

# مکانیزم رانش با تزریق

# Handil

# گاز سبک

## بررسی میدان نفتی هندیل پس از تزریق گاز

مطلب حاضر، چکیده مقاله ای است تحت عنوان :

**Handil field, three years of lean gas injection into water flooded reservoirs.**

(سه سال تزریق گاز سبک داخل مخزنی که قبلاً آب زده شده بود) که در آن به بررسی توسعه میدان با تزریق گاز پرداخته شده و نتایج حاصل شده در میدان نفتی هندیل در جزیره برنئواندونزی مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفت.

میدان Handil دارای کلاهکی گازی (Gas Cap) است که سیستم آبدۀ قوی (aquifer) در زیر آن قرار دارد. در سال ۱۹۹۵ پنج مخزن از این میدان که معادل ۱/۵ کل نفت در جای اولیه میدان بود به مرحله نهایی توسعه با سیستم رانش آب (water flood drive) رسید و حدود ۵۸۱ از کل نفت در جای اولیه آن تولید شد و از این زمان به بعد برنامه تزریق گاز به عنوان برنامه توسعه جدید میدان برای تولید نهایی در نظر گرفته شد. بعد از سه سال از تزریق گاز، ضریب بازیافت برای این پنج مخزن بیش از ۱/۲ درصد نفت اولیه درجا افزایش یافت و پروژه هم از نظر تکنیکی و هم از نظر اقتصادی موفقیت آمیز بوده است. موفقیت مکانیسم رانش با تزریق گاز سبک (Lean Gas) با توجه به داده های میدان مورد تأیید قرار گرفت. ضمن اینکه از کاهش تولید نفت قبلی جلوگیری شد و تولید نفت در شرایط کنونی به حالت پایداری رسید. مهمترین هدف از مونیتورینگ، کنترل سیکل گردش گاز در اغلب تولیدکننده ها (چاههای تولیدی) و به خصوص در طول دوره هایی با نرخ تزریق بالاست که به منظور جریان دوره هایی با نرخ تزریق پایین (به علت کمبود میزان گاز مورد نیاز برای تزریق)، صورت گرفته است.

مونیتورینگ دقیق چاهها، کارایی مخزن، شبیه سازی های عددی و مطالعات موازنه جرم، به فهم بهتر مکانیزم ها کمک کرده است و منجر به تجدید نظر و اعمال سیاستهایی با کارایی بیشتر و با هدف حداکثر ساختن میزان تولید نفت گردید. همچنین تجربیات به دست آمده به همراه تجزیه و تحلیل پروژه در طول سه سال از عمر آن، ادامه گسترش برنامه توسعه میدان با سیستم تزریق گاز (Lean Gas) برای سایر مخازن میدان را تأیید نمود.

### معرفی میدان

میدان نفتی Handil در دلتای Mahakam در جزیره Borneo اندونزی واقع شده است (F-1). ساختار میدان از طاقیسی تشکیل شده

است که دارای چهار کیلومتر طول و سه کیلومتر عرض است که با یک گسل شرقی - غربی به دو ناحیه شمالی و جنوبی تقسیم شده است (F-2). این میدان زمین شناسی پیچیده ای دارد و دارای بیش از ۵۰۰ متر تجمع ستونی نفتی است که داخل سنگهای کانالی و مخازنی که در محیط دلتایی - دریایی دوره میوسین، مدفون شده اند (F-2).

مخزن دارای مشخصات بسیار خوبی است. نفوذ پذیری (perman bility) بین 10MD تا 2000MD، تخلخل (porosity) در حدود ۲۵ درصد و اشباع شدگی آب در حدود ۲۲٪ است و نفوذ پذیری عمودی آن شبیه نفوذ پذیری افقی آن است. شیب ساختار مخزن بین ۵° تا ۱۲° است و به طرف پایین و از شرق به غرب به آبدۀ متصل است. تغییرات دما در آن 0.03°C/m است و دانسیته نفت بین ۳۱۰ تا ۳۴۰ (API) تغییر می کند. ضریب حجمی نفت بین ۱/۱<sup>v/v</sup> تا ۱/۴<sup>v/v</sup> است و نسبت گاز به نفت حل شده بین ۵۰<sup>v/v</sup> تا ۱۰۰<sup>v/v</sup> است. ویسکوزیته نفت بین ۰/۶ CP تا ۱/۰ سانتی پواز است و ضریب حجمی گاز بین ۱X۱۰<sup>-۳</sup> تا ۵X۱۰<sup>-۳Res/v</sup> متغیر است.

### تاریخچه تولید

در اوایل دهه ۱۹۸۰ مطالعات گسترده ای برای ارزیابی روش های افزایش ضریب بازیافت صورت گرفت که در این میان جذابترین و در عین حال اقتصادی ترین مورد، تزریق مجدد گازهای همراه بود. تزریق هیدروکربن گازی سبک (lean Gas) در داخل نفت سبک، یک فرآیند جابجایی کاملاً غیرامتزاجی است. در اثر تزریق گاز نفت هایی که توسط آب و یا فشار موینگی در تله افتاده بودند مجدداً تولید خواهند شد. تزریق گاز غیر امتزاجی به مخزنی که با آب یک بار رانده شده است، تا تاریخ یاد شده، سابقه ای در جنوب شرق آسیا ندارد. کیفیت و مکانیسم این سیستم توسط Total Fina به طور جدی قبل از اجرا در میدان Handil، مورد مطالعه قرار گرفت که اهم آن عبارتند از:

- ۱- تعیین بهترین نقطه برای تزریق در بهترین مخزن از میدان
  - ۲- مطالعه روی یک مغزه (core) به طول ۲/۶ متر. به طوری که مغزه در حالت عمودی قرار داده شده بود.
- ابتدا به مدت دو روز با آب ساختار (Formation water) از پایین و سپس به مدت ۱۷۰ روز با گاز از بالا تزریق شد فشار و دمای گاز به ترتیب ۱۸۵ بار و ۹۳°C بود. نتایج این بود که اشباع شدگی نفت پس از تزریق آب ۲۷ درصد باقی ماند در صورتی که پس از تزریق گاز به سه درصد کاهش یافت.

مکعب مجدداً تولید شد که بیانگر ذخیره شدن ۲۹ میلیارد فوت مکعب در داخل مخزن است و این میزان، بیش از ۵۰ درصد گردش گازی است که در شبیه سازی پیش بینی شده بود. ضمن اینکه ضریب تولیدی چاهها نیز به دلیل وجود گاز در تولید افزایش یافته بود. در اکثر چاهها سیستم جابجایی پیستونی صورت گرفت و در تعداد اندکی سیستم جابجایی انگشتی (Fingeriy displance) برقرار بود چاهها نیز برحسب میزان GOR ( حداکثر  $2000^{v/v}$  ) مرتباً به منظور افزایش کارایی چاهها باز و بسته می شدند.

### اقتصاد پروژه

هزینه های سرمایه گذاری در پروژه به ۱۸ میلیون دلار برای کمپرسور و تاسیسات مرتبط با آن و پنج میلیون دلار برای حفر چاههای تزریقی جدید محدود شده بود. البته پروژه مساله ای در نرخ بازگشت مطلوب ندارد. با ۱/۶ میلیون بشکه نفت اضافه در طول سه سال اول تولید پروژه تزریق گاز، در حدود ۲۴ میلیون دلار ( ۱۵ دلار بر بشکه ) بازدهی نشان می دهد. گاز تزریقی نیز پس از دو تا سه سال از پروژه، به صورت مجانی در آمد. همچنین یکسری از هزینه های مرتبط با شتاب سریع توسعه حفاری نسبت به میدانهای گازی مجاور وجود داشت که هزینه ای در حدود پنج میلیون دلار در طول عمور پروژه دربرداشت.

### نتیجه گیری

- ۱- تزریق گاز سبک داخل مخزنی که قبلاً با آب تزریق شده بود، تکنیک جدید افزایش تولید در ناحیه آسیا و اقیانوسیه بوده است.
- ۲- در سه سال اولیه استفاده از این تکنیک، در میدان Handil، اقتصادی بودن افزایش نفت تولیدی اثبات شد.
- ۳- پاسخ به مکانیسم هایی که در مطالعات بنیادی قبل از شروع پروژه مطالعه شده بود در خود میدان و در طول انجام پروژه مورد تایید قرار گرفت. قابلیت این سیستم تولیدی که از شبیه سازی عددی به دست آمده بود، به طور کامل مورد تایید قرار گرفت.
- ۴- پروژه هم از نظر اقتصادی و هم از نظر تکنیکی موفق بود، چراکه منجر به این شد تا شش مخزن دیگر - علاوه بر پنج مخزن قبلی که بیانگر ۴۷۰ میلیون بشکه نفت درجا ( در مجموع ۱۱ مخزن ) بودند - با تزریق روزانه ۹۰ میلیون فوت مکعب گاز، در فاز دوم در مورد میدان اجراء گردد و تولید تا ۱۵ سال دیگر ( که بیانگر ۳۰ میلیون بشکه نفت قبل از شروع شرایط بستن مخزن بود )، ادامه داشته باشد.

۳- شبیه سازی های 2D ( برای تعیین حساسیت های مهم و محدوده بهینه تزریق و تولید ) و 3D ( برای تعیین نسبت های تزریق، نرخ تولید نفت و همچنین چگونگی تولید )

### ابتدای پروژه، ارزیابی نفت تولیدی اضافی و خط پایه ( Base Line )

دو چاه تزریق گاز، در قله مخزن ( Crest ) حفر و تکمیل شدند. این سیستم روی پنج مخزن از میدان Handil که بیانگر ۳۰۳ میلیون بشکه بود، برای فاز اول پروژه انتخاب شد. گاز تزریقی نیز از گازهای صادراتی در نظر گرفته شده بود. و به وسیله کمپرسورهای سرچاهی  $4/5 MW$ ، فشار ۱۸۰ بار تهیه و در نوامبر ۱۹۹۵ عملی-ات تزریق شروع شد. که منجر به ۲۱ کار جدید شد و روی چاهها اعمال گردید. برای ارزیابی کارایی استفاده از تزریق گاز، تعیین شد که کارایی تولید در صورتی که تزریق آب ادامه می یافت چقدر بود. این نوع کارایی فرضی، خط پایه ( Base Line ) نامیده می شود. به علاوه، میزان افزایش تولید نفت ( EOR ) در اثر تزریق گاز نیز که به عنوان شرایط سومین دوره توسعه مخزن است، حساب گردید. خط پایه ( Base Line ) برای هر یک از پنج مخزن با استفاده از تکنیک آنالیز منحنی کاهش ( decline curve ) با توجه به مدت طولانی تزریق آب، ترسیم شد. شبیه سازی های انجام شده خط پایه ( Base Line ) را تایید نمود.

در مقایسه با خط پایه، ۱/۶ میلیون بشکه نفت اضافی در اثر تزریق گاز تولید شده بود. مجموع گاز تزریق شده به ۶۳ میلیارد فوت مکعب رسید که از این میزان ۳۴ میلیارد فوت

SPE 57289

Aauthor. Sugianto Gunawath

The paper was prepared for presentation

25-26 oct.1999

Kuala lumpour/Malaysia

مترجم : اسماعیل غلامپور آهنگر - شرکت مهندسی و توسعه نفت