان از گاز پارس جنوبی و یا گاز دالان حوزه سلمان (که قبلاً قرار بوده است در این خط لوله تزریق گردد) کاست.

- به تعداد مورد نیاز در لایه سروک چاه تولیدی حفر گردد.

- امکانات جریان نفت سنگین را از مخزن به چاه فراهم کرد (با استفاده از تزریق دایم بخار و یا تزریق متناوب آن و همچنین نصب پمپ درون چاهی).

- مایعات گازی تولیدی (جدا شده از گاز) به سرچاههای نفت هدایت شود و از لوله جداری به داخل چاه تزریق و در ته چاه با نفت سنگین مخلوط شده و از طریق پمپ درون چاهی به سرچاه و تسهیلات تولید پمپ گردد. (میزان این اختلاط در حدی باشد که بتوان API نفت مخلوط را تا حد ۳۰ افزایش داد).

- در تسهیلات تولید، گازهای همراه، نیدروژن سولفور و آب نمک همراه نفت از آن جدا گردد. گاز همراه به سمت سیستم گاز هدایت شده و آب جدا شده در یکی از لایه های تحت الارضی تزریق گردد.

- محصول نهایی که نفت با درجه API حدود ۳۰ خواهد بود را به سمت مراکز مصرف و یا صادرات هدایت کرد.

می توان با روش کاملاً ابتکاری و بسیار ارزان، نفت لایه سروک کوه موند را به صورت کاملاً اقتصادی تولید نمود و از تولید گاز لایه دالان نیز بهره برداری نمود.

سبک سازی نفت سروک

اگر بخواهیم درجه ای.پی.آی نفت سروک را از عدد ۱۳

و سبک و همچنین روزانه ۲۰ هزار بشکه نفت با درجه سنگینی ۳۰ API که معادل نفت سنگین صادراتی ایران است، اقدام نمود.

با توجه به موارد فوق، توسعه میدان نفت سنگین کوه موند، در سه فاز و به شرح زیر توصیه می شود:

فاز اول: مطالعات تکمیلی

در این فاز توصیه می شود:

الف) اقداماتی که در مورد شناخت لایه های مختلف کوه موند و مکانیزم تولید نفت سنگین در دست پیگیری است (از جمله تعمیر چاه شماره ۶، اجرای لرزه نگاری سه بعدی و ۰۰۰) کماکان ادامه یافته و مکانیزم جریان نفت از مخزن به چاههای تولیدی و تسهیلات مورد نیاز در ته چاه (از جمله نیاز به پمپ درون چاهی) مشخص گردد.

ب) با حفر یک چاه توصیفی در لایه گازی کوه موند، ضمن شناخت بیشتر از لایه های بالاتر (لایه های جهرم و سروک) از لایه گازی دالان، میزان گاز درجا، ترکیبات گاز و سایر پارامترها شناخت جامع تری فراهم گردد.

ج) ضمن آزمایش کامل بهره برداری از این چاه با استفاده از تفکیک گر سیار، میزان مایعات گازی همراه و همچنین مشخصات گازهای اسیدی (H₂S و CO₂) کاملاً مطالعه گردیده و نمونه های کافی از مایعات گازی همراه جمع آوری گردد.

د) با انجام کارهای آزمایشگاهی و مطالعاتی تأثیر اختلاط مایعات گازی با نفت لایه سروک مخصوصاً از نظر ترکیب پذیری و احتمال رسوب آسفالتین در صورت اختلاط این دو نوع مایع کاملاً بررسی گردد.

ه) در صورت احتمال رسوب آسفالتین، تغییر در ترکیبات مایعات گاز جهت جلوگیری از بروز رسوب آسفالتین دقیقاً مطالعه گردد تا ترکیبی از مایعات گازی مشخص شود که احتمال رسوب را از بین ببرد تا طراحی واحد گاز و گاز مایع به نحوی صورت گیرد که ترکیبات مایعات گازی حاصل از آن بهینه بوده و امکان رسوب آسفالتین را به حداقل برساند.

فاز دوم: توسعه اولیه میدان

پس از مطالعات مذکور در فاز ۱ و مشخص شدن پتانسیل تولید گاز و نفت سنگین، میزان مایعات گازی همراه و ترکیب پذیری آن با نفت و همچنین میزان گازهای اسیدی همراه، برنامه اولیه توسعه میدان با هدف تولید روزانه ۲۰ هزار بشکه نفت با درجه سنگینی ۳۰ API و ۴۰۰ میلیون فوت مکعب گاز در روز به اجرا در آید. لازم به ذکر است که با مشخص شدن فرضیات به کار برده شده در این مطالعه ممکن است اهداف تولید تغییر یابد.

فاز سوم: توسعه کامل میدان

پس از اجرای فاز ۲ و مشخص شدن نسبتاً کامل پتانسیل های تولید، می توان تولید بهینه و کامل میدان را برنامه ریزی نمود.

در پایان یادآوری می شود که این مطالعه صرفاً جهت تولید لایه سروک صورت گرفته و جهت تولید از لایه جهرم که

مایعات تولیدی حدود ۲۵ هزار بشکه در روز خواهد بود که معادل یک واحد استاندارد شده است.

با توجه به عدم وجود اطلاعات کافی، ارقام فوق کاملاً فرضی است و چنانچه درجه سنگینی واقعی مایعات گازی فرق کند (معمولاً درجه سنگینی مایعات گازی تثبیت شده بیش از API ۵۵ است) و یا میزان مایعات گازی همراه برای ۲۰ بشکه در یک میلیون فوت مکعب نباشد (این رقم از صفر تا ۵۰ بسته به ترکیبات گاز در مخازن مختلف متغیر است) نتایج حاصل، کاملاً تغییر خواهد کرد، لذا قبل از هر اقدامی، انجام آزمایشهای مربوطه لازم خواهد بود.

حال با فرض آنکه هر چاه گازی قادر به تولید ۵۰ میلیون فوت مکعب در روز و هر چاه نفتی قادر به تولید ۵۰۰ بشکه در روز باشد می توان نتیجه گرفت که جهت تولید روزانه ۲۰ هزار بشکه نفت برآیند با درجه سنگینی ۳۰، لازم است هشت چاه در لایه گازی دالان و ۲۲ چاه در لایه نفتی سروک حفر گردد. گاز تولیدی می باید از طریق خطوط لوله تولید به یک واحد گاز و گاز مایع منتقل شود و در آنجا پس از تنظیم نقطه شبنم آب و نیدر و کربور، تا حد مورد نیاز شبکه انتقال گاز پارس جنوبی به آغاچاری فشار افزایی شده و در این شبکه تزریق گردد. مایعات گازی تولیدی نیز می باید تا حد مورد نیاز (که می باید محاسبه گردد) فشار افزایی و به سرچاههای نفتی منتقل و در آستری این چاهها تزریق شود تا به همراه نفت لایه سروک تولید گردد. نفت برآیند نیز می باید به یک واحد فرآوری و نمک زدایی منتقل شود و پس از جداسازی گاز (که می باید به سیستم گاز تزریق گردد) و آب نمک، به سمت مبادی صادراتی پمپ شود. شکل شمایی از سیستم تولید و توزیع گاز، مایعات گازی و نفت را نشان می دهد.

هزینه یابی

چنانچه کلیه فرضیاتی که در این گزارش به کار رفت صحیح باشد و هدف اولیه تولید ۴۰۰ میلیون فوت مکعب گاز در روز (برای انتقال به آغاچاری و تزریق در مخزن آسماری آغاچاری) از طریق احداث حدود ۵۰ کیلومتر خط لوله ۲۰ اینچ و روزانه ۲۰ هزار بشکه نفت برآیند با درجه سنگینی معادل API ۳۰ (تولید روزانه حدود ۱۱ هزار بشکه نفت سروک) و هزینه انتقال آن از کوه موند به مبادی مصرف (از طریق انتقال به کوره و تزریق در سیستم صادراتی نفت سنگین ایران و یا احداث یک اسکله بارگیری در نزدیکی کوه موند) حدود ۵۰ میلیون دلار باشد، با در نظر گرفتن فرضیات زیر:

- ظرفیت تولید هر چاه گازی معادل ۵۰ میلیون فوت مکعب در روز
- ظرفیت تولید هر چاه نفتی در لایه سروک ۵۰۰ بشکه در روز

- هزینه حفر یک چاه گازی معادل شش میلیون دلار
- هزینه حفر یک چاه نفتی به همراه نصب تلمبه درون چاهی و انتقال برق به سرچاه معادل هفت میلیون دلار
- حدود ۴۰ کیلومتر خطوط انتقال نفت از چاه به واحد بهره

به عدد ۳۰ برسانیم که نزدیک ای. پی. آی نفت صادراتی است، چه باید کرد؟

$$\begin{cases} \rho_1 x_1 + \rho_2 x_2 = \rho_2 \\ x_1 - x_2 = 1 \end{cases} \rightarrow \begin{cases} 61.15 x_1 + 50.01 x_2 = 54.662 \\ x_1 - x_2 = 1 \end{cases}$$

$$\begin{cases} x_1 = 0.416 \\ x_2 = 0.584 \end{cases}$$

۱ = درصد حجمی نفت سنگین / برسد حجمی نفت سنگ = x_2 / x_1

حال اگر بخواهیم از مایعات گازی برای سبک سازی استفاده کنیم و درجه ای. پی. آی ۴۵ را در نظر بگیریم خواهیم داشت:

$$API = 45 \quad \gamma_2 = 0.801 \quad \rho_2 = 50.01 \text{ PCF}$$

اگر درصدهای حجمی نفت سنگین و سبک را برابر X2.X1 در نظر بگیریم:

$$\begin{cases} \rho_1 x_1 + \rho_2 x_2 = \rho_2 \\ x_1 - x_2 = 1 \end{cases} \rightarrow \begin{cases} 141.5 \gamma_1 + 131.5 \gamma_2 = 61.15 \\ \gamma_1 - \gamma_2 = 0.98 \end{cases}$$

$$\begin{cases} \rho_1 = 61.15 \text{ PCF} \\ \rho_2 = 54.662 \text{ PCF} \end{cases}$$

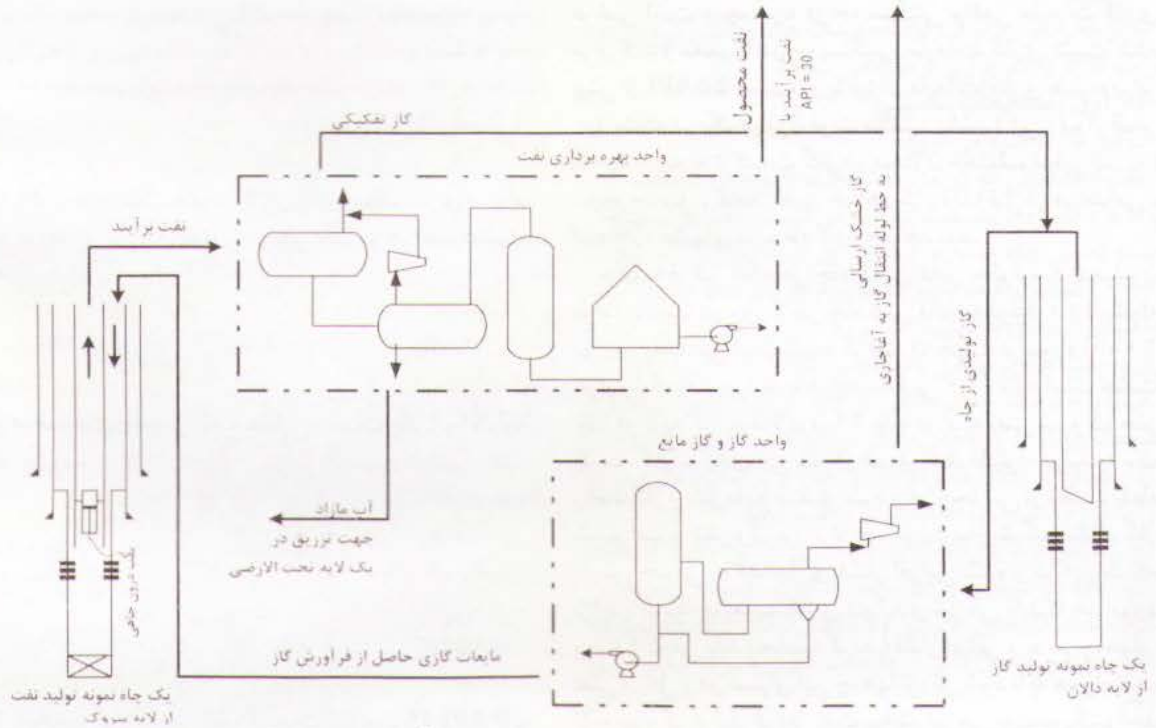
طبق محاسبات بالا هر بشکه مایعات گازی با API 45 قادر است که ۴.۱ بشکه نفت سنگین را از API 13 به API 30 ارتقاء دهد.

تعیین تعداد چاههای گازی مورد نیاز در لایه دالان و چاههای نفتی در لایه سروک

جهت تعیین بهینه نرخ تخلیه لایه سروک کوه موند مطالعه جامع زمین شناسی، مدل سازی مخزن، تعیین ضریب بازیافت و مطالعات دیگری مورد نیاز خواهد بود که در مراحل بعدی مطالعه و توسعه مخزن کوه موند مدنظر است. در این گزارش فرض شد که با در نظر گرفتن استانداردهای تولید در ایران و ظرفیت های استاندارد شده واحدهای بهره برداری، علاوه بر تولید از لایه سروک و گاز لایه دالان مطالعه مخزن تسریع گردد.

همانطور که توضیح داده شد با فرض اینکه درجه سنگینی مایعات گازی ۴۵ باشد (API=۴۵)، می توان با تزریق یک بشکه از این مایع در چاههای لایه سروک، درجه سنگینی نفت را تا حد API ۳۰ که معادل نفت سنگین صادراتی ایران است افزایش داد، لذا چنانچه میزان مایعات گازی همراه گاز ۲۰ بشکه در یک میلیون فوت مکعب فرض شود با تولید روزانه ۴۰۰ میلیون فوت مکعب گاز می توان به ۸۰۰۰ بشکه مایعات گازی با درجه سنگینی ۴۵ دست یافت که این مقدار مایعات گازی می تواند درجه سنگینی ۱۱ هزار و ۲۰۰ بشکه نفت در روز لایه سروک را به API ۳۰ افزایش دهد و چنانچه میزان آب نمک همراه این نفت را ۴۰٪ فرض کنیم، مجموع

شماتیک سیستم تولید گاز، مایعات گازی و نفت لایه سروک کوه موند



می توان امکانات جریان نفت از مخزن به چاه را فراهم نمود. در مورد بخش دوم، یکی از روشهای مرسوم (مخصوصاً در ونزوئلا که یکی از تولیدکنندگان اصلی نفت سنگین است) تزریق مواد سبک ساز به درون چاه (از طریق جداره)، اختلاط آن با نفت سنگین در ته چاه، انتقال نفت برآیند سبک شده به مراکز فرآورش، جداسازی آب نمک و گازهای همراه از نفت برآیند و در مرحله آخر جداسازی مواد سبک ساز از نفت سنگین و انتقال مجدد آن برای تزریق در چاهها است.

در این گزارش با توجه به وجود یک لایه گازی (لایه دالان) در زیر لایه های نفت سنگین در کوه موند، روشی ابتکاری برای تولید نفت سنگین توضیح داده شد، بدین ترتیب که از مایعات گازی حاصل از تولید گاز جهت سبک سازی نفت استفاده شده است. از آنجاکه در این روش نیازی به جداسازی مجدد مایعات سبک کننده در انتهای فرآورش نفت سنگین نیست، سیستم فرآورش و انتقال نفت کوه موند، همانند نفت سبک و با همان هزینه بوده و نفت برآیند نیز سبک و آماده صادرات است. با توجه به اینکه فرآیند تعریف شده بر فرضیاتی استوار است و برای اجرای این طرح ابهامات موجود تا حد ممکن می باید برطرف شود، قبل از اجرای این طرح لازم است که با حفر چاههای توصیفی در لایه نفتی سروک و لایه گازی دالان مطالعات جامعی صورت پذیرد و سپس در مورد اجرای طرح پیشنهادی تصمیم گیری شود.

برداری (۴ اینچ)

- حدود ۴۰ کیلومتر خطوط ۴ اینچ انتقال مایعات گازی به سرچاههای نفت

- احداث ۵۰ کیلومتر لوله ۲۰ اینچ انتقال گاز

- حدود ۲۰ کیلومتر لوله ۶ اینچ انتقال گاز از چاههای گازی به واحد گاز و گازمایع

- هزینه انتقال و صادرات نفت معادل ۵۰ میلیون دلار

- هزینه احداث واحدهای گاز و گاز مایع و واحد بهره برداری و نمک زدایی و همچنین ایستگاه تراکم گاز و پمپاژ مایعات گازی معادل ۱۰۰ میلیون دلار

- هزینه احداث خطوط لوله هر اینچ کیلومتر معادل ۲۵ هزار دلار

- هزینه فرآورش، انتقال و تزریق پساب حاصل در یک چاه تزریقی معادل ۱۰ میلیون دلار

کل هزینه طرح بالغ بر ۴۰۰ میلیون دلار خواهد بود. نتیجه گیری

در تولید نفت سنگین دو بخش کاملاً مجزا ولی وابسته به یکدیگر وجود دارد:

الف) ایجاد امکان جریان نفت از مخزن به چاه و مراکز فرآورش

ب) فرآورش و انتقال نفت سنگین

در مورد بخش الف هم اکنون اقداماتی تحت پیگیری است که با استفاده از نتایج حاصل از آن