

بررسی بهینه‌سازی تولید چاه‌های گازی با استفاده از روش Large Wellbore Completion

قدیر مهدوی، شرکت نفت فلات قاره ایران

مقدمه

در سال‌های ۲۰۰۸ تا ۲۰۰۹ پس از اکتشاف میدان گازی فرزاد (میادین C, B و A) در خلیج فارس، طرح توسعه‌ی این میدان توسط شرکت Aramco عربستان در دستور کار قرار گرفت. طرح اولیه‌ی توسعه بر اساس حفر چاه‌های انحرافی (۵۵-۵۰ درجه) از سکوها‌ی اقماری جهت تولید حداکثری از کل ضخامت لایه مدنظر قرار گرفت. حفاری چاه‌ها در بخش مخزنی با حفره‌ی $8\frac{3}{8}$ " در لایه‌ی کربناته‌ی خوف به صورت Monobore و Extended reach و با استفاده از لوله‌های آستری ۷" برنامه‌ریزی گردید. لایه‌آزمایی‌ها و نیز تفسیر نمودارهای پتروفیزیکی نشان داد که این لایه از نظر تولید و بهره‌دهی، پتانسیل بسیار خوبی دارد. به طوری که مخزن ساختاری شکاف‌دار و وسیع با ضخامت لایه‌ای بسیار زیاد و نیز فشار و دمای زیادی دارد. در ابتدای حفاری ۲۳ حلقه چاه در میدان A برنامه‌ریزی شد که با مشکلات زیادی همراه بود و منجر به کاهش اندازه‌ی لوله‌ی آستری در لایه‌ی تولیدی گردید. مهم‌ترین مشکلات عبارت بودند از:

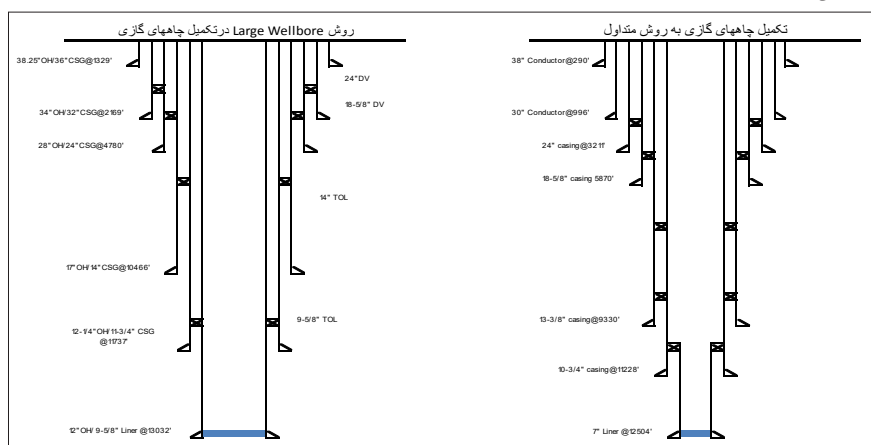
- وجود ساختارهای گسلی و شکاف‌دار در لایه‌های کم عمق
- وجود لایه‌های پرفشار و کم فشار

این دلایل باعث هرزروی شدید گل حفاری، گیر کردن لوله‌های حفاری، ورود سیال به درون مخزن و در نتیجه از دست رفتن اندازه‌ی حفره مخزنی می‌شد. با این حال مهندسی حفاری با کنترل وزن و سرعت چرخش گل و استفاده از مواد کنترل‌کننده‌ی هرزروی توانست حفاری چاه‌ها را با برنامه‌ی از قبل طراحی شده به سرانجام برساند. بر اساس تجربه‌ای که مهندسی حفاری در حفاری چاه‌های انحرافی در لایه‌های پرفشار

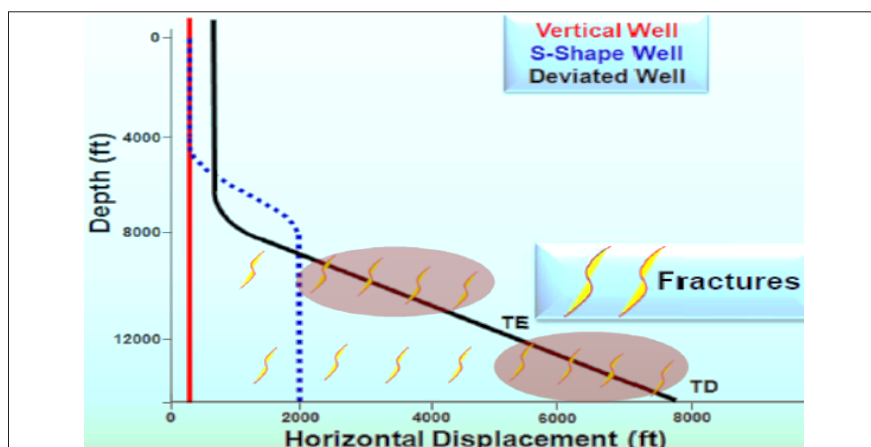
و شکاف‌دار با توجه به هرزروی شدید گل به‌دست آورد تصمیم بر این شد که چاه‌ها به صورت عمودی حفر گردند. مطالعات بهینه‌سازی تولید نشان داد تکمیل چاه‌های عمودی به صورت Large Wellbore Completion علاوه بر افزایش بهره‌دهی چاه‌ها، کاهش ملزومات حفاری و متعاقب آن کاهش هزینه‌ها را دربر دارد. در نتیجه برنامه‌ی بهینه‌شده‌ی جدید، به صورت حفاری حفره‌ی ۱۲" در بخش مخزنی به طوری که چاه‌ها با لوله‌های $9\frac{5}{8}$ " به صورت Monobore تکمیل گردند ارائه شد. حفاری اولین چاه

توصیفی به صورت آزمایشی در میدان C انجام گردید. موفقیت این برنامه به عنوان مطالعه‌ی کلیدی بسیار حائز اهمیت بود. به طوری که الزامات لازم جهت اجرای برنامه‌های بعدی را مشخص می‌کرد.

پس از ارزیابی‌های دقیق با به کارگیری لوله‌های آستری و تولیدی $9\frac{5}{8}$ " به صورت Monobore در تکمیل چاه‌ها و حفاری فقط یک چاه عمودی از هر یک از سکوها‌ی اقماری (Single platform) درنظر گرفته شد. این طراحی باعث دو برابر شدن بهره‌دهی چاه‌ها و نیز برطرف شدن مشکلات مربوط



شکل ۱ | شماتیک نحوه‌ی تکمیل روش متداول و تکمیل با لوله‌های $9\frac{5}{8}$ "



شکل ۲ | تأثیر well configuration در کنترل میزان هرزروی گل حفاری در شکاف‌ها

چاه‌های تولیدی (به دلیل افزایش ایمنی و کاهش هزینه‌های مربوط به تأسیسات سرچاهی در سکوی تولیدی).

به کارگیری روش Large Wellbore Completion در میدان شرکت نفت فلات قاره

جهت اجرای این استراتژی بهینه باید مشخصه‌سازی و شبیه‌سازی دقیق مخزن انجام شده و نیز آزمایش‌های مورد نیاز جهت بررسی عملکرد تولیدی مخزن و بررسی‌های اقتصادی انجام گردد و تجهیزات حفاری و تکمیل خاص چاه مورد نیاز تأمین شوند. بر اساس مطالعه‌ی شرکت ONGC در میدان فرزاد B مشخصات مخزنی طبق جدول ۱-

شرایط استفاده از روش Large Wellbore Completion

- سیال مخزن باید گاز خشک (Dry Gas) باشد تا در خصوص تشکیل میعانات در دهانه‌ی چاه یا بالآ آمدن سیال در لوله‌های با اندازه‌ی بزرگ نگرانی وجود نداشته باشد.
- باید ضریب بهره‌دهی چاه‌ها زیاد باشد تا بتوانند با نرخ‌های بسیار زیاد تولید کنند.
- فشار بسیار زیاد مخزن که می‌تواند انرژی مخزن را جهت تولید با نرخ‌های زیاد فراهم کند.
- سنگ مخزن کربناته‌ی مقاوم با ضخامت زیاد؛ به طوری که پایداری چاه در نرخ‌های مورد نظر مسأله‌ساز نباشد.
- استفاده از سکوی تک‌شیره جهت

به تداخل تولیدی چاه‌های کناری می‌شود. شکل ۱- شماتیک مقایسه‌ی دو روش تکمیل چاه‌هاست.

در شکل ۲- تفاوت بین نوع Well Configuration در کنترل حفاری چاه‌ها مقایسه شده است.

مقایسه‌ی عملکرد تولیدی در این دو نوع تکمیل در شکل ۳- نشان می‌دهد یک چاه Large Wellbore از یک سکوی اقماری تک‌شیره، چاه با نرخ ۳۲۵ میلیون فوت مکعب استاندارد گاز در روز قبل از رسیدن به نرخ پایینی تولید می‌کند. این در حالی است که در طراحی قبلی تولید تا حداکثر ۱۸۰ میلیون فوت مکعب در روز می‌رسید.

در شکل ۴- نرخ تولید چاه‌ها با اندازه‌های ۵" و ۷" و ۹ ۵/۸" مقایسه شده است.

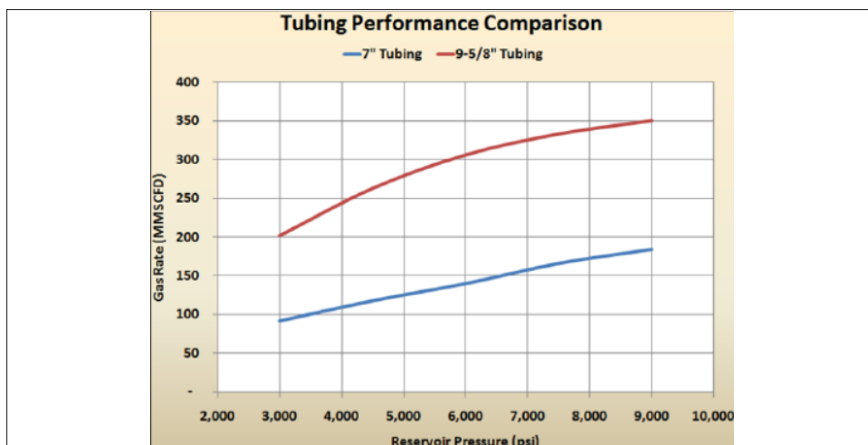
چالش‌های روش Large Wellbore Completion

- مشکلات مربوط به تأمین تجهیزات و کالا
- وجود لایه‌هایی با درصد H_2S زیاد در اعماق کم که باعث استفاده از لوله‌های جداری حتی با اندازه‌ی ۴۸" می‌گردد.
- وجود شکاف‌های عمیق و گسل‌های ناپیوسته که باعث عدم کنترل چاه می‌گردد.
- نیاز به دکل‌های با ظرفیت زیاد (Super Rig) و مشعل‌هایی که جهت آزمایش چاه با ظرفیت تولید ۲۵۰ میلیون فوت مکعب در روز

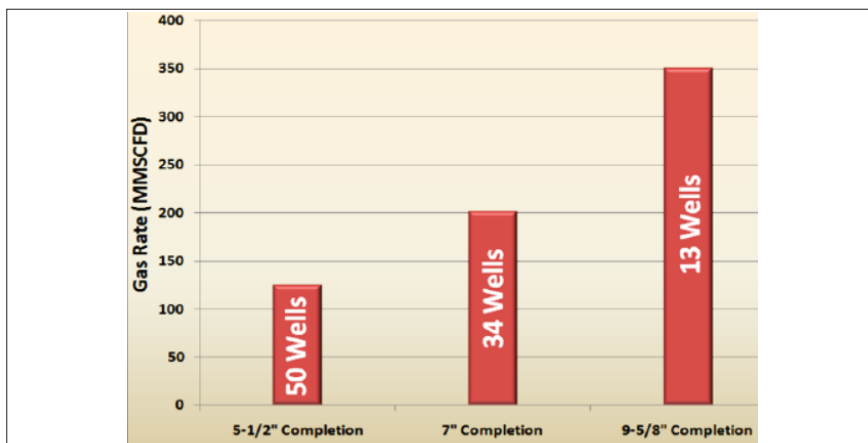
تمیزسازی و زنده کردن چاه با شرایطی که بتواند تا نرخ ۱۲۰ میلیون فوت مکعب در روز تولید کند. به طوری که به دیواره‌ی چاه صدمه وارد نکند و باعث ریزش نگردد.

■ جوشکاری لوله‌های جداری ۴۸" رانده شده که رزوه ندارد که این کار نیازمند شرایطی ویژه و تیم باتجربه‌ای است.

■ شناخت دقیق خصوصیات مخزن از جمله شاخص بهره‌دهی، فشار، دما، خواص سنگ و سیال



شکل ۳ | تأثیر اندازه‌ی لوله در نرخ تولیدی



شکل ۴ | نتایج بهینه‌سازی تولید با نوع تکمیل چاه‌ها

است.

به کارگیری و اجرای روش Large Wellbore Completion در میداین گازی باید از نظر مهندسی حفاری، مخازن، بهره‌برداری و تکمیل چاه و مهندسی تأسیسات بررسی شود که به طور خلاصه موارد زیر قابل توجه است:

■ تاریخچه‌ی حفاری دو حلقه چاه که در میدان فرزاد B انجام شده مشکلات مربوط به هرزروی بسیار زیاد گل حفاری حین عملیات را نشان می‌دهد. در صورت استفاده از روش Large Wellbore Completion باید مواد کنترل‌کننده‌ی هرزروی گل در لایه‌ها با توجه به میزان گل سازگار با آن مورد بررسی دقیق قرار گیرد. از طرفی لوله‌های جداری با اندازه‌ی بیشتر از ۳۰" در حفاری چاه‌های ایران هرگز استفاده نشده و این لوله‌ها باید از شرکت‌های سازنده‌ی خاصی درخواست گردد. شرکت‌های پیمانکار حفاری در ایران تجربه‌ی راندن این اندازه از لوله‌ها را ندارند و بر اساس بررسی‌ها، شرکت‌های کمی در این زمینه فعالیت می‌کنند که این مورد باید قبل از هرگونه تصمیم‌گیری مورد توجه قرار گیرد.

■ با توجه به اطلاعات مخزن کنگان و دالان در میدان فرزاد به نظر می‌رسد جهت استفاده از Large Wellbore Completion در این میدان باید آزمایش‌های بیشتری در این مخزن

انجام شود. از جمله آزمایش DST جهت نمونه‌گیری از سیال مخزن و حصول اطمینان از گاز خشک بودن سیال مخزن و نیز تعیین Absolute open flow که مهم‌ترین متغیر جهت تصمیم‌گیری برای استفاده از این روش است. بر اساس مقدار این متغیر در آزمایش‌های قبلی که نرخ حداکثری را حدود ۵۰ میلیون فوت مکعب در روز نشان می‌دهد استفاده از روش مذکور نمی‌تواند توجیه فنی داشته باشد و می‌توان از روش تکمیل 7" Monobore که در حال حاضر در میداین مختلفی انجام شده استفاده کرد.

■ در دهه‌ی گذشته در مناطق نفت‌خیز جنوب به دلیل تولید زیاد چاه‌ها، از لوله‌های ۹ $\frac{5}{8}$ " به عنوان لوله‌های تولیدی استفاده می‌شود. اما باید توجه کرد که این لوله‌ها در اصل لوله‌های جداری بودند که برای تولید نیز استفاده می‌شدند. این نوع تکمیل (Tubingless Completion) به دلیل عدم وجود SSSV کاملاً فاقد ایمنی است. استفاده از روش Large Wellbore Completion در مخازن گازی از نظر تکمیل چاه ملزومات و تأمین تجهیزات وسیعی را می‌طلبد. به طوری که این تجهیزات غیرمعمول و تأمین آن کاملاً سفارشی بوده و فقط توسط بعضی شرکت‌های انحصاری انجام می‌شود و باید زمان زیادی را صرف

آماده‌سازی و تحویل آنها کرد. بنابراین باید تأمین این اقلام جز اصلی‌ترین عوامل در تصمیم‌گیری باشد. هر چند قیمت این اقلام موجود نیست اما با توجه به غیرمعمول بودن آن به نظر می‌رسد هزینه‌ی تکمیل این نوع چاه‌ها به میزان چندین چاه معمولی باشد باید در هزینه‌های سرمایه‌گذاری (Capex) در نظر گرفته شود.

■ استفاده از سکوه‌های تک‌شیار مستلزم به کارگیری سکوه‌های متعدد در میدان است که این منجر به صرف هزینه و زمان زیاد جهت آماده‌سازی و نصب در میدان است. بنابراین باید مطالعات با دقت زیادی و خطای کم انجام گیرد.

نتیجه‌گیری

با عنایت به استفاده از فن‌آوری‌های جدید در کشور استفاده از این روش بسیار مقرون به صرفه و از نظر تولید بسیار بهینه است. اما با توجه به بررسی‌ها به نظر می‌رسد قبل از هرگونه تصمیم‌گیری باید موارد زیر لحاظ شده و شرایط لازم جهت به کارگیری این روش مهیا گردد.

■ انجام آزمایش‌های مخزنی جهت تخمین میزان AOF

■ اخذ نمونه‌ای از سیال مخزن و کسب اطمینان از خشک بودن گاز (Dry Gas Reservoir)

■ مطالعات مهندسی مخازن جهت تعیین موقعیت‌های مناسب چاه‌ها

■ تأمین تجهیزات و کالاهای مورد نیاز در این فن‌آوری

■ طراحی و ساخت جکت‌های تک‌شیاره

■ تأمین Super Rig با پرسنل مجرب و آشنا با فن‌آوری بالا

■ آموزش پرسنل جهت حفظ و نگهداری از چاه‌ها در صورت استفاده از این فن‌آوری ■

مشخصات مخزنی میدان فرزاد B بر اساس مطالعه‌ی شرکت ONGC

Rock Type	Carbonate with fracture
Reservoir Fluid	Dry Gas
Pressure(psi)	8890
Temperature(F)	246
Thickness(m)	260
H ₂ S Concentration(ppm)	30000
CO ₂ Concentration(ppm)	5000
Production Rate(MMScf/d) per Well	50