

علمی - تخصصی

امکان سنجی روش‌های حرارتی از دیداد برداشت جهت استخراج نفت سنگین در میدان کوه موند

بهروز ملاداودی^{۱*}، دانیال ابوعلی^۲، سید محمدمهدی حسینی^۳

۱ و ۲- کارشناسی ارشد مهندسی مخازن هیدروکربوری، دانشگاه علم و صنعت ایران، تهران، ایران
۳- کارشناسی ارشد مدیریت اجرایی (گرایش استراتژیک)، دانشگاه آزاد واحد یادگار امام (ه)، تهران، ایران
(دریافت: ۱۴۰۰/۱۰/۲۷، پذیرش: ۱۴۰۱/۰۲/۲۱)

چکیده

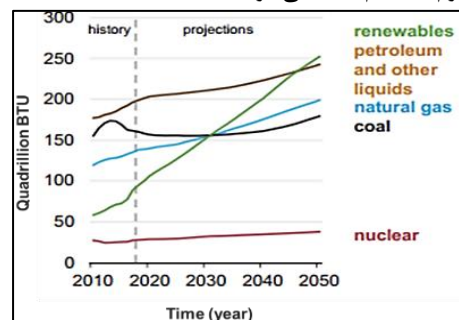
یکی از انواع منابع نفتی، نفت سنگین است که به علت چگالی و گرانبوی بالا، تنها با به‌کارگیری فناوری‌های پیچیده قابلیت برداشت اقتصادی دارد. در کشور ما نیز میزان قابل توجهی از منابع نفت سنگین وجود دارد. یکی از بزرگ‌ترین میدان‌های نفت سنگین کشور، کوه موند است. در این مقاله با استفاده از الگوریتمی مرحله‌ای و تلفیق مدل‌سازی‌های فنی-اقتصادی به کمک شبیه‌ساز اکلیپس و زبان برنامه‌نویسی متلب، بهینه‌ترین سناریوی برداشت از کوه موند معین گردید. الگوریتم مرحله‌ای شامل غربالگری، اعتبارسنجی مدل، و درنهایت، بهینه‌سازی تولید است. تابع هدف بهینه‌سازی ارزش خالص فعلی است که با تغییر پارامترهای بهینه‌سازی در طول مراحل مختلف حدس و خطابه کمک بهینه‌ساز شبیه‌سازی تبرید به میزان بهینه سراسری می‌رسد. خروجی مرحله غربالگری برای میدان کوه موند، فرایند تزریق متناوب است که از نظر اقتصادی نیز کمترین هزینه را در بین سایر روش‌های حرارتی دارد و فقط از یک چاه برای تولید و تزریق استفاده می‌کند. در مرحله اعتبارسنجی مدل از داده‌های میدان متشابه با کوه موند در آرژانتین (یاکیمنتو) استفاده شد و مدلی معتبر به دست آمد. در فاز نهایی، بهینه‌سازی که در واقع گلوگاه اصلی پروژه‌های تولید صیانتی است اجرا و تأثیر بسزایی در بالا بردن سود حاصل از مدل تزریق متناوب در میدان کوه موند نشان داد. افزایش ۲/۵ برابری نسبت به حدس اولیه برای پارامترهای عملیاتی مدل تک چاهی مدعی این مطلب است. همچنین با ارتقاء مدل تک چاهی به مدل چند چاهی، افزایش ۱/۳ برابری در سودآوری مدل چند چاهی مشاهده شد.

کلیدواژه‌ها: نفت سنگین، از دیداد برداشت حرارتی، تزریق متناوب بخار، بهینه‌سازی تولید، ارزش خالص فعلی

۱. مقدمه

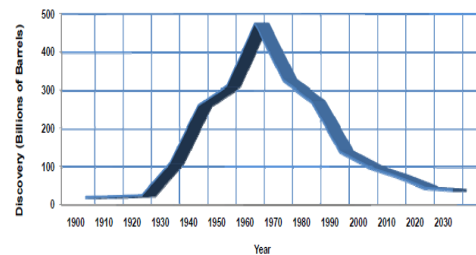
منابع متعارف نفتی در واقع نفت‌های سبک (نفت با چگالی پائین) هستند که قابلیت تولید بالایی دارند اما روند نزولی در فرایند اکتشاف نفت سبک در دنیا (شکل ۲) و مصرف حجم عمده‌ای از آن‌ها برای برآوردن میزان تقاضای انرژی دنیا (شکل ۳) منجر به تخلیه شدن مخازن نفت سبک گردیده که ارزش تجاری بالا و فناوری تولیدی ساده دارند. طبق پیش‌بینی به‌عمل آمده از سال ۱۹۶۰ به بعد شاهد کاهش اکتشافات در منابع متعارف هستیم که سهم کوچکی از منابع نفتی تا سال ۲۰۳۵ را به خود اختصاص می‌دهند (توربرگ، ۲۰۱۲). لذا با توجه به رشد مصرف انرژی (شکل ۱) و کاهش اکتشافات منابع متعارف نفتی (شکل ۲)، برای پاسخگویی به نیاز جهانی باید سراغ منابع جایگزین مانند نفت سنگین رفت که در سال‌های آتی حجم بیشتری از مصرف جهانی نفت خام را به خود اختصاص خواهد داد (شکل ۳).

افزایش پیوسته تقاضای انرژی در سطح دنیا (شکل ۱) که به واسطه توسعه اقتصادی و رشد جمعیت جهانی در دهه‌های اخیر ایجاد شده مصرف سوخت‌های فسیلی با محوریت نفت خام را همچنان در صدر قرار داده است. منابع نفت خام نیز خود به دودسته کلی متعارف (معمولی، مرسوم) و نامتعارف (غیرمعمولی، غیرمرسوم) تقسیم‌بندی می‌شوند.

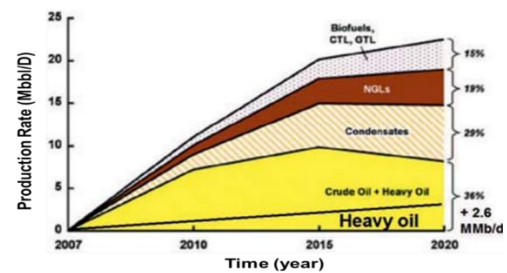


شکل (۱). مصرف جهانی انرژی

تقسیم‌بندی نمود. ترکیبات اشباع از اجزای غیر قطبی شامل هیدروکربن‌های اشباع راست زنجیر، شاخه‌دار و حلقوی تشکیل شده‌اند. آروماتیک‌ها شامل یک یا چند حلقه آروماتیکی هستند و نسبت قطبش پذیر هستند. دو جزء دیگر یعنی رزین و آسفالتین هر دو ترکیبات قطبی هستند. تفاوت اصلی بین آن‌ها در این است که رزین‌ها در نرمال هپتان حل می‌شوند در حالی که آسفالتین‌ها غیرقابل حل در نرمال هپتان بوده و در عوض در تولوئن قابل حل می‌باشند. علاوه بر این، SARA شامل مقدار مشخصی نیتروژن، اکسیژن، گوگرد و عناصر فلزی است (مورازا و گالادیم، ۲۰۱۵). نفت سنگین دارای خواص و ویژگی‌های کاملاً متفاوتی نسبت به نفت سبک است که از جمله مهم‌ترین آن‌ها می‌توان به دشوارتر بودن تولید، انتقال و پالایش نفت سنگین در مقایسه با نفت سبک اشاره کرد که به علت ماهیت ویسکوز بودن این نوع از نفت است. نفت سنگین نسبت به نفت سبک دارای گرانی و چگالی نسبی بالایی است. در واقع ویسکوزیته بالای نفت سنگین عملیات برداشت و پالایش را مشکل و هزینه‌بر می‌سازد. بخش کمی از نفت سنگین شامل ترکیبات فرار با وزن مولکولی پائین است و در عوض بخش عمده آن حاوی ترکیبات با وزن مولکولی بالا با فراری کمتر می‌باشد. این بخش از نفت سنگین شامل مجموعه پیچیده‌ای از ترکیبات مختلف مولکولی و شیمیایی است که دارای نقطه ذوب و ریزش بالایی هستند و منجر به تحرک کمتر نسبت به نفت خام معمولی می‌شوند و حاوی میزان گوگرد بیش‌تری نسبت به منابع نفتی متعارف هستند که باعث افزودن به هزینه‌های پالایش نفت سنگین می‌شود. ترکیبات آسفالتینی ضرورتاً عامل اولیه برای وزن مخصوص بالای نفت سنگین نیستند و همچنین همواره عامل نخست در مشکلات تولید نیستند چراکه باید اجزای رزینی و آروماتیکی را نیز در نظر گرفت که هر دو این ترکیبات قابلیت به تأخیر اندازی جدایش ترکیبات آسفالتینی را در حین برداشت دارند. تنها وقتی که ترکیبات آسفالتینی از نفت جدا می‌شوند (تشکیل فاز جداگانه) در داخل فضای متخلخل سازند و زنجیره تولید رسوب می‌کنند. به صورت خلاصه عمده تفاوت‌های نفت سنگین نسبت به سبک عبارت‌اند از درجه سنگینی پائین، نسبت هیدروژن به کربن کم، میزان بالای آسفالتین، فلزات سنگین، گوگرد و نیتروژن [۱ و ۲]. شکل (۵) توزیع ذخایر جهانی نفت را نشان می‌دهد میزان منابع کلی نفت دنیا در حدود ۹ الی ۱۳ تریلیون بشکه برآورد شده که حدود ۷۰٪ این مقدار متعلق به نفت سنگین است که این رقم منعکس‌کننده اهمیت تولید نفت سنگین در آینده پیش‌رو است [۳].

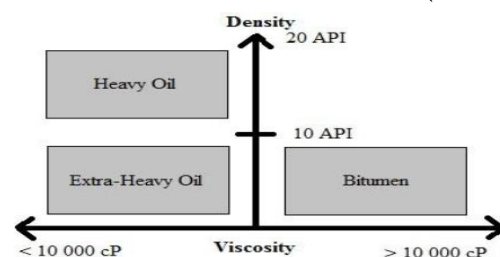


شکل (۲). تاریخچه و پیش‌بینی اکتشافات منابع جهانی متعارف نفتی



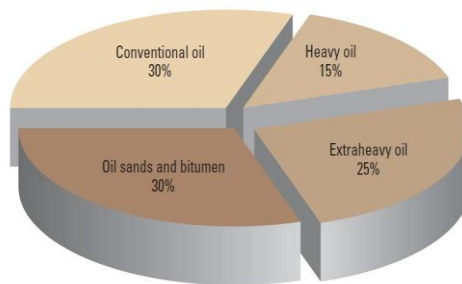
شکل (۳). میزان تولید انواع مختلف سوخت‌های فسیلی (منبع: CERA)

نفت سنگین، به نفت خامی اطلاق می‌شود که به راحتی جریان پیدا نمی‌کند و به واسطه درجه سنگینی (API) پائین و ویسکوزیته بالا پیش مشخص می‌شود. علت استفاده از واژه سنگین برای این نوع نفت، بالا بودن چگالی آن‌ها در مقایسه با نفت سبک است. با توجه به شکل (۴)، نفت سنگین، نفتی با درجه سنگینی بین ۱۰ تا ۲۰، نفت با درجه سنگینی کمتر از ۱۰ به عنوان نفت فوق سنگین و در صورت غیر متحرک بودن در شرایط مخزنی به عنوان بیتومن در نظر گرفته شده است (در این مقاله منظور از نفت سنگین به طور کلی هر نوع نفت با درجه سنگینی کمتر از ۲۰ است). به طور کلی نفت سنگین حاوی میزان قابل توجهی ترکیبات آسفالتینی (مولکول‌های بسیار بزرگ) است که در نمونه‌های مختلف نفت، دارای مقادیر متنوع از عناصر گوگرد، اکسیژن، نیتروژن و فلزات به ویژه نیکل و وانادیم است (نبیلو، ۲۰۱۶).



شکل (۴). طبقه‌بندی نفت‌های سنگین (نبیلو، ۲۰۱۶)

نفت سنگین عمدتاً هیدروکربن‌هایی با وزن مولکولی و نقطه‌جوش بالایی هستند. تعداد اتم‌های کربن اکثر این هیدروکربن‌ها بالای ۶۰ هست. ترکیبات تشکیل‌دهنده نفت سنگین را بر مبنای قطبیت و قطبش پذیری می‌توان به هیدروکربن‌های اشباع، آروماتیکی، رزینی و آسفالتینی (SARA)



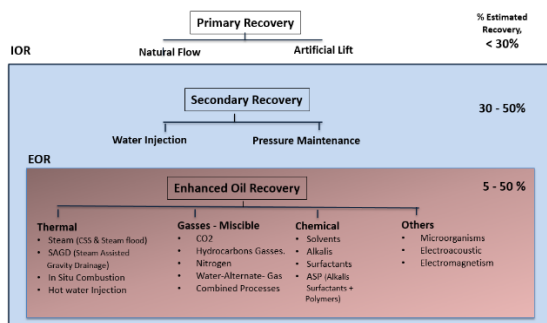
شکل (۵). طبقه‌بندی توزیع ذخایر کلی نفت در جهان [۴].

حدود ۳ تریلیون بشکه از منابع نفت سنگین در کانادا، ۲ تریلیون بشکه در ونزوئلا، ۶۰۰ بیلیون بشکه در روسیه، ۵۰۰ بیلیون بشکه در کالیفرنیا و آلاسکا آمریکا و حدود ۵۳۰ بیلیون بشکه در خاورمیانه قرار دارد. بزرگ‌ترین مخازن نفت سنگین دنیا در شمال ونزوئلا قرار دارد؛ اما به‌طور کلی بیش از سی کشور دارای مخازن نفت سنگین هستند [۵]. می‌دهد.

جدول (۱). میزان ذخایر نفت سنگین در کل دنیا را نشان

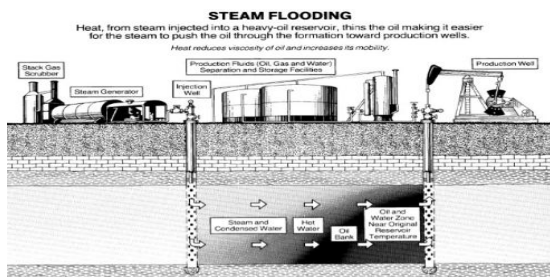
جدول (۱). میزان ذخایر اثبات‌شده و اثبات نشده نفت سنگین در دنیا [۶].

Country name	Fields (count)	Offshore (count)	Giant (count)	Unproved reserves (10E6 bbl)	Cumulative production (10E6 bbl)	Annual production (10E3 bbl)	Original reserves (10E6 bbl)	Undiscovered potential recovery (10E6 bbl)	Future potential recovery (10E6 bbl)
Albania	5	0	0	525.00	251.4	4045.1			525.0
Algeria	4	0	0	180.00	35.6	6395.0	215.6		180.0
Angola	4	1	0	56.00	43.1	923.9	99.1		56.0
Argentina	21	0	0	415.00	224.2	10830.3	639.2		415.0
Australia	4	2	0	115.00	0.0		115.0		115.0
Austria	23	1	0	121.00	103.2	1410.1	224.2		121.0
Bangladesh	1	0	0						
Barbados	2	0	0						
Bolivia	1	0	0						
Brazil	22	8	0	6461.00	519.3	35118.4	6980.3		6461.0
Brunei	2	2	1	1330.00	1002.9	5787.0	2322.9	1584.0	2914.0
Bulgaria	2	0	0	40.00	20.9	264.0	60.9		40.0
Cameroon	4	4	0	121.00	133.0	13028.5	254.0		121.0
Canada	218	10	2	2332.29	1605.7	116990.5	3306.6	3679.0	6011.3
Chad	1	0	0	200.00			200.0		200.0
China	27	0	2	9838.00	750.6	46955.0	10588.6	6800.0	16638.0
Colombia	75	0	0	1645.00	914.8	32345.6	2559.8	428.0	2073.0
Congo	4	0	0	227.00	86.0	10183.0	313.0		227.0
Cuba	15	0	0	239.00	26.4	4157.3	265.4		239.0
Ecuador	62	0	0	1195.00	140.7	773981.0	1335.7		1195.0
Egypt	53	11	1	1196.00	548.2	33688.4	1744.2		1196.0
Former Soviet Union	82	1	2	12080.00	7038.3	101979.2	19118.3	108686.0	120766.0
France	10	0	0	5.00	5.8	31.3	8.5		5.0
Gabon	10	6	0	9.00	2.8	617.4	11.8		9.0
Germany	37	1	0	167.00	151.7	1538.3	318.7		167.0
Greece	1	0	0	1.00					1.0
Guatemala	4	0	0	6.00	1.3	650.9	7.3		6.0
Hungary	6	0	0	8.0	140.3	2241.0	310.3		8.0
India	22	1	0	237.00	63.1	9440.0	300.1		237.0**
Indonesia	38	13	1	4404.00	998.5	78389.3	5402.5	675.0	5079.0
Iran	9	3	1	3614.00	361.0	2652.0	3714.6		3994.0
Iraq	19	0	4	18556.00	1381.2	137500.0	19937.2	19432.0	37988.0
Ireland	1	0	0						
Israel	1	0	0						
Italy	34	13	0	700.00	357.2	24569.6	1057.2	10075.0	10775.0
Japan	12	0	0	51.00	41.5	309.0	92.5		51.0
Jordan	1	0	0	1.00			1.0		1.0
Kuwait	6	2	4	64980.00	21635.8	49175.9	86615.8	1502.0	66482.0
Libya	1	0	0	17.00			17.0		17.0
Madagascar								466.2	466.2
Malaysia	39	39	0	998.00			998.0		998.0*
Mexico	70	13	4	10910.00	2996.3	107976.0	13906.3	6300.0	17210.0
Mongolia							5.0		5.0
Morocco	1	1	0					830.0	833.0
Myanmar	1	0	0	3.00	3.3	20.0	6.3		215.0
Netherlands	8	1	0	218.00	163.6	4609.1	381.6		3314.0
Neutral Zone	1	0	1	3000.00	1333.2		4333.2	314.0	3314.0
New Zealand	1	0	0	12.00			12.0		12.0
Nigeria	11	5	0	396.00	35.7	3457.6	431.7	3258.0	3654.0
Norway	3	3	0	575.00			575.0		575.0
Oman	33	0	0	1539.00	216.7	19887.0	1755.7	90.0	1629.0
Pakistan	3	0	0	16.00			613.1		16.0
Peru	16	0	0		142.3	10392.5	387.3	150.0	150.0**
Philippines	1	1	0	5.00					5.0
Poland	2	2	1	7.00			7.0		7.0
Qatar	2	0	0		706.6	17538.0	1806.6		
Romania	5	0	0	41.00	48.1	20662.0	89.1		41.0
Saudi Arabia	1	0	4	9900.00	596.0	42807.0	10496.0	360.0	10260.0
Senegal	1	1	0	10.00			10.0		10.0
Slovakia	4	0	0	6.00	4.5	12.0	10.5		6.0
South Africa	2	2	0	10.00			10.0		10.0
Spain	3	3	0	57.00	55.6	266.1	55.9		57.0
Sudan	6	0	0	181.00			181.0		181.0
Suriname	3	0	0	63.00	7.9	1529.0	70.9		63.0
Syria	26	0	0	1836.00	251.0	22946.0	2087.0		1836.0
Taiwan	1	0	0						
Thailand	6	0	0	1.00	0.3	47.9	1.3	500.0	501.0
Trinidad and Tobago	9	3	1	1536.00	1254.4	19492.8	2790.4	346.0	1852.0
Tunisia	1	1	0	7.00			7.0		7.0
Turkey	19	0	0	301.00	148.7	7025.5	449.7		301.0
United Kingdom	13	13	1	2025.00	912.6	34609.1	2937.6	9000.0	11025.0
United States	349	5	7	4020.00	10603.6	202356.4	14624.0	4314.0	8334.0
Venezuela	109	6	15	40677.00	30961.3	417227.2	71638.3	306300.0	346977.0
Vietnam	1	1	0	25.00			25.0		25.0
Yemen	1	0	0	10.00			10.0		10.0
Yugoslavia	27	0	0	172.00	77.7	3836.0	249.7		172.0
Total	1638	183	52	209629.29	88850.0	2442613.9	298454.2	485474.2	695103.5
Canada bitumen	12	0	3	458.00	293.0	54686.9	751.0	169622.4	170080.4
Grand total	1650	183	55	210087.29	89143.0	2497300.8	299205.2	655096.6	865183.9



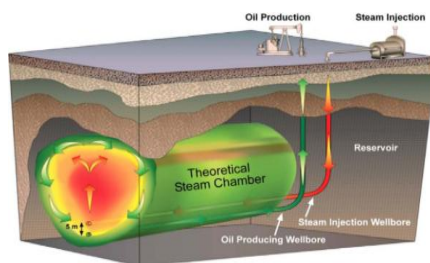
شکل (۶). مراحل برداشت از میدان‌های نفتی

مخازن نفت سنگین به خاطر گرانبوی بالا، برداشت اولیه قابل توجهی ندارند، از این رو برای برداشت مؤثر از چنین مخازنی ضرورت کاهش گرانبوی نفت احساس می‌شود. یکی از راه‌ها برای نیل به این هدف استفاده از فناوری‌های ازدیاد برداشت است. قبل از بحث راجع به فناوری‌های ازدیاد برداشت، باید گفت که به‌صورت کلی مراحل تولید از یک میدان نفتی با در نظر گرفتن ترتیب زمانی به سه مرحله برداشت اولیه، برداشت ثانویه و برداشت ثالثی تقسیم می‌گردند. شکل (۶)، مراحل برداشت از میدان‌های نفتی را نشان می‌دهد.



شکل (۸). تزریق بخار

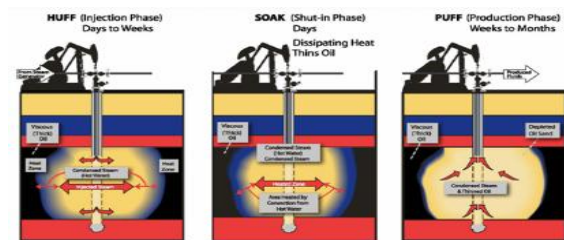
در فناوری SAGD، بخار از یک چاه افقی در بالای یک چاه تولیدی افقی تزریق می‌شود. فاصله بین دو چاه به میزان گرانی و نفت بستگی دارد و با افزایش آن کاهش می‌یابد اما به‌طور کلی بین ۳ تا ۱۰ متر است. ماهیت این فناوری، شامل گرم کردن و جابجایی نفت سرد با بخار است. سازوکارهای این فرایند، شامل میعان بخار در سطح مشترک، ریزش نفت و میعانات به چاه زیرین با نیروهای گرانشی و رشد ناحیه بخار به سمت بالا و طرفین است. از محدودیات این روش می‌توان به کاهش تراوایی به دلیل میعان آب و همچنین مشکلات تحرک پذیری و رشد سریع محفظه بخار به سمت بالا اشاره کرد. این فناوری برای میدان‌هایی که نفت با گرانی بالا دارند بسیار مؤثر است. شکل (۹) طرح‌واره‌ای از SAGD را نشان می‌دهد.



شکل (۹). فناوری SAGD

روش دیگر، احتراق درجا است که با تولید خودبه‌خود احتراق در مخزن موجب تولید انرژی حرارتی می‌شود. اکسیژن، به‌صورت هوا یا به‌صورت جزئی خالص‌شده در سطح، متراکم و به‌طور پیوسته (روش خشک) و گاهی اوقات همراه با آب (روش تر) تزریق می‌شود. در این فناوری (شکل ۱۰)، بخشی از نفت به‌صورت کک روی سنگ مخزن رسوب می‌کند و به‌عنوان سوخت در این فناوری به کار می‌رود. سازوکارهای برداشت، شامل کاهش گرانی با گرما دادن، بخار شدن سیالات و کراکینگ حرارتی است. چالش اصلی در این فناوری، کنترل جبهه احتراق است که امکان دارد به‌صورت غیریکتواخت در مخزن حرکت کند و تماس ناچیز حجمی با مخزن را منجر شود.

بر مبنای طبقه‌بندی‌های موجود در روش‌های ازدیاد برداشت، این فناوری‌ها عمدتاً در قالب سه دسته حرارتی، شیمیایی و امتزاجی دسته‌بندی می‌شوند. پرکاربردترین روش مورد استفاده در بهره‌برداری از نفت سنگین روش‌های حرارتی است که شامل تحریک بخار^۱ (تزریق متناوب بخار)، سیلاب زنی بخار^۲، سیلاب زنی آب داغ^۳ و احتراق درجا^۴ است. سیلاب زنی با آب داغ از فناوری‌های کمتر متداول است. فناوری تزریق متناوب، روشی تک چاهی است و در آن بخار برای یک مدت معین به درون چاه تولیدی تزریق می‌شود شکل (۷). سپس چاه برای مدتی بسته می‌شود که به نام مرحله خیساندن معروف است. در مرحله بعد، همان چاه که در مرحله خیساندن به کار رفته است، برای تولید باز شده و تا زمانی که میزان جریان تا حد معینی کم شود تولید ادامه می‌یابد، سپس تمام روش مجدداً تکرار می‌شود. سازوکارهای فعال در این فناوری، کاهش گرانی و متورم شدن نفت است. اثر جمعی این سازوکارها بر روی نفت‌های سنگین‌تر با گرانی زیاد بیشتر است.



شکل (۷). تزریق تناوبی بخار

در روش تزریق بخار (شکل ۸)، بخار از چاه‌های تزریقی موجود وارد مخزن شده و سیالات به سمت چاه‌های تولیدی با الگوهای معینی که حفز شده‌اند، حرکت می‌کنند. سازوکارهای تولید در این روش، کاهش گرانی، متورم شدن نفت، تخلیه بخار و رانش بخار می‌باشند. این فناوری برای نفت‌های با گرانی بالا و درجه API پائین به کار رفته می‌رود اما برای نفت‌های سبک‌تر نیز قابل استفاده است. از محدودیت‌های مهم این فناوری، دانسیته بسیار کم بخار نسبت به آب و نفت است که منجر به پدیده رو راندگی می‌شود. همچنین کنترل پویایی نیز مشکل دیگر این فرایند است که به علت گرانی کمتر بخار نسبت به آب و نفت روی می‌دهد. اتلاف گرما، مشکلات عملیاتی در دماهای بالا و نشت آلاینده‌های ناشی از تولید بخار در سطح از دیگر چالش‌های مرتبط با این فناوری است.

¹ Steam Stimulation (SS)

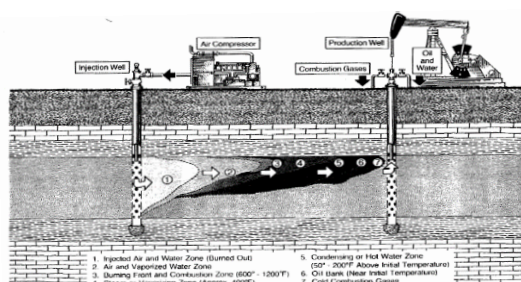
² Steam Flooding (SF)

³ Hot Water Flooding (HWF)

⁴ In Situ Combustion (ISC)

بودن آن در اکثر میدان‌های نفت سنگین واجد شرایط به کار گرفته شده است. تاریخچه استفاده از آن در میدان‌های کلد لیک و ولف لیک از کشور کانادا به ترتیب به سال ۱۹۷۵ و ۱۹۸۲ و در میدان‌های کالیفرنیا آمریکا نیز به سال ۱۹۸۲ برمی‌گردد [۸]. در سال ۱۹۸۴ دورکسن و همکاری‌های پیلوت تزریق چرخه‌ای بخار را در منطقه کلد لیک طراحی کردند. بخار در فشاری بالاتر از فشار مخزن تزریق شد و ضریب برداشت در حدود ۶/۳ درصد به دست آمد. مدل‌سازی صورت گرفته توسط آنان برای تولید نفت و نسبت بخار به نفت تولیدی در چرخه‌های ابتدایی، تطابق مناسبی را نشان داد [۹].

اولین تلاش‌ها برای تزریق بخار در مخازن نفت سنگین، در حدود ۴۳ سال پیش آغاز شد. به‌عنوان اولین گروه، دیلابووک و پارتس در سال ۱۹۷۴ پیلوتی را برای آزمایش فرایند جدیدی جهت برداشت از مخازن بیتومن در پیس ریور (غرب کانادا) طراحی کردند. فرایند بازیابی از روی آزمایش‌های میدانی توسعه یافته بود. همچنین دیلابو روش پیشنهادی آن‌ها همان فرایند سیلاب زنی بخار به همراه افزایش فشار، جهت به دست آوردن برداشت بهینه بود [۱۰]. پیلوت تزریق بخار در میدان نفتی والکویا در ایتالیا در سال ۱۹۸۵، گامی برای آغاز استفاده از فرایند سیلاب زنی آب و بخار (آب داغ) بود که توسط چی یریکی و همکاری‌های صورت گرفت. کودر نیز در مخزن مورد مطالعه، کربناته شکافدار و حاوی نفتی با درجه سنگینی ۲۶-۱۶ بود. برای تعیین میزان بازدهی فرایند تزریق بخار در این میدان، آزمون‌های سیلاب زنی آب داغ بر روی مغزه‌های از مخزن، در مقیاس آزمایشگاهی در دماهای مختلف انجام شد. آزمایش‌های بسیار ساده طراحی شده بودند و هدف، مشاهده تغییرات درجه اشباع نفت مخزن در اثر تزریق آب داغ بود [۱۱]. کودر و همکاران در سال ۱۹۹۳، مطالعاتی بر روی پیلوت تزریق بخار در میدان نفتی امراد واقع در سواحل غربی آفریقا انجام دادند. ویسکوزیته نفت در شرایط مخزن ۱۰۰ سانتی پویز بود. هدف از سیلاب زنی بخار، گردش بخار در مخزن و خروج نفت به کمک سازوکارهای تبخیر پذیری، انبساط حرارتی و کاهش ویسکوزیته نفت بود. آزمایش‌های تزریق بخار و آب داغ در مقیاس آزمایشگاهی انجام شد. این آزمایش‌ها بر روی مغزه‌های همگن صورت گرفت. سیلاب زنی بخار نیز بر روی مغزه‌های مشابه انجام پذیرفت و میزان بازیابی حدود ۸۴/۵ درصد به دست آمد [۱۱]. در سال ۱۹۹۵، هارتمینک و همکاری‌های جهت طراحی طرح آزمایشگاهی تزریق بخار در میدان قرن علم در عمان از شبیه‌سازی مخزن استفاده کردند. هدف، افزایش میزان اثر گرانش نفت سنگین موجود در



شکل (۱۰). فناوری احتراق درجا

در این مقاله، با استفاده از الگوریتم مرحله‌ای فرایند غربالگری تا بهینه‌سازی انجام می‌گردد، به این صورت که ابتدا با استفاده از داده‌های میدان کوه موند، مرحله اول (غربالگری) انجام می‌شود. در این مرحله با استفاده از داده‌های سیال و مخزن کوه موند، غربالگری اولیه انجام شد. بعد از این مرحله، اعتبارسنجی مدل در دستور کار قرار گرفت اما از آنجاکه میدان کوه موند تاکنون فرایند حرارتی ازدیاد برداشت را تجربه نکرده از داده‌های میدان متشابه با خواص کوه موند برای تولید مدلی معتبر استفاده گردید. سپس از این مدل برای بهینه‌سازی فرایند منتخب مرحله غربالگری برای میدان کوه موند استفاده گردید. از ویژگی‌های مهم فرایند بهینه‌سازی این مقاله در مقایسه با سایر مطالعات انجام شده، الگوریتم بهینه‌سازی به کار گرفته شده و تعداد پارامترهای بهینه‌سازی است. الگوریتم بهینه‌سازی در این مقاله شبیه‌سازی تبرید است که به علت ویژگی‌هایی که دارد تقریباً تنها الگوریتمی است که می‌تواند بهینه‌سازی را پیدا کند، حال آنکه در اکثر مطالعات انجام شده الگوریتم بهینه‌سازی محدود به نقاط محلی بوده و توانایی یافتن بهینه‌سازی را ندارند. همچنین تعداد پارامترهایی که برای بهینه‌سازی در این مقاله به کار گرفته شده تمامی پارامترهای عملیاتی و قابل تغییر به دست اپراتور (دبی تولید نفت، دبی تزریق بخار، مدت زمان تزریق، مدت زمان خیساندن، کیفیت بخار تزریقی، دمای بخار تزریقی و تعداد سیکل‌های تزریق و تولید) را شامل می‌شود؛ اما بررسی مطالعات انجام شده نشان می‌دهد که عموماً تعداد پارامترهای بهینه‌سازی از پنج پارامتر بیشتر نبوده که به دلایل پیچیدگی محاسبات بهینه‌سازی و ترکیب بهینه‌سازی با شبیه‌سازی بوده است؛ اما در این مقاله با استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی شبیه‌سازی تبرید و شبیه‌سازی اکلیپس این مشکلات تا حد مطلوبی مرتفع گردیده است.

اولین کاربرد تزریق متناوب بخار در ونزویلا (سال ۱۹۵۹) روی داد [۱۷]. بعد از مشاهده افزایش تولید، به‌عنوان فناوری برداشت حرارتی پرکاربرد در طول زمان به کار گرفته شد. روش تزریق متناوب روشی است که به خاطر ارزانی، سادگی و مؤثر

داده‌های مخزن- سیال موردنظر موجود در داخل نرم‌افزار فرایند غربالگری صورت می‌پذیرد. بعد از مرحله غربالگری، با توجه به اینکه در کشور هنوز هیچ فرایند ازدیاد برداشت (تزریق گاز و آب جزء روش‌های ازدیاد برداشت نیستند) به صورت تجاری صورت نپذیرفته است برای ساخت مدل معتبر نیاز به اطلاعات تاریخچه تولید میدان موردنظر است تا با انجام فرایند تطابق تاریخچه بتوان برای پیش‌بینی سناریوهای مختلف توسعه میدان از مدل معتبر شده استفاده کرد؛ اما از آنجایی که اطلاعات تولیدی میدان به علت متروکه شدن (عدم تولید تجاری) در منابع وجود نداشت، تاریخچه تولید مخزنی (میدان یاکیمنتو در آرژانتین) با خواص متشابه با میدان کوه موند که مورد اجرای فرایند تزریق متناوب بخار قرار گرفته را در قالب مدل مبتنی بر شبیه‌ساز اکلپیس (ماژول حرارتی) مطابقت داده تا بدین وسیله مدلی معتبر تهیه گردد. بعد از مرحله تطابق تاریخچه، با توجه به شباهت خواص مخزنی و سیالی میدان یاکیمنتو و کوه موند، داده‌های میدان کوه موند را وارد مدل معتبر کرده و فرایند آنالیز حساسیت‌سنجی پیاده‌سازی شد. در این مرحله پارامترهای عملیاتی فرایند منتخب شامل دبی تزریق بخار، دبی تولید نفت، زمان تزریق، زمان خیساندن، دمای بخار تزریقی و کیفیت بخار موردبررسی و ارزیابی قرار گرفتند که بیشترین تأثیر مربوط به دبی تولید نفت و تزریق بخار است. همچنین مقایسه فرایند تزریق متناوب بخار با فرایند تولید طبیعی (تولید با استفاده از انرژی خود مخزن) در قالب ارزیابی فنی و اقتصادی صورت پذیرفت که نشان‌دهنده ارجحیت فنی و اقتصادی فرایند تزریق متناوب بخار است. در مرحله نهایی مهم‌ترین گلوگاه موجود در فرایندهای مختلف تولیدی از جمله ازدیاد برداشت که فرایند بهسازی تولید است در قالب مدلی تلفیقی (مدل فنی- اقتصادی) صورت پذیرفت که با ترکیب الگوریتم بهینه‌سازی شبیه‌سازی تبرید و شبیه‌ساز اکلپیس به واسطه برنامه‌نویسی در محیط متلب انجام شده است.

۳. ساخت

۳-۱. ساخت مدل

میدان نفت سنگین کوه موند به دلیل داشتن مخازن نسبتاً کم عمق در اولویت تولیدی شدن قرار دارند (میانگین ۱۵۰۰ متر). میدان کوه موند به صورت تاقدیسی بوده و ابعاد بزرگی دارد. نفت این مخزن در کنار دریا قرار دارد و این موقعیت یک امتیاز محسوب می‌شود. عملیات اکتشاف و تعیین ساختار کوه موند با حفر اولین چاه در سال ۱۳۰۹ آغاز گردید. متعاقباً در طول سال‌های ۱۳۳۷ تا ۱۳۵۵ چهار حلقه چاه دیگر باهدف ارزیابی وضعیت افق‌های پایین تر و همچنین مخزن گازی، حفاری و در

مخازن کربناته بود. مکان‌های تزریق با استفاده از نتایج این شبیه‌سازی معین گردید [۱۲]. جانسون و شاهین در همان سال، با استفاده از بازیابی اولیه و سیلاب زنی، بخش کوچکی از میدان جنوبی بلریج شامل ۲/۵ میلیارد بشکه نفت درجا را مورد مطالعه قرار دادند. نتایج آن‌ها نشان داد که با وجود تراوایی کم، فرایند تزریق بخار با توجه به ضخامت ۱۰۰ فوتی مخزن، تخلخل حدود ۵۳ درصد و اشباع نفت بالای ۷۳ درصد گزینه مناسبی برای استخراج نفت است [۱۳]. مکالی و همکاران (۱۹۹۵) طرح آزمایشگاهی تزریق بخار را در یکی از مخازن کربناته نفت سنگین میدان قرن علم طراحی نمودند. این مخزن حاوی ۲۱۳ میلیون مترمکعب نفت سنگین با درجه سنگینی ۱۶ و ویسکوزیته ۲۲۰ سانتی پویز بود. نتایج آن‌ها نشان داد که با استفاده از تزریق بخار، ضریب برداشت بیش از ۲۰ درصد انتظار می‌رفت که با توجه به ابهامات زیادی که در شرایط عملیاتی وجود داشت، انتظارات برآورده نشد (مکالی و همکاران، ۱۹۹۵). پاسکال در سال ۲۰۰۱ اولین طرح آزمایشگاهی را روی میدان لاس پزالز در کشور آرژانتین طراحی نمود. او به بررسی نفوذپذیری و ویسکوزیته پرداخت. نتایج به دست آمده نشان داد که برای هر روش برداشت موفق لازم است ویسکوزیته نفت خام جهت افزایش تحرک پذیری آن کاهش یابد [۱۴].

فناوری احتراق درجا تولید حرارت به واسطه اشتعال در داخل مخزن است در غالب ۲ پروژه در هند، ۳ پروژه در کانادا و ۴ پروژه در آمریکا و تعدادی نیز در ونزوئلا کاربرد پیدا کرده است (میر، ۱۹۹۷). همچنین این فناوری به صورت تجاری در رومانی نیز به کار رفته و ضریب بازیافت را تا حدود ۵۰ درصد افزایش داده است. سایر فناوری‌های مشتق شده از این روش مانند THAI در کانادا، آمریکا، اندونزی و هند نیز اجرا شده است [۱۵].

۲. روش پژوهش

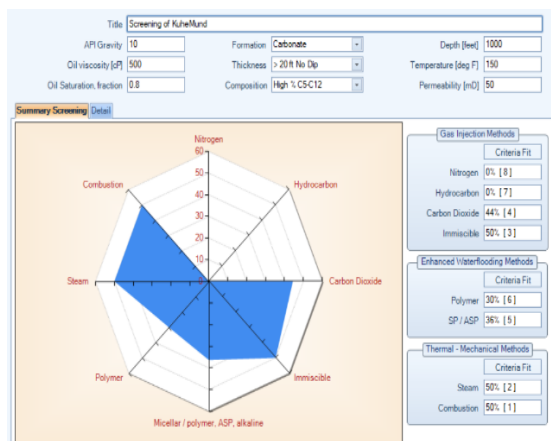
روش به کار گرفته شده در این مقاله روش کلی است که قابلیت تعمیم به هر نوع میدان- مخزنی را دارا است. برای امکان‌سنجی روش‌های مختلف ازدیاد برداشت ابتدا باید غربالگری انجام داد. فرایند غربالگری در واقع بررسی احتمال موفقیت یا شکست فرایندهای متنوع ازدیاد برداشت و رتبه‌بندی آن‌ها بر روی میدان موردنظر (در اینجا کوه موند) با استفاده از پایگاه داده جمع‌آوری شده از پروژه‌های ازدیاد برداشت در سراسر دنیا است که به روش‌های مختلفی صورت می‌پذیرد. یکی از این روش‌ها استفاده از نرم‌افزار EORgui است که توسط دپارتمان انرژی امریکا توسعه داده شده است. با استفاده از این نرم‌افزار و ارائه

روش‌های پیشنهادی برای این میدان هستند؛ اما از آنجاکه فناوری احتراق درجا بسیار پیچیده بوده، پروژه‌های کمتری نسبت به تزریق بخار در دنیا را شامل می‌شود و همچنین مدل‌سازی این فرایند عدم قطعیت‌های زیادی دارد، فرایندهای مبتنی بر تزریق بخار در اولویت هستند. در میان فرایندهای مبتنی بر تزریق بخار، فرایند تحریک حرارتی چاه دارای اولویت بیشتری است چراکه در اکثر پروژه‌های اجرایی دنیا برای ارزیابی اولیه و بعضاً اجرا در مقیاس میدانی از سناریوهای تک چاه استفاده می‌کنند که هزینه حفر چاه جدید را حذف نمایند. فرایند تحریک حرارتی نیز از این دست است و یک چاه هم نقش تزریق و هم نقش تولید را بر عهده دارد. به علت تزریق چرخه‌ای و تأثیری که در ناحیه نزدیک چاه دارد (ناحیه‌ای با بیش‌ترین قابلیت تحویل دهی سیال به درون چاه) هم‌حجم کمتری از بخار را در مقایسه با تزریق پیوسته بخار برای تزریق نیاز دارد و هم اینکه به سوخت کمتری برای تولید حجم بخار لازم برای عملیات تحریک حرارتی نیاز دارد.

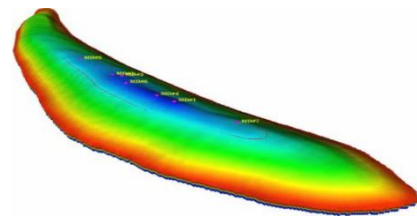
سال ۱۳۶۴ ششمین چاه برای استحصال نفت سنگین و در سال ۱۳۶۵ چاه هفتم با عملکرد توصیفی برای تعیین حدود مخزن حفاری شد. پس از ایجاد طرح توسعه میدان‌های نفت سنگین، اطلاعات به‌دست‌آمده از این مخزن تکمیل‌تر و مشخص شد که سازند سروک و سازند گچساران عمده سطح این میدان را تشکیل داده‌اند. مطالعات نشان داد نفت سروک درجه API بین ۱۲ تا ۱۴ را دارا است که در ارزیابی‌های بعدی مشخص شد، API نفت سروک پائینی بین ۱۰ تا ۱۲ و نفت سروک بالایی بین ۱۴ تا ۱۸ است. گفتنی است، میدان کوه موند در ۸۰ کیلومتری جنوب شرقی بوشهر و در کرانه خلیج فارس است (شکل ۱۱ و شکل ۱۲).



شکل (۱۱). موقعیت جغرافیایی میدان کوه موند (Google Earth)



شکل (۱۳). نتیجه غربالگری برای کوه موند



شکل (۱۲). نمایش ۳ بعدی مخزن [۱۶]

با استفاده از اطلاعات در دسترس از میدان کوه موند فرایند غربالگری برای این میدان با استفاده از نرم‌افزار EORgui انجام شد [۱۶]. اطلاعات اولیه کوه موند در جدول (۲) موجود است.

جدول (۲). اطلاعات اولیه میدان کوه موند [۱۶]

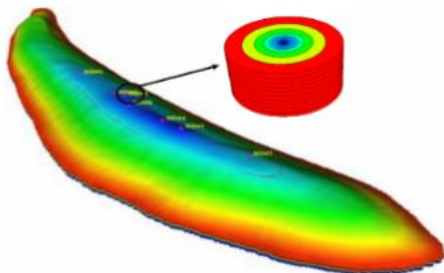
مقدار	خاصیت
۱۴۰۰	فشار اولیه (psi)
۱۵۰	دمای اولیه (°F)
۲۰	اشباع اولیه آب (%)
۱۲	تخلخل (%)
۵۰	تراوایی (md)
۱۰۰۰	عمق مخزن (ft)
۳۰۰	ضخامت ناحیه تولیدی (ft)
۱۰	درجه API

نتیجه غربالگری برای میدان کوه موند در شکل (۱۳) موجود است. همان‌طور که انتظار می‌رفت روش‌های حرارتی جزء اولین

۳-۲. اعتبارسنجی مدل حرارتی

مدل تحریک حرارتی که در شبیه‌ساز اکلیپس معرفی شده را برای تعیین اعتبار مدل، با داده‌های یکی از چاه‌های تحت طرح آزمایشگاهی تحریک حرارتی میدان نفت سنگین یاکیمنتو آرژانتین مورد تنظیم و اعتبارسنجی قرار داده می‌شود. این میدان در حوضه رسوبی سن جرج در استان سانتاکروز آرژانتین واقع گردیده است. طرح آزمایشگاهی حرارتی برای اولین بار در این میدان در سال ۱۹۹۹ در چاه ۸۰۴ به‌صورت موفقیت‌آمیزی صورت گرفته است. داده‌های مربوط به ویژگی‌های سنگ و سیال و تاریخچه تولید این میدان در جدول (۳) گنجانده شده است [۱۷].

در این فاز ابتدا مدل پایه با توجه به خواص کوه موند دستخوش تغییر شده، سپس با کد نویسی در نرم‌افزار متلب فایل داده‌ای موردنیاز برای اجراهای مختلف به‌صورت اتوماتیک تولید و در مرحله بعد با الگوریتم بهینه‌سازی SA ترکیب می‌گردد. پارامترهای تحت بهینه‌سازی، پارامترهای عملیاتی زمان تزریق بخار، زمان خیساندن، دبی تزریق بخار، دبی تولیدی نفت، دمای تزریق بخار، کیفیت بخار و تعداد سیکل‌ها هستند. سکتور انتخابی برای شبیه‌سازی فرایند تحریک حرارتی بخار در شکل (۱۵) نشان داده شده است. دلیل انتخاب سکتور استوانه‌ای شبیه‌سازی فرایندی است که مبتنی بر عملکرد تک چاه بوده و محدوده عملکردش نیز با توجه به شعاع ناحیه ریزش چاه در حوالی نزدیک چاه است که بهترین قالب شبکه‌ای برای شبیه‌سازی در چنین حالتی فرم استوانه‌ای است.



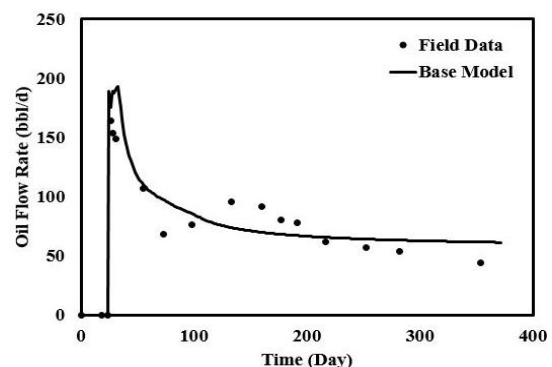
شکل (۱۵). سکتور انتخاب‌شده جهت پیش‌بینی فرایند تحریک حرارتی از میدان کوه موند

پولی که اکنون در اختیار است، ارزشمندتر از پولی است که در آینده جمع خواهند کرد؛ زیرا از طریق راه‌اندازی کسب‌وکار یا خرید چیزی به‌منظور فروش آن باقیمت بالاتر در آینده یا صرفاً باز کردن حساب سپرده در بانک و دریافت سود، می‌توان از پول کنونی برای به دست آوردن پول بیشتری استفاده کرد. دلیل دیگر پایین‌تر بودن ارزش پول در آینده، تورم است، چون تورم موجب کاهش ارزش خرید آن پول می‌شود. این همان چیزی است که به آن، ارزش زمانی پول می‌گویند. ولی دقیقاً چگونه می‌توان ارزش پول در امروز را با ارزش آن در آینده مقایسه کرد؟ این همان جایی است که محاسبه NPV به کار می‌آید. در عمل، ارزش فعلی خالص روشی برای محاسبه نرخ بازگشت سرمایه مربوط به یک پروژه یا سرمایه‌گذاری است. با در نظر گرفتن تمام پولی که انتظار دارید از آن سرمایه‌گذاری به دست بیاورید و بیان آن بازگشت سرمایه بر اساس ارزش پول امروز، می‌توانید مشخص کنید که آیا آن پروژه ارزشمند است یا خیر. وقتی مدیری باید پروژه‌های مختلف را با یکدیگر مقایسه کند و تصمیم بگیرد کدام پروژه را انجام دهد، به‌طور کلی سه گزینه وجود دارد: نرخ بازده داخلی؛ روش محاسبه بازگشت سرمایه (معادله ۱)؛ و NPV (معادله ۲).

جدول (۳). اطلاعات اولیه میدان یاکیمنتو [۱۸]

مقدار	خاصیت
۱۲۰۰	فشار اولیه (psi)
۱۱۰	دمای اولیه (°F)
۱۵	اشباع اولیه آب (%)
۲۸	تخلخل (%)
۵۰۰	تراوایی (md)
۱۵۰۰	عمق مخزن (ft)
۱۲۰	ضخامت ناحیه تولیدی (ft)
۱	بازه زمانی تولید اولیه (سال)
۴۵۰	دمای بخار تزریقی (°F)
۰/۷	کیفیت بخار تزریقی
۱۸	بازه زمانی تزریق بخار (روز)
۷	زمان خیساندن (روز)
۳۴۸	زمان تولید ثانویه (روز)

با استفاده از داده‌های فوق و تنظیم برخی از پارامترهای عملیاتی (عدم قطعیت) تطابق مناسبی بین مدل پیشنهادی و داده‌های ثبت‌شده میدانی (شکل ۱۴) به‌دست‌آمده آمد. این فاز برای اعتباربخشی به مدل پیش‌گویانه و بهینه‌سازی که در فاز بعدی برای میدان کوه موند مورد استفاده قرار می‌گیرد، وارد پروژه شده است. با این مدل، سازوکارهای حاکم در فرایند تحریک حرارتی میدان آرژانتین که شباهت ساختاری با میدان کوه موند در منطقه نفت سنگین دارد، شناسایی می‌گردد و می‌توان از این مدل معتبر شده برای تسری نتایج به میدان کوه موند استفاده نمود [۱۹]



شکل (۱۴). مدل معتبر شده به‌کاررفته به همراه داده‌های میدانی [۲۰]

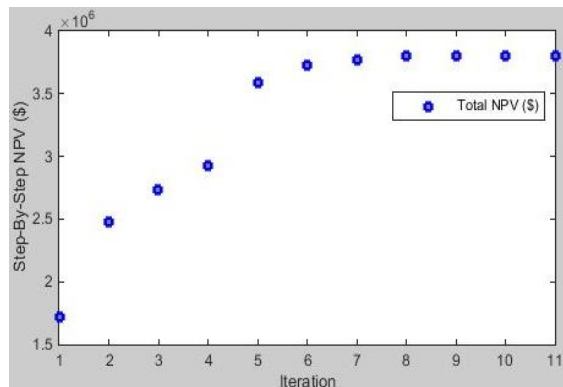
۳-۳. بهینه‌سازی مدل تحریک حرارتی برای میدان کوه موند

فرایند بهینه‌سازی در این پروژه، با تلفیق دو مدل فنی (مدل معتبر شده کوه موند) و اقتصادی (مبتنی بر پارامتر ارزش خالص فعلی (NPV) به‌عنوان تابع هدف بهینه‌سازی) صورت گرفت [۲۱].

در معادلات بالا، CF_i ، جریان نقدی پروژه در سال i ام از شروع پروژه است که شامل دو عبارت R_i و E_i است. R_i ، درآمد حاصل از فروش نفت؛ E_i ، هزینه‌های عملیاتی پروژه که شامل هزینه‌های مربوط به اصلاح آب تولیدی ($C_i^{W-Pro} * Q_i^{W-Pro}$)، تزریق بخار ($C_i^{S-Inj} * Q_i^{S-Inj}$)، فراز آوری نفت سنگین از درون چاه به سمت سطح و سایر هزینه‌های عملیاتی است [۲۳].

(عبارت $(AL_i^{HO-Pro} + C_{Op-i}) * Q_i^{HO-Pro}$)، هزینه اصلاح آب به ازای هر بشکه آب تولیدی (C_i^{S-Inj})، هزینه تزریق بخار به ازای هر بشکه از بخار تزریقی (AL_i^{HO-Pro})، هزینه فراز آوری به ازای هر بشکه نفت (C_{Op-i}) و سایر هزینه‌های عملیاتی به ازای هر بشکه نفت است. تمامی چهار پارامتر مطرح‌شده به‌عنوان داده‌های ورودی از کاربر گرفته می‌شود.

عبارت Q_i^{W-Pro} حجم کل آب تولیدشده سال i ام، عبارت Q_i^{S-Inj} حجم کل بخار تزریق‌شده سال i ام، (Q_i^{HO}) حجم کل نفت تولیدشده سال i ام است. C_{cap} ، هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه که شامل دو عبارت $C_{Drilling}$ و $C_{facility}$ است که در شروع فرایند بهینه‌سازی به‌عنوان داده‌های ورودی از کاربر گرفته می‌شود. $C_{facility}$ ، سرمایه موردنیاز برای نصب واحد تولید بخار و $C_{Drilling}$ ، هزینه موردنیاز برای حفر چاه و تکمیل آن است. نتایج حاصل از این مقاله بعد از اجرای ۱۰۰ شبیه‌سازی و تلفیق الگوریتم بهینه‌سازی و شبیه‌سازی میزان تغییری در حدود ۲/۵ برابر (از ۱/۷ میلیون دلار در اولین حدس به ۳/۸ میلیون دلار در مرحله نهایی) در میزان NPV پروژه به دست آمد که در شکل (۱۶) مشخص است. همچنین روند تغییرات در میزان تولید نفت و آب، هزینه و درآمد جاری پروژه در شکل‌های (۱۷ و ۱۸) مشخص شده است.



شکل (۱۶). روند تغییر در میزان NPV پروژه تزریق متناوب تک چاه

$$ROI = \frac{\text{Total Revenue} - \text{Total Cost}}{\text{Total Cost}} \quad (۱)$$

$$NPV = \sum_{i=1}^n \frac{\text{Total Cashflow of Year } i}{(1 + \text{Discount Factor})^i} \quad (۲)$$

نرخ بازده داخلی نیز برابر با ضریب تنزیلی است که NPV را برابر صفر می‌نماید. به گفته نایت، NPV ابزار انتخاب بیشتر تحلیلگران مالی است [۲۲]. این مسئله دو دلیل دارد: نخست، در محاسبه ارزش خالص فعلی، ارزش زمانی پول در نظر گرفته می‌شود و جریان‌های نقدی آینده بر اساس ارزش پول امروز بیان می‌شود؛ دوم، با محاسبه ارزش خالص فعلی، رقم دقیقی به دست می‌آید که مدیران می‌توانند با استفاده از آن، مبلغ سرمایه‌گذاری شده نقدی اولیه را به‌آسانی با ارزش فعلی بازگشت سرمایه مقایسه کنند. آنچه موجب استفاده بیشتر از روش محاسبه‌ی بازگشت سرمایه می‌شود، آسان بودن محاسبه و درک آن است، چون تنها کافی است محاسبه کنید چه زمانی می‌توانید پولی را که سرمایه‌گذاری کرده‌اید، دوباره به دست بیاورید. ولی در روش محاسبه‌ی بازگشت سرمایه، به این مسئله توجه نمی‌شود که قدرت خرید امروز پول، بیشتر از قدرت خرید همان میزان پول در آینده است و همین مسئله موجب می‌شود ارزش خالص فعلی، روش بهتری باشد. با توجه به مطالب بیان‌شده، تابع هدف فرایند بهینه‌سازی پروژه، NPV است. مدل مورد استفاده برای تبیین NPV پروژه که شامل هزینه‌ها و درآمدهاست، بر مبنای تجزیه هزینه‌ها به دودسته عملیاتی و غیرعملیاتی (سرمایه‌ای) و درآمد پروژه بر اساس فروش نفت است چراکه در مدل میدان کوه موند گازی برای فروش وجود ندارد. با توجه به اینکه میدان کوه موند، میدانی بالغ است، برای مدل‌سازی تابع هدف از معادلات ۳ الی ۷ استفاده شده است.

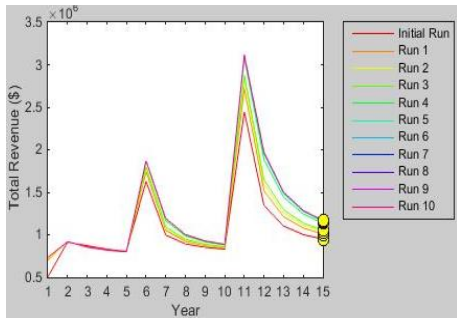
$$NPV = \left(\sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+r)^i} \right) - C_{cap} \quad (۳)$$

$$C_{cap} = C_{facility} + C_{Drilling} \quad (۴)$$

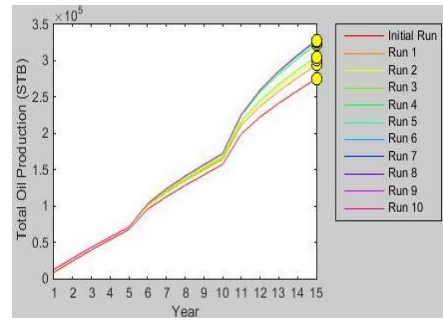
$$CF_i = R_i - E_i \quad (۵)$$

$$R_i = P_i^{HO} * Q_i^{HO-Pro} \quad (۶)$$

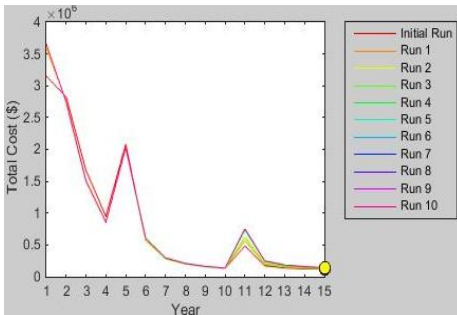
$$E_i = C_i^{W-Pro} * Q_i^{W-Pro} + C_i^{S-Inj} * Q_i^{S-Inj} + (AL_i^{HO-Pro} + C_{Op-i}) * Q_i^{HO-Pro} \quad (۷)$$



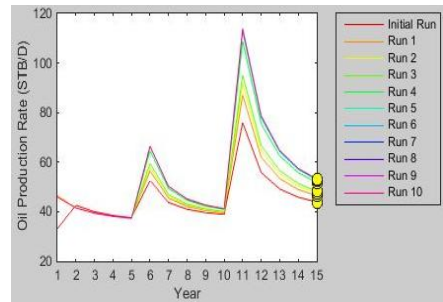
(الف)



(الف)



(ب)



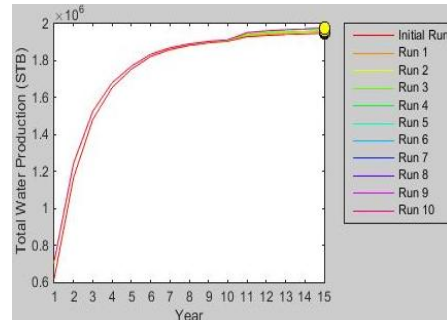
(ب)

شکل (۱۸). روند تغییر میزان درآمد (الف) و هزینه (ب) پروژه تزریق متناوب تک چاه در طول بهینه‌سازی

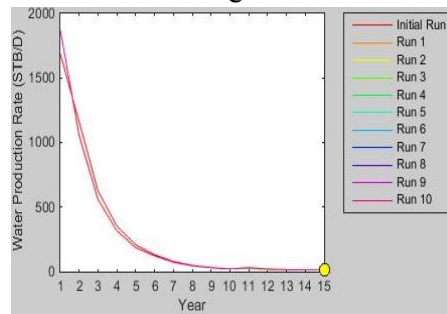
جدول (۴). اطلاعات اولیه میدان یاکیمنتو

دمای تزریق بخار	کیفیت بخار	زمان خیساندن	زمان تزریق	دبی تزریق بخار	دبی نفت	حدا و خطا
۷۶۰	۰/۷۸	۱۹	۱۵	۱۳۰۰	۱۷۰۰	مرحله آغازین
۵۴۰	۰/۹	۲۰	۵۰	۱۱۳۰	۲۰۰۰	مرحله نهایی

جدول (۴) نیز تغییر در پارامترهای بهینه‌سازی فناوری تزریق متناوب بخار تک چاه را از حدس اولیه تا مرحله نهایی مشخص می‌سازد. تغییرات NPV مربوط به تعمیم فرایند تزریق متناوب از تک چاه به چند چاه (مدل بلوکی پنج- نقطه‌ای) در شکل (۱۹) موجود است که میزان تغییری در حدود ۱/۳ برابر (از ۷۰ میلیون دلار در اولین حدس به ۹۱ میلیون دلار در مرحله نهایی) را نشان می‌دهد.

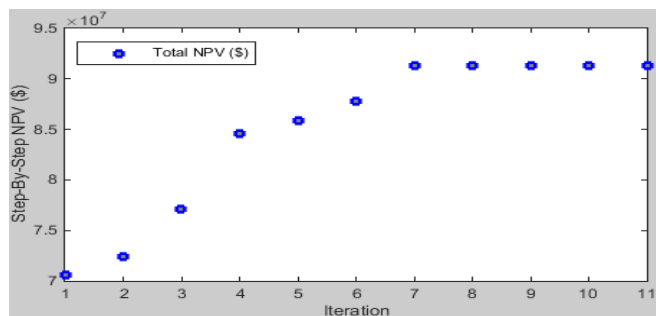


(ج)

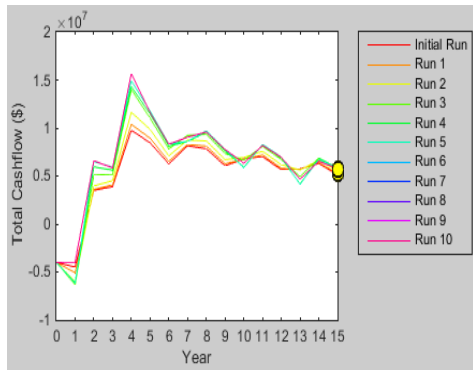


(د)

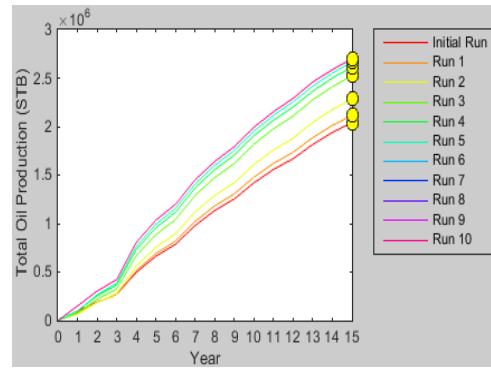
شکل (۱۷). روند تغییر میزان تولید آب (دبی تولید، د؛ تولید کلی، ج) و نفت (دبی تولید، ب؛ تولید کلی، الف) در طول بهینه‌سازی



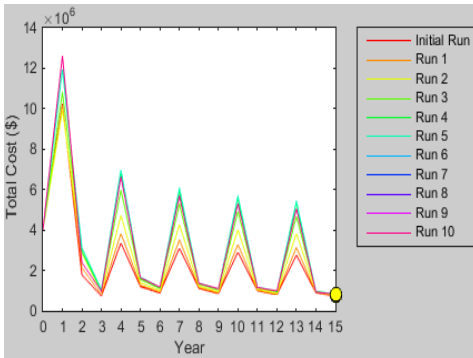
شکل (۱۹). روند تغییر در میزان NPV فناوری تزریق متناوب چند چاهی



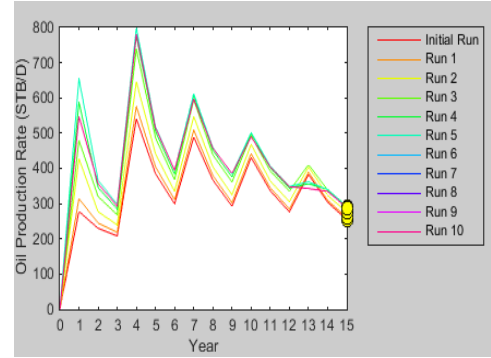
(الف)



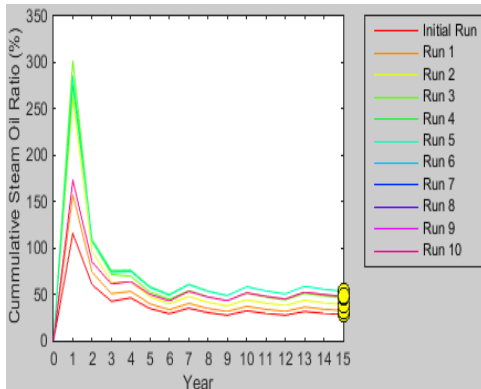
(الف)



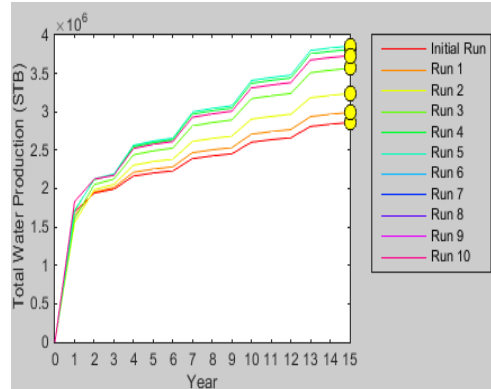
(ب)



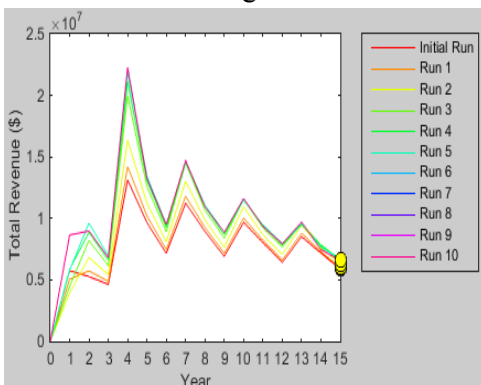
(ب)



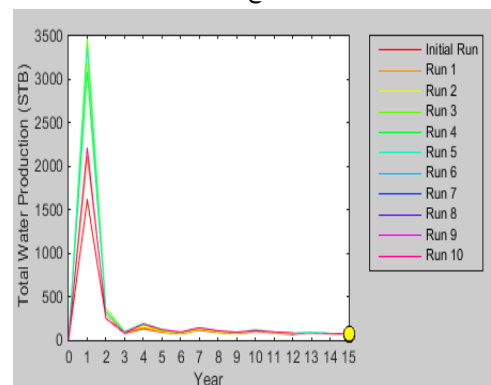
(ج)



(ج)



(د)



(د)

شکل (۲۱). روند تغییرات هزینه (ب)، درآمد (پاد)، درآمد خالص (الف) و نسبت تجمعی بخار به نفت (د) در طول بهینه‌سازی

شکل (۲۰). روند تغییرات میزان تولید نفت (دبی تولید، ب؛ تولید کلی، الف) و آب (دبی تولید، د؛ تولید کلی، ج) پروژه تزریق متناوب چند چاه در طول بهینه‌سازی

- [5] R. F. Meyer and D. K. Olsen, "Heavy Oil--a Major Energy Source for the 21st Century", Petroleum Industry Press, 1998.
- [6] A. Chierici, D. Delle Canne and O. Properzi, "Steam drive in a fractured carbonate: The Vallecupa, Italy, pilot plant." Proceedings of the Third European Meeting on Improved Oil Recovery, Rome, Italy, 1985.
- [7] R. L. Treballe, J. P. Chalot, and R. Colmenares, "The Orinoco Heavy-Oil Belt Pilot Projects and Development Strategy." Society of Petroleum Engineers, 1993.
- [8] J. Chang, "Understanding HW-CSS for Thin Heavy Oil Reservoir." SPE Heavy Oil Conference-Canada, Society of Petroleum Engineers 2013.
- [9] J. H. Duerksen, G. W. Cruikshank and M. L. J. J. o. p. t. Wasserman, "Performance and simulation of a cold lake tar sand steam-injection pilot." vol. 36, 1984
- [10] J. Dillabough and M. J. O. G. J. Prats, "Recovering bitumen from Peace River deposits." vol. 72, 1974.
- [11] B. M. Couderc, J. Verpeaux, D. Monfrin and U. H. J. S. R. E. Quettler, "Emeraude Vapeur: A steam pilot in an offshore environment." vol. 5, pp: 508-516, 1990.
- [12] M. Hartemink, B. Escovedo, J. Hoppe and R. Macaulay, "Qarn Alam: Application of Simulation for Steam Pilot Design in a Fractured Reservoir." IOR 1995-8th European Symposium on Improved Oil Recovery, 1995.
- [13] R. Johnston and G. Shahin, "Interpretation of Steam Drive Pilots in the Belridge Diatomite." SPE Western Regional Meeting, Society of Petroleum Engineers, 1995.
- [14] M. Pascual, "Cyclic Steam Injection Pilot", Yacimiento Los Perales. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Society of Petroleum Engineers, 2001.
- [15] K. Safinya, "Heavy oil Recovery." Alberta Oil, vol 4, 2008.
- [16] A. Nabilou, "Best Method for Enhanced Oil Recovery from Sarvak Reservoir and Analyse Sensitive Parameters.", 105, 2016.
- [17] R. Macaulay, J. Krafft, M. Hartemink and B. Escovedo, "Design of a steam pilot in a fractured carbonate reservoir-Qarn Alam field", Oman. SPE International Heavy Oil Symposium, Society of Petroleum Engineers, 1995.
- [18] R. F. J. J. P. S. t. S. o. r. a. Meyer, "Heavy oil and natural bitumen." 63, 2003.
- [19] O. Muraza and A. J. F. Galadima, "Aquathermolysis of heavy oil: A review and perspective on catalyst development." vol. 157, pp: 219-231, 2015.
- [20] J. G. Speight, "The chemistry and technology of petroleum", CRC press, 2014.

همچنین روند تغییرات در میزان تولید نفت و آب، هزینه و درآمد جاری پروژه در شکل‌های (۲۰ و ۲۱) مشخص شده است. جدول (۵) نیز تغییر در پارامترهای بهینه‌سازی فناوری تزریق متناوب بخار چند چاه را از حدس اولیه تا مرحله نهایی مشخص می‌سازد.

جدول (۵). اطلاعات اولیه میدان یاکیمنتو

دمای تزریق بخار	کیفیت بخار	زمان خیساندن	زمان تزریق	دبی تزریق بخار	دبی نفت	حدس و خطا
۷۳۷	۰/۷۸	۱۸	۲۵	۸۸۰	۱۵۷۸	مرحله آغازین
۴۴۷	۱	۱۵	۴۰	۱۲۸۷	۱۵۰۳	مرحله نهایی

۴. نتیجه‌گیری

به خاطر ویژگی‌های منحصربه‌فرد نفت سنگین نسبت به نفت سبک از جمله ویسکوزیته بالا و درجه سنگینی پائین نمی‌توان از روش‌های متعارف تولید استفاده کرد بلکه باید سراغ فناوری‌های نوین تولید مانند روش‌های ازدیاد برداشت رفت. در میان روش‌های ازدیاد برداشت، روش‌های حرارتی به علت گستردگی استفاده در میدان‌های نفت سنگین دنیا در اولویت برنامه‌ریزی قرار دارند. در مورد میدان کوه موند نیز نتایج غربالگری نشان می‌دهد که روش‌های حرارتی در اولویت قرار دارند و مشاهدات جزئی‌تر ناشی از نتایج شبیه‌سازی‌های صورت گرفته می‌توان اظهار کرد که به‌کارگیری فناوری حرارتی می‌تواند منجر به تولید اقتصادی از میدان‌های نفت سنگین (در اینجا، کوه موند) گردد، به‌نحوی که در مدل تک چاه میزان سودآوری خالص پروژه ۳/۸ میلیون دلار و در مدل چند چاه، ۹۱ میلیون دلار برآورد گردید.

۵. مراجع

- [1] I. E. Agency and C. Besson, "Resources to reserves: oil & gas technologies for the energy markets of the future", 2005.
- [2] J. Ancheyta and J. G. Speight, "Hydroprocessing of heavy oils and residua", CRC Pres, 2007.
- [3] C. Boyer, J. Kieschnick, R. Suarez-Rivera, R. E. Lewis and G. J. O. R. Waters. "Producing gas from its source." vol. 18, 36-49. 2006.
- [4] R. F. Meyer, "World Heavy Crude Oil Resources.", 15th world petroleum congress, World Petroleum Congress, 1997.

[22] O. Trevisan, A. Lisboa, F. França and W. Trindade, "Oil production in offshore fields: An overview of the Brazilian technology development program", World Heavy Oil Conference, 2006.

[23] Tverberg, "Oil supply limits and the continuing financial crisis." vol. 37, pp: 27-34. 2012.

[21] S. B. Suslick, D. J. Schiozer, F. Nepomuceno and R. Furtado, "Forecasting the development of heavy-oil reserves in ultra-deep waters using technological risk models.", SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Society of Petroleum Engineers, 2003.

Feasibility study of thermal enhanced oil recovery methods for extraction of heavy crude oil in Kuh-e-Mond oilfield

B. Moladavoodi*, D. Abooli, S. M. M. Hussein

Abstract

Heavy oil is one of the oil resource types, which due to its high density and viscosity, can only be economically produced using complex technologies. In Iran, there are significant quantities of heavy oil resources. Kuh-e-Mond is one of the largest heavy oil fields in the country. In this paper, using a stepwise algorithm and combining techno-economical modeling with the help of Eclipse simulator and MATLAB programming language, the most optimal scenario of production was determined. The step-by-step algorithm includes screening, model validation, and finally, production optimization. The objective function is the net present value, which is achieved by changing the optimization parameters during different stages of try and error with the help of simulated annealing optimizer. The output of the screening stage for the Kuh-e-Mond field is the periodic injection process, which is also economically the lowest cost among other thermal methods and uses only one well for production and injection. In the validation phase of the model, an Argentinian (Yakimento) oilfield dataset similar to Kuh-e-Mond oilfield were used and a valid model was obtained. In the final phase, optimization, which is in fact the main bottleneck of production projects, was implemented and showed a significant impact on increasing the profit from the periodic injection model in Kuh-e-Mond field. A 2.5 times increase in the operating parameters of the single well model compared to the initial try is claimed. Also, upgrading single-well to multi-well model, 1.3-fold of increase in the profitability of multi-well model was observed.

Keywords: Heavy crude oil; Thermal enhanced oil recovery; Steam injection; Optimization; Net present value (NPV).